

Schlussbericht, Januar 2016

# Studie zur Wärmenutzung aus der hydrothermalen Geothermie



**energie schweiz**  
Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Auftraggeber**

EnergieSchweiz, 3003 Bern

**Auftragnehmer**

AF-Consult Switzerland AG

Täferenstrasse 26

5405 Baden/Dättwil

**Autoren**

Dr. Joachim Poppei

Marine Pérus

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt. Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

**EnergieSchweiz**

Bundesamt für Energie BFE; Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: 3003 Bern  
Tel. 058 462 56 11, Fax 058 463 25 00; [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch); [www.energie-schweiz.ch](http://www.energie-schweiz.ch)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Anlass, Abgrenzung und Inhalt der vorliegenden Studie.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Überblick und geothermische Charakterisierung der drei Gebiete geothermischer Fernwärme .....</b>	<b>6</b>
2.1	Pariser Becken.....	6
2.2	Norddeutsches Becken.....	12
2.3	Bayrisches Molassebecken .....	15
<b>3</b>	<b>Lessons learnt.....</b>	<b>20</b>
3.1	Ausgewählte Erfahrungen aus dem Pariser Becken .....	20
3.2	Ausgewählte Erfahrungen aus dem Norddeutschen Becken .....	25
3.3	Ausgewählte Erfahrungen aus dem Bayrischen Molassebecken.....	28
<b>4</b>	<b>Übertragbarkeit von Erfahrungen auf die /neue Projekte in der/ Schweiz.....</b>	<b>33</b>
4.1	Gemeinsamkeiten und Unterschiede.....	33
4.2	Anforderungen und Ziele .....	33
4.3	Schlussfolgerungen und Empfehlungen .....	34
<b>5</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>38</b>

# 1 Anlass, Abgrenzung und Inhalt der vorliegenden Studie

Dieser Bericht soll – basierend auf Erfahrungen in den Nachbarländern – Entscheidungsträger in der Schweiz bei der Evaluation von potentiellen Anlagen der geothermischen Energiegewinnung zur (Fern-)Wärmeversorgung unterstützen. Dies beinhaltet Fragen und Probleme bei der Planung, Vorbereitung und Umsetzung hydrothermaler Wärmeprojekte aus Tiefen > 1'000m.

Zu diesem Zweck werden Erfahrungen aus drei Gebieten in Mitteleuropa extrahiert und synthetisiert, die sich zu unterschiedlichen Zeiten mit unterschiedlichen geologischen, ökonomischen und energiepolitischen Randbedingungen durch intensive Phasen von Projektrealisierungen auszeichneten („*Boomphasen der Geothermie*“):

- das Pariser Becken in den 70iger und 80iger Jahren
- das norddeutsche Becken in den 80iger und 90iger Jahren und
- Bayrische Molassebecken in den 2000er Jahren.

In diesen drei Gebieten wurden – teilweise in Pionierleistung - mehr als 50 geothermische Anlagen zur Wärmeversorgung grosser Versorgungsgebiete (Fernwärme) von ca. 385 MW<sub>th</sub><sup>1</sup> realisiert, die zu einem enormen Wissenszuwachs beitrugen. Auch wenn der Anteil der geothermisch erzeugten Wärme dieser Anlagen (nach unterschiedlichen Angaben ca. 1'650 GWh/a) heute nur etwas über 11% der weltweit aus Geothermieanlagen zur Fernwärmeversorgung bereitgestellten Energie umfasst (entsprechend [Link, 2015]), bieten die relativ ähnlichen geologischen und klimatischen Bedingungen gute Voraussetzungen für eine Analyse von potenziellen Anlagen in der Schweiz.

Geothermie tangiert vielfältige Aspekte, Technologien und Disziplinen: Geologie, Geophysik, Geochemie, Mineralogie, Verfahrens- und Anlagentechnik, Finanzen, Versicherungsfragen, Justiz<sup>2</sup>, Energiewirtschaft und -politik etc. Dies führte in den letzten Jahrzehnten zu einem extrem angewachsenen Publikationsbestand, der einerseits sich auf spezielle Fragen mit wissenschaftlichen Tiefgang konzentriert, andererseits ein umfangreiches und z.T. schnell veraltendes Spektrum umfasst<sup>3</sup>. Es ist unmöglich, in einer solchen Studie auf alle Aspekte entsprechend tiefgründig einzugehen. Die Studie ist daher entsprechend ihrer Zielstellung in einem Tiefgang und Umfang angelegt, der es Entscheidungsträgern für geothermische Anlagen (Projektentwickler, Behörden, Wärmeversorger u.a., also nicht notwendigerweise Fachleute) erlaubt, ohne wissenschaftlichen Hintergrund die wesentlichen Informationen und Erfahrungen zusammengefasst zu bekommen. Dazu wurden eine umfangreiche Literaturrecherche und Telefoninterviews durchgeführt, auf deren Ergebnisse nur punktuell verwiesen wird und die nicht wörtlich wiedergegeben werden.

Für die Bewertung von Standorten, den Vergleich von Versorgungslösungen oder zur Ableitung von Kriterien müssen i.d.R. quantitative Analysen herangezogen werden. Die hier zitierten Zahlen und quantitativen Angaben entstammen ausschliesslich Literaturquellen, die

- eine unabhängige Prüfung nicht oder nur mit hohem Aufwand ermöglichen
- häufig aus überschlägigen Angaben abgeleitet sind (z.B. die thermische Leistung, die real auf zeitlich variablen Volumenströmen und Injektionstemperaturen beruht)
- nicht klar definiert worden sind (z.B. Temperaturen ohne Angabe der Probenahme [vor dem Nutzhorizont oder am Kopf der Produktionsbohrung]) und die
- zuweilen auch nicht frei von lobbyistischen oder kommerziellen Interessen der Verfasser sind.

<sup>1</sup> Da sich diese Studie ausschliesslich mit Anlagen zur Wärmeversorgung befasst, wird nachfolgend auf den Index „th“ verzichtet.

<sup>2</sup> Einen aktuellen Überblick über die gesetzlichen Regelungen zur direkten Wärmenutzung in Frankreich, Deutschland und anderen europäischen Ländern gab die IGA am World Geothermal Congress 2015 [Sander, 2015].

<sup>3</sup> Als Indikator sei hier die Zahl von mehr als 1'300 akzeptierten Beiträgen auf dem World Geothermal Congress 2015 genannt, die sich in den vergangenen 20 Jahren etwa verdreifacht hat [Horne, 2015].

Es werden deshalb (auch um einer scheinbaren, jedoch nicht-belastbaren Robustheit der Angaben entgegenzutreten) Zahlenangaben sinnvoll gerundet, deren Quellen angegeben, diese aber nicht diskutiert.

Die Studie gliedert sich in einen Überblick der drei genannten Gebiete, jeweils mit einer zusammenfassenden Charakterisierung und der Beschreibung einer Beispielanlage (Kap. 2), einer Kompilation von Erfahrungen bei der Planung, Realisierung und dem Betrieb von geothermischen Anlagen in den drei Gebieten (Kap. 3) und einer Zusammenfassung von Empfehlungen für neue Projekte in der Schweiz (Kap. 4).

Wir haben zur Illustration uns besonders erwähnenswerter Erfahrungen an verschiedenen Stellen im Text kurze Zusammenfassungen in Form von Übersichtskästen eingefügt:

<i>Pariser Becken / Norddeutsches Becken / Bayrisches Molasse Becken / übergeordnet (standortunabhängig)</i>	<i>Lesson learnt (kurze These)</i>
<i>Bezug</i>	<i>Wichtigkeit: ♣ / ♣♣ / ♣♣♣</i>

Die Nummerierung erfolgt fortlaufend (nach übergeordnet, Pariser Becken, Norddeutsches Becken und Bayrisches Molassebecken) und hat keine Bedeutung einer Rangfolge. Die Bedeutung der Wichtigkeit einer „*lesson*“ erfolgt in drei Stufen, die mit ♣♣♣ für hoch, ♣♣ für mittel und ♣ für niedrig gekennzeichnet sind. Die Abgrenzung beruht auf der Einschätzung der Autoren nach folgenden Kriterien:

- ♣♣♣ Dieser Punkt könnte das Verfahren erheblich beeinträchtigen.
- ♣♣ Dieser Punkt könnte nach Einschätzung der Autoren einen signifikanten Einfluss auf das technische oder wirtschaftliche Ergebnis des Verfahrens haben.
- ♣ Dieser Punkt trägt zum technischen oder wirtschaftlichen Ergebnis bei, jedoch ohne signifikanten Einfluss.

Die Quellen für die Erfahrung werden benannt, aber i.d.R. (wenn nicht explizit als Zitat gekennzeichnet) nicht wörtlich wiedergegeben. Die „*lesson learnt*“ ist eine verkürzt wiedergegebene, persönliche Wertung oder Schlussfolgerung der Autoren. Vielfach gelten diese nur unter bestimmten Rand- oder Standortbedingungen und sind nicht allgemeingültig.

Wir verzichten in diesem einleitenden Kapitel auf aktuelle Statistiken der geothermischen Wärmeversorgung und verweisen stattdessen auf die Berichte „Renewable energy in Europe: markets, trends and technologies“ [EREC 2010], den „EGEC Deep Geothermal Market Report“ [EGEC 2013/14] und diverse Übersichtsbeiträge zur Direktnutzung auf dem World Geothermal Congress 2015 (z.B. [Link, 2015]).

*Lesson learnt (EGEC 2013/14):*

<i>Ü1</i>	<i>Im Jahre 2013 waren in Europa die dominierenden Vertreter geothermischer Fernwärme Frankreich (mit 41 Anlagen), Island (32), Deutschland (25) und Ungarn (19). Der höchste Zuwachs bis 2016 wurde in Deutschland (69 neue oder erneuerte Systeme), Frankreich (27), Ungarn (16) und Dänemark (12) erwartet.</i>
<i>Verbreitung</i>	<i>♣</i>

## 2 Überblick und geothermische Charakterisierung der drei Gebiete geothermischer Fernwärme

### 2.1 Pariser Becken

Das Pariser Becken verfügt über 55 Doubletten, die zum grössten Teil in den 80iger Jahren abgeteuft und installiert worden sind. Gegenwärtig sind davon 34 Doubletten noch in Betrieb ([Lopez et al., 2010]). Generell wird das gesamte geförderte Wasser reinjiziert.

Die Bohrungen erschliessen den Dogger in **Teufen zwischen 1'500 und 2'000 m** Temperaturen mit Thermalwässern zwischen **55°C und 80°C**. Der Dogger weist eine hohe laterale Variabilität auf, verfügt am Standort aber über hochdurchlässige produktive Schichten mit einer Nettomächtigkeit von etwa 20 m.

Abbildung 1 zeigt einen stark schematisierten Profilschnitt (Ost-West) durch das Becken. Abbildung 2 zeigt die Standorte und deren Produktionstemperaturen auf der Entnahmeteufe.

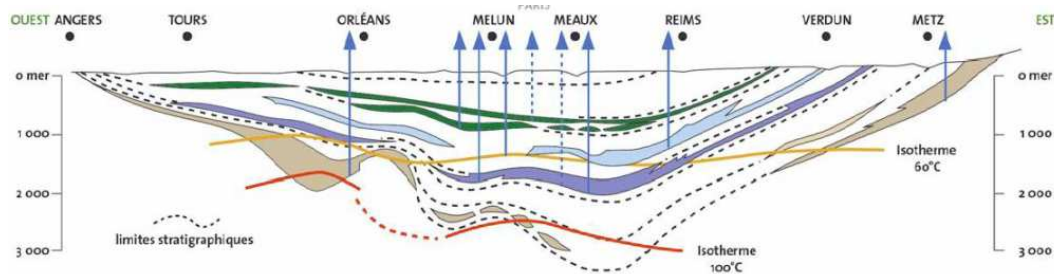


Abbildung 1: Profilschnitt durch das Pariser Becken [ADEME, BRGM]

*Lesson learnt (Lopez et al. 2012):*

P1	<i>Doublettensysteme sind Voraussetzung für die nachhaltige Thermalwassernutzung. Sie erhalten den Reservoirdruck, sichern langfristig den Volumenstrom, vermeiden Umwelteffekte und gestatten eine Abgrenzung von Nutzungsgebieten mit begrenzten Druckänderungen.</i>
Reservoir	♣♣♣

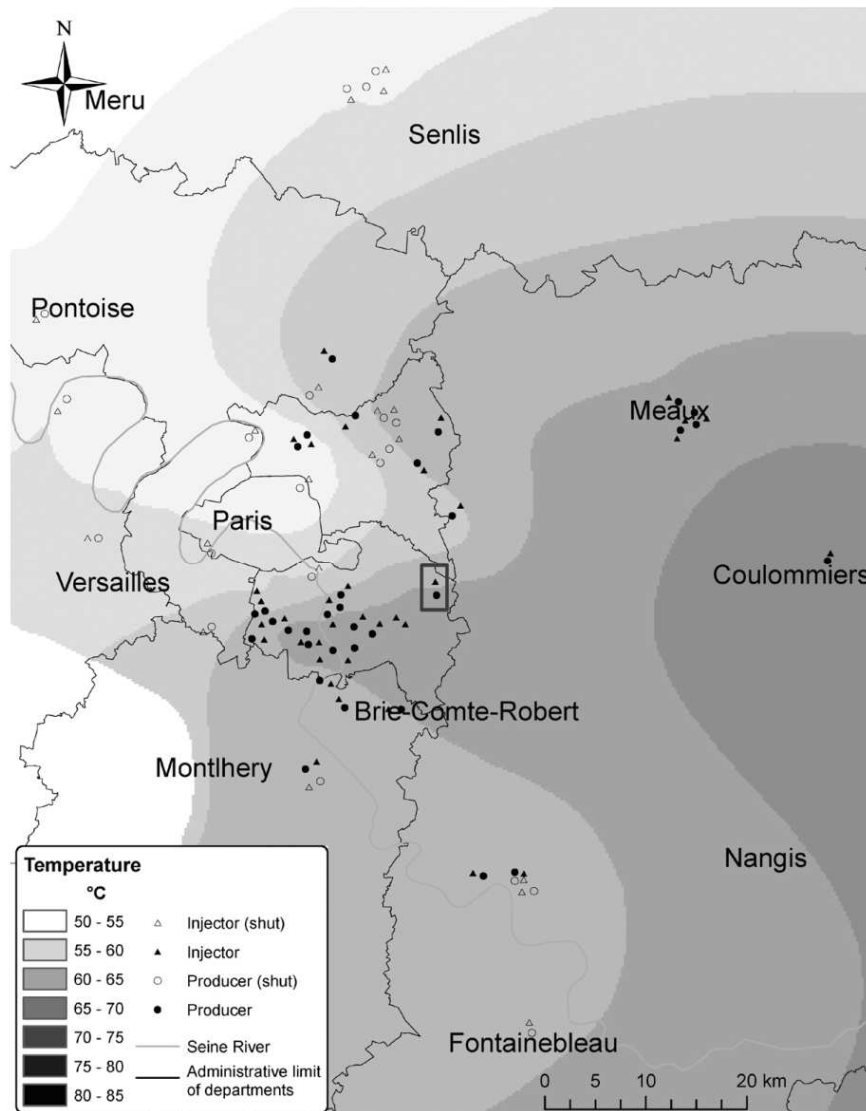


Fig. 1. Temperature map and geothermal well locations in the Paris Basin. Temperature map is from Rojas et al. (1989). The grey rectangle highlights the Champigny doublet (cf. text).

Abbildung 2: Thermalwassertemperaturen und Standorte der Anlagen [Rojas et al., 1989]

Das Thermalwasser ist gering mineralisiert (6 ... 39 mg/l (nach [Lopez et al., 2010]) und wird in 29 Anlagen zur Fernwärmeversorgung mit entsprechenden Fernwärmenetzen mit einer Abnehmerleistung zwischen **1.4 und 8.3 MW (Mittelwert 4 MW)** genutzt. Die zumeist bivalent ausgelegten Versorgungslösungen weisen geothermische **Deckungsgrade um 60%** ( $\pm 21\%$ ) auf.

Die Anlagen haben im Auslegungsfall Volumenströme weit über 100 m<sup>3</sup>/h (130 ... 600 m<sup>3</sup>/h; **Mittelwert ca. 250 m<sup>3</sup>/h** (Ausnahme die 1994 ausser Betrieb genommene Anlage in Ville-neuve-la-Garenne).

Eine Übersicht über Anlagenkennwerte gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Anlagenkennwerte der Doubletten im Pariser Becken

Standort	Anzahl Doubletten <sup>2)</sup>	Inbetriebnahme <sup>2)</sup>	Maximal Nutzung			Mittl. Vol.-strom (m <sup>3</sup> /h) <sup>1)</sup>	2011 Wärme (MWh) <sup>2)</sup>	2011 Leistung (MW) <sup>2)</sup>	Geotherm. Anteil (%) <sup>2)</sup>
			Vol.-strom (m <sup>3</sup> /h) <sup>1)</sup>	Temperatur					
				Inlet (°C) <sup>1)</sup>	Outlet (°C) <sup>1)</sup>				
Melun l'Almont	1	1971	260	72	42	161	44'593	5.1	68
Le Mée Sur Seine	1	1978	134	72	52	104	21'155	2.4	35
Coulommiers	1	1981	230	85	61	129	24'752	2.8	94
Clichy-sous-Bois	1	1982	180	71	44	57	15'572	1.8	33
La Courneuve Sud	1	1982	180	56			12'472	1.4	35
Montgeron	1	1982	220	73	45	98	16'881	1.9	77
Blanc-Mesnil Nord	1	1983	175	66	40	96	25'471	2.9	4
La Courneuve Nord	1	1983	200	58			21'666	2.5	73
Meaux Beauval et Collinet	2	1983	400	75	46	132	58'384	6.7	35
Meaux Hopital	1	1983	130	76	51	161	20'674	2.4	44
Ris-Orangis	1	1983	190	72	53	126	16'239	1.9	58
Cachan 1 et 2	2	1984	360	70		129	49'028	5.6	85
Epinay sous Sénart	1	1984	250	72	49	239	49'874	5.7	78
Tremblay-en-France	1	1984	275	73	46	188	45'562	5.2	87
Champigny	1	1985	290	78	45	171	58'552	6.7	71
Chevilly-la-Rue - L'Hay-les-Roses	2	1985	560	73	43	239	72'580	8.3	58
Créteil	1	1985	300	79	50	239	56'466	6.4	37
Maisons Alfort 1	1	1985	300	73	50	207	36'673	4.2	65
Vigneux	1	1985	240	73	44	111	33'579	3.8	66
Villiers-le-Bel	1	1985	230	67	40	79	21'699	2.5	60
Alfortville	1	1986	275	73	44	157	43'155	4.9	78
Bonneuil-sur-Marne	1	1986	280	79		50	25'519	2.9	66
Fresnes	1	1986	250	73	46	132	32'335	3.7	48
Maisons Alfort 2	1	1986	260	74	54	129	20'755	2.4	39
Thiais	1	1986	250	76	46	143	43'539	5.0	87
Chelles	1	1987	280	69	40	57	16'917	1.9	38
Villeneuve-Saint-Georges	1	1987	350	76	45	121	34'411	3.9	65
Orly	2	2007	350	75	49	127	68'000	7.8	80
Sucy-en-Brie	1	2008	300	78	50	125	34'760	4.0	90
CPCU - Porte d'Aubervilliers	1	2010	320	57			52'000	5.9	60
ADP Orly	1	2010	250	74			10'000	1.1	50
Torcy	1	2012	285	71			42'000	4.8	85

1) Vernier et al., 2012

2) AFGG-Geothermie Info, Januar-März 2012



Die Tabelle weist neben der Anzahl der Doubletten und dem Jahr der Inbetriebnahme folgende Kennzahlen aus:

- Auslegungskennzahlen: Max. Volumenstrom (in m<sup>3</sup>/h), Produktions- und Rückgabemperaturen (bei max. Nutzung)
- Jährliche Nutzung: mittlere Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h), produzierte Energie (in MWh, 2011)
- die thermische Leistung der Anlage (in MW) und
- den geothermischer Deckungsanteil (in %)

Die heute betriebenen 36 Doubletten stellen jährlich ca. **1'100 GWh Wärme** bereit (Stand 2011).

18 der heute betriebenen geothermischen Anlagen im Pariser Becken sind mit Blockheizkraftwerken (BHKW) kombiniert, die anderen nutzen zumeist entweder Gas, Diesel oder schweres Heizöl zur Spitzenlastdeckung oder Nachheizung.

Eine wesentliche Voraussetzung des hohen Deckungsanteils ist (neben dem Temperaturniveau des Thermalwassers) der hohe Volumenstrom der Thermalwasserzirkulation. Dieser setzt – zur Begrenzung der Absenkung in der Produktionsbohrung und des Verpressdruckes - hydrogeologisch eine entsprechend hohe Durchlässigkeit der genutzten Schichten voraus. Abbildung 3 zeigt die Verteilung der Transmissivität des Nutzhorizontes im Becken (hier in Dm/cp; dies ist äquivalent zum Produkt aus Permeabilität und effektiver Mächtigkeit, bezogen auf die Viskosität des Thermalwassers). Diese liegt am Standort bei 10 ... 300 Dm/cp, was einem Produkt aus Permeabilität und Mächtigkeit  $k \cdot H$  von  $2 \cdot 10^{-12}$  bis  $1 \cdot 10^{-10} \text{ m}^3$  (Mittelwert  $4 \cdot 10^{-11} \text{ m}^3$ ) nach [Lopez et al., 2010]) entspricht. Auf dieses wichtige Kriterium wird unter 4 nochmals eingegangen.

*Lesson learnt:*

<i>P2</i>	<i>Anlagen im Pariser Becken nutzen im Langzeitbetrieb erfolgreich Thermalwassertemperaturen von mindestens 65°C aus Schichten mit einer ausreichend hohen hydraulischen Durchlässigkeit und Heiznetzvorlauftemperaturen von max. 85°C. Alle Anlagen werden bivalent mit konventionellen Spitzenlastanlagen betrieben.</i>
<i>Voraussetzungen</i>	<i>♣♣♣</i>

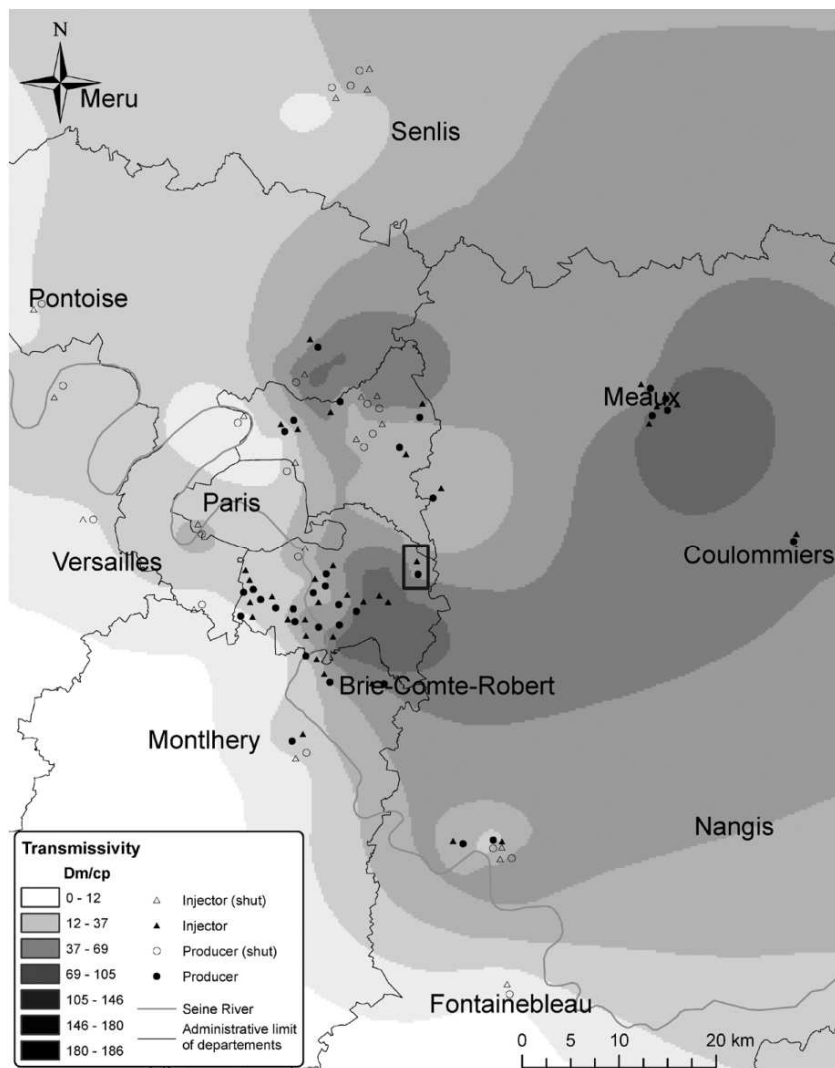


Fig. 2. Transmissivity map and geothermal well locations in the Paris Basin. Transmissivity map is from Rojas et al., 1989. The grey rectangle highlights the Champigny doublet (cf. text for definition of the relative transmissivity).

Abbildung 3: Transmissivität im Nutzhorizont in Dm/cp [Rojas et al., 1989]

Ein einfaches Beispiel zur Einbindung der geothermischen Wärme in ein Heiznetz gibt die Station Melun l'Almont aus dem Jahre 1969 (Inbetriebnahme 1971). Mit einem Thermalwasserkreislauf 72/42 °C wird über einen Wärmetauscher mit 68°C Vorlauftemperatur ein Blockheizkraftwerk bedient, mit dessen Abwärme die Heiznetztemperatur zusätzlich angehoben wird [Vernier, 2012]. Der Heiznetz-Rücklauf beträgt bei Radiatoren im Mittel 50°C, bei Fussbodenheizung 40°C. Über einen zweiten Wärmetauscher können parallel zwei Speicherbehälter von je 225 m<sup>3</sup> beladen werden, die einen Warmwasserkreislauf 60/45 bedienen. Das Thermalwasser (im Mittel 160 m<sup>3</sup>/h) wird bis auf 42°C abgekühlt und zurückgeführt (Abbildung 4).

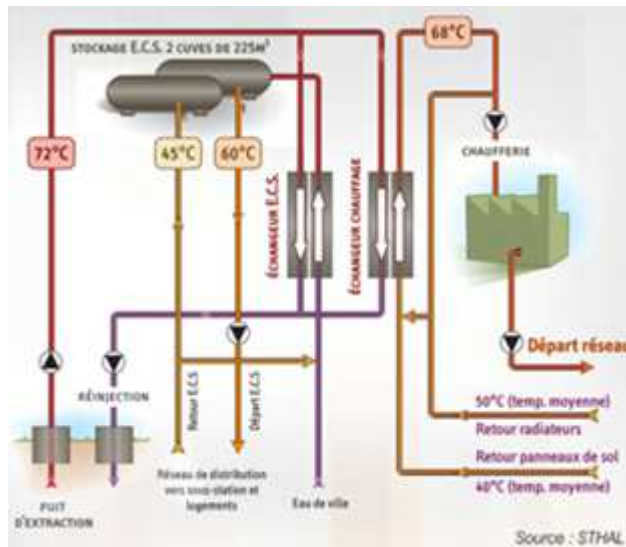


Abbildung 4: Verfahrensschema der Anlage in Melun l'Almont [STHAL]

Die Fernwärmeleitung hat eine Länge von 12 km mit 35 Übergabestationen und versorgt 5'500 Wohneinheiten [ADEME]. Das Heiznetz gibt jährlich ca. 70 GWh ab, von denen etwa 45 GWh (ca. 60%) geothermisch erzeugt sind (der Wärmeanteil aus dem BHKW beträgt ca. 17 GWh).

Ein jüngeres, weitaus komplexeres Beispiel zeigt die Anlage in Chevilly-la-Rue und L'Hay-les-Roses (Semhach, ADEME, AFPG pers. Mitteilung) von 1985. Hier sind zwei Doubletten installiert mit Vorlauftemperaturen von 73°C bzw. 75°C. Über einen Wärmetauscher wird ein 70/30-Netz bedient, das in einem BHKW aufgeheizt wird. Die Wärmenutzung erfolgt in einer Kaskade, die 3 Temperaturniveaus bedient: 90/70°C (HT), 60/45°C (MT) und 45/33°C (NT).

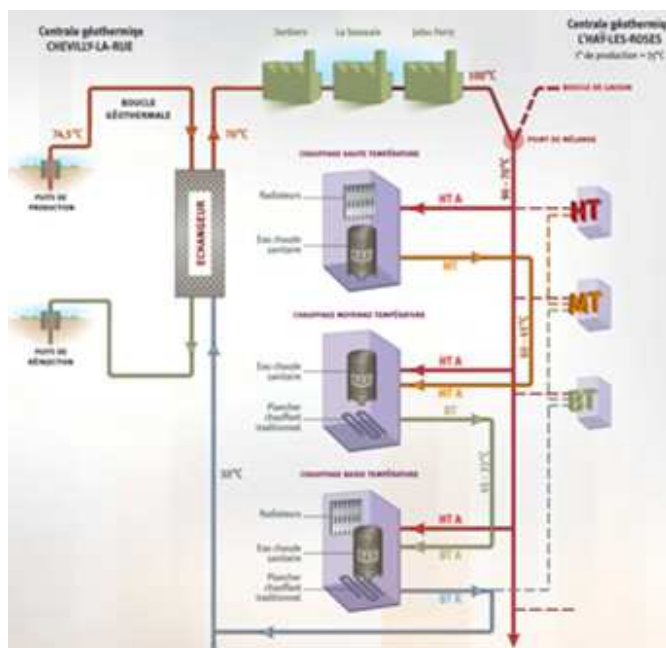


Abbildung 5: Verfahrensschema der Anlage in Chevilly-la-Rue, L'Hay-les-Roses [ADEME]

Das Fernwärmenetz von 20 km Länge mit 126 Stationen versorgt etwa 19'000 Wohneinheiten auf den drei verschiedenen Temperaturniveaus.

Von den 122 GWh werden etwa 75 GWh (ca. 60%) geothermisch erzeugt. Aus der Kraft-Wärme-Kopplung stammen ca. 45 GWh.

## 2.2 Norddeutsches Becken

In den 80iger Jahren wurden im Ostteil des Norddeutschen Beckens 29 Tiefbohrungen abgeteuft, um hydrothermale Lagerstätten im Mesozoikum zur Wärmeversorgung von Fernwärmenetzen zu erschliessen. An vier Standorten wurden die Anlagen komplettiert, eine Anlage wurde wegen technischer Probleme zu einer Tiefen Erdwärmesonde umgerüstet<sup>4</sup>. Die anderen Standorte wurden im Zuge der politischen und ökonomischen Umweltsungen 1989 nicht fertiggestellt. Einen Überblick über die Kennwerte der heute noch tätigen Anlagen in Waren, Neubrandenburg und Neustadt-Glewe gibt

Tabelle 2, die Standorte zeigt Abbildung 6.



Abbildung 6: Standorte der drei Anlagen [Seibt et al., 2005]

<sup>4</sup> 2007 kam eine weitere hydrothermale Anlage in Neuruppin hinzu.

Tabelle 2: Kennwerte der Anlagen im norddeutschen Becken

Standort	Inbetriebnahme	Tiefe Prod. (m)	Tiefe Reinj. (m)	Temperatur (°C)	Mineralisation (g/l) <sup>(2)</sup>	Volumenstrom (m <sup>3</sup> /h)	Leistung <sup>(1)</sup>		Wärmeabgabe (1995)	
							gesamt (MW)	geoth. (MW)	gesamt (GWh)	geoth. (GWh)
Waren	1984	1566	1470	62	160	60	5.2	1.6	13.4	8.5
Neubrandenburg	1988	1270	1285	54	134	100	15.4	3.5	20	9
Neustadt-Glewe	1995	2250	2303	98	219	120	16.9	6.5	16.2	13.7
Neuruppin	2007	1620	1675	64 <sup>(2)</sup>	199	50 <sup>(3)</sup>		2.1 <sup>(3)</sup>		

<sup>(1)</sup> Huenges et al., 2000

<sup>(2)</sup> Seibt & Wolfgramm, 2008

<sup>(3)</sup> [www.tiefengeothermie.de](http://www.tiefengeothermie.de)

Die Thermalwässer in **1'200 ... 2'300 m Tiefe** haben Temperaturen zwischen **54°C und 98°C** und einen sehr hohen Salzgehalt (zwischen 134 ... 220 g/l). Dieser Salzgehalt führte zwingend zur vollständigen Reinjektion der genutzten Wässer. Die Reinjektion ausgekühlter Thermalwässer im Sandstein ist mit einer Reihe von technischen Problemen verbunden, die über mehrere Jahrzehnte ausgiebig untersucht worden sind [s. Seibt/Wolfgramm, 2008].

Die Anlagen nutzen Volumenströme des Thermalwasserkreislaufs von **ca. 60 ... 120 m<sup>3</sup>/h**, die wiederum entsprechend hohe hydraulische Durchlässigkeiten der Nutzhorizonte voraussetzen. Diese sind durch Permeabilitäten  $> 2 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$  (200 mD) und effektive Mächtigkeiten  $> 20 \text{ m}$  charakterisiert.

Die hohen Permeabilitäten korrelieren mit relativ hohen Porositäten, Abbildung 7.

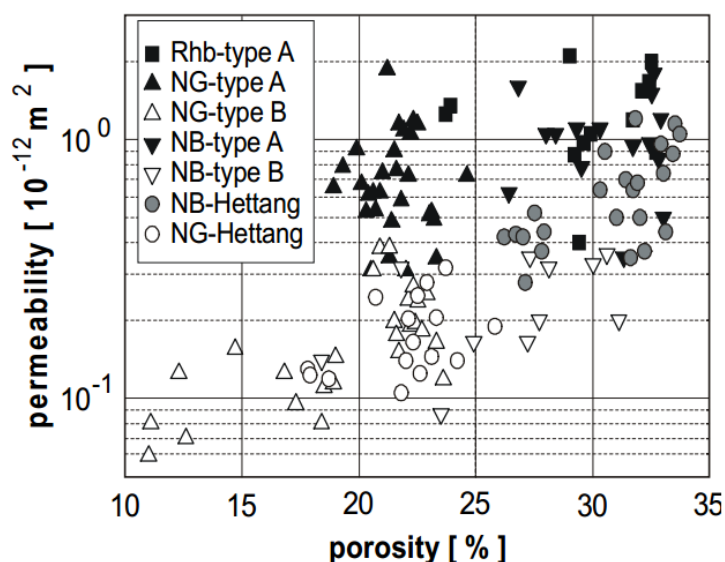


Abbildung 7: Zusammenhang Porosität und Permeabilität an Sandsteinhorizonten im geothermisch genutzten Norddeutschen Becken [Hoth et al., 1997]; Neubrandenburg (NB), Neustadt Glewe (NG), Rheinsberg (Rhb)

*Lesson learnt (Wolfgramm/Seibt 2008):*

<i>N1</i>	<i>Der Salzgehalt der Thermalwässer im Norddeutschen Becken nimmt mit der Tiefe um 10 ... 15 g/l pro 100 m zu und erreicht in 2500 m Tiefe Mineralisationen von 250 bis 300 g/l. Der hohe Salzgehalt macht technische Massnahmen zur Verhinderung von Korrosion und Ausfällungen unabdingbar.</i>
<i>Investitionskosten</i>	<i>❖❖</i>

Die drei Anlagen versorgen Fernwärmegebiete zwischen 5 MW (Waren) und mehr als 15 MW (Neustadt-Glewe). Der geothermische Anteil der jährlichen Wärmeenergie in diesen Netzen liegt zwischen 45% (Neubrandenburg) und 85% (Neustadt-Glewe).

Die drei Anlagen im deutschen Bundesland Mecklenburg-Vorpommern haben für die Tiefengeothermie in Deutschland eine besondere Pionierrolle gespielt: Die Heizzentrale in Waren ist die erste deutsche Erdwärmeanlage im MW-Bereich. Die Tiefbohrungen wurden 1981 abgeteuft. Zur Fernwärmeversorgung des damals neuen Wohngebietes Waren-Papenburg wurde die Bohrungsverrohrung kunststoffbeschichtet, die Pumpensteigleitung und die erdverlegten Rohre aus Fiberglas gebaut und Rohre, Behälter und Membranventile gummiert. Das mit einer Unterwassermotorpumpe in 170m Tiefe geförderte Thermalwasser durchläuft zunächst einen Beutelfilter, der Bestandteile über 10 µm zurückhält. Ein Titan- Plattenwärmeübertrager kühlt das Thermalwasser von 62°C auf 48°C aus. Vor dem Verpressen durchläuft das Thermalwasser eine 2. Filterstufe, die verhindert, dass Bestandteile > 1.5 µm in die Rückgabeböhrung gelangen. Der gesamte Thermalwasserkreislauf ist geschlossen und wird mit einer Stickstoffkompressionsanlage auf geringem Überdruck gehalten. Dieser gewährleistet die Sauerstofffreiheit und verhindert damit Ausfällungen ([www.stadtwerke-waren.de](http://www.stadtwerke-waren.de)). An das Niedertemperaturheiznetz sind 1'630 Wohnungen angeschlossen, die jährlich 5'500 MWh geothermische Wärme abnehmen (Stand 2006, [www.tiefengeothermie.de](http://www.tiefengeothermie.de))

Die geothermische Heizzentrale in Neubrandenburg (1987/89) wurde 2001-2004 zu einer Anlage mit geothermischen Tiefenspeicher umgebaut. Dabei wird in den Sommermonaten überschüssige Wärme aus einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit ca. 80°C eingespeichert. Diese erhöht die Thermalwassertemperatur, die im Winter rückgefördert wird, auf 78°C ... 65°C.

Die Heizzentrale in Neustadt-Glewe – Inbetriebnahme 1995 – war Gegenstand umfangreicher Untersuchungen beim GFZ Potsdam 1999 [Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozessmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen, STR-Report 99/04]. Dabei wurden sowohl methodische Aspekte bei der Erkundung und Errichtung geothermischer Heizzentralen behandelt, als auch Betriebsergebnisse untersucht. Die geothermische Leistung liegt bei 4 ... 4.5 MW, die Gesamtleistung des Fernwärmenetzes mit Gas- und Heizölspitzenlastkesseln bei 15.3 MW. Der Wärmeabsatz betrug im Jahr 2005 11.8 GWh (nach Aussagen des Betreibers, der Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, jährlich zwischen 16 und 21 GWh, davon 90 bis 95% geothermisch), mit denen 1'325 Wohneinheiten, sowie 9 kleine und mittlere Gewerbebetriebe versorgt werden [„Tiefe Geothermie – Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland“, 2011].

Die Erweiterung des EEG (Einspeisegesetz erneuerbarer Energien) durch das Stromeinspeisegesetz im Jahre 2000 ermöglichte den Ausbau zum ersten geothermischen Heizkraftwerk in Deutschland. Es basiert auf dem ORC-Prozess und hat eine Leistung von 210 kW<sub>e</sub> (s. Abbildung 8). Nach einem technischen Defekt wurde die Kraftwerksanlage 2010 eingestellt.

Schema der Erdwärmenutzung in Neustadt-Glewe

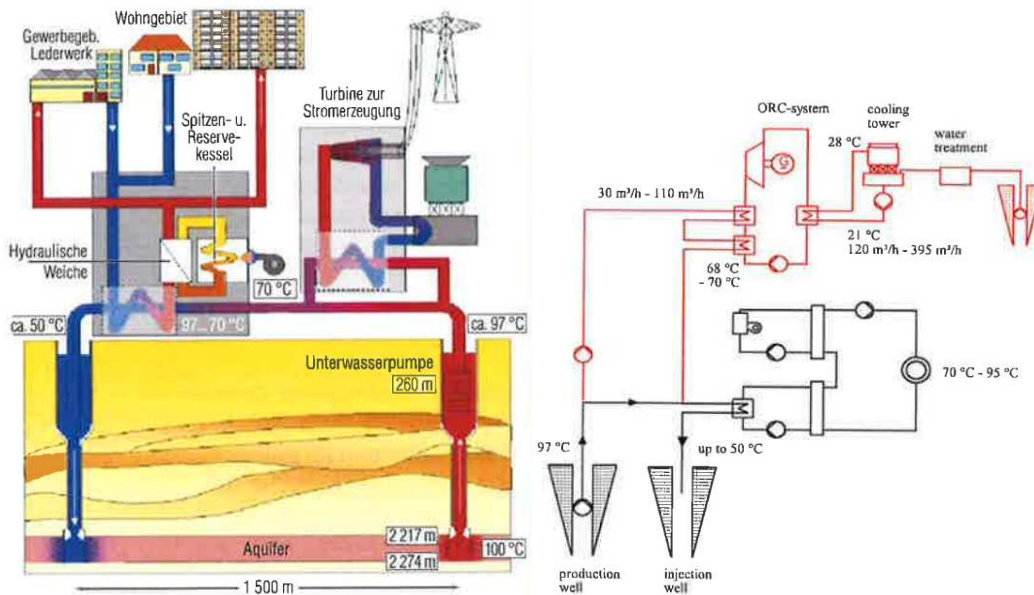


Abbildung 8: Prinzipskizze der KWK in Neustadt-Glewe [aus Tiefe Geothermie, Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland, 2011] und Verfahrensschema [Seibt et al., 2005]

Lesson learnt (Seibt et al. 2005):

N2	<i>Der hohe Salzgehalt erfordert die Verhinderung von Sauerstoffkontakt mit dem Thermalwasser. Säurebehandlung (HCl) kann das Injektionsvermögen in einer durch Eisenausfällungen geschädigten Rückgabebohrung wieder herstellen (Injektivitätszunahme um Faktor 2...3).</i>
Investitions- und Betriebskosten	♣♣

## 2.3 Bayrisches Molassebecken

Das süddeutsche-österreichische Molassebecken, geografisch das Gebiet zwischen Donau und Alpen, enthält eines der bedeutendsten Reservoirs geothermischer Energie für die Wärmenutzung in Mitteleuropa [Geowiss. Rahmenbedingungen, R. Schulz in „Geothermie in Bayern“]. Thermalwasseraquifer ist der Malm (Oberer Jura). Die teilweise verkarsteten Malmkalke und -dolomiten weisen eine hohe Ergiebigkeit und ausreichende Tiefenlage aus.

Nach der Thermalwasserschließung 1998 in Erding (Temperatur 62°C) und in 1999 Straubing (36°C) wurden in den Jahren nach 2001 bis heute an 18 weiteren Standorten geothermische Anlagen mit einer **Gesamtwärmeleistung von 253 MW<sub>th</sub>** installiert, von denen 8 Anlagen auch oder vorrangig der Stromerzeugung dienen. Seit 2011 hat sich die Wärmeleistung nahezu verdoppelt [Dorsch/Pletl, 2012]. Drei weitere Anlagen sind derzeit im Bau. Einen stark vereinfachten Profilschnitt zeigt Abbildung 9.

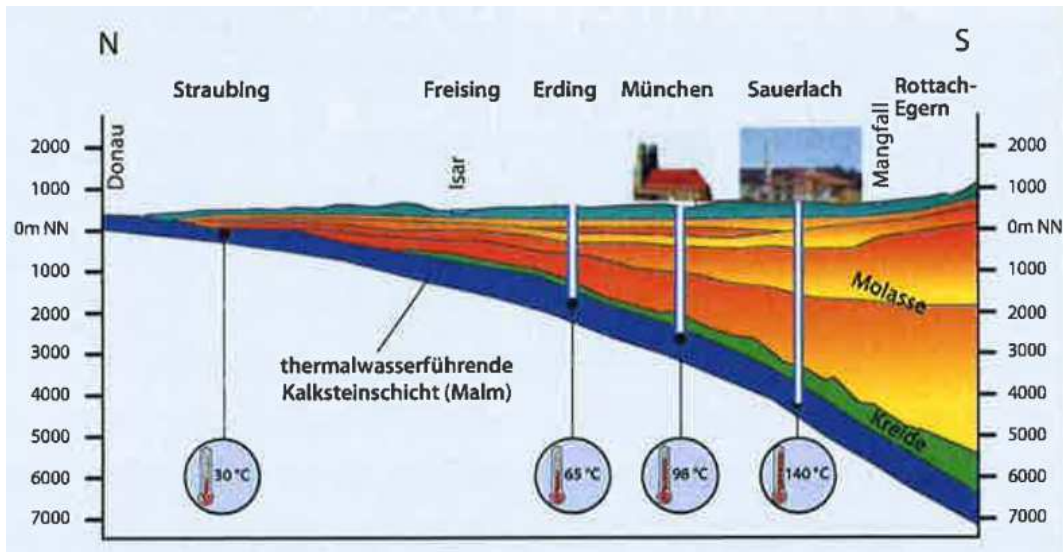


Abbildung 9: Nord-Südschnitt durch das Bayerische Voralpenland [Pletl et al., 2010]

Die Anlagen erschliessen (mit Ausnahme Straubing) Thermalwasser in Tiefen zwischen **2'000 m und 5'400 m** mit Temperaturen zwischen **65°C und 143°C**. Das Wasser ist gering mineralisiert (630-700 mg/l). Einen Überblick der Anlagen (Stand 2015) gibt Abbildung 10 und Tabelle 3.

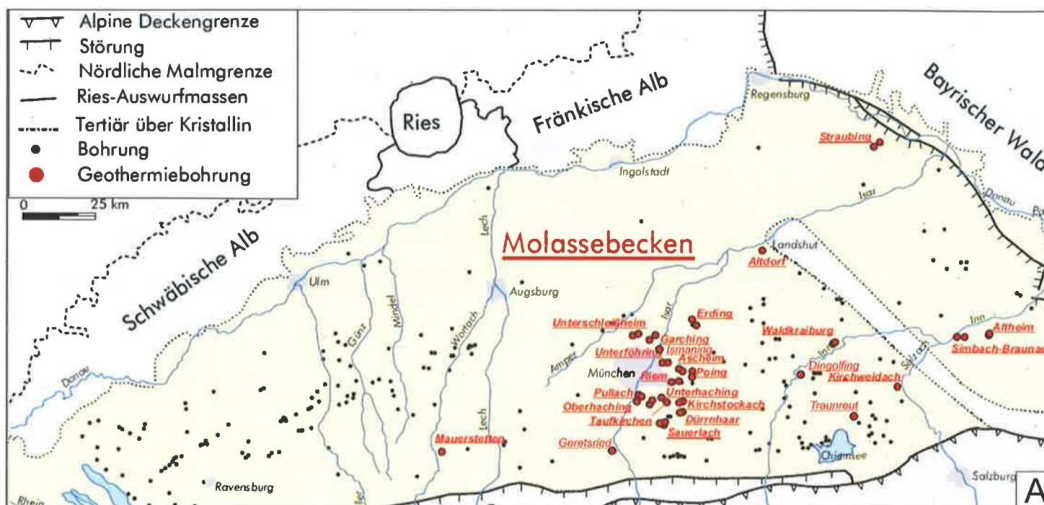


Abbildung 10: Anlagen im Bayerischen Molassebecken [Moeck, 2015]

*Lesson learnt (Dorsch/Pletl 2012; Dorsch 2012):*

B1	Während zunächst die Malm-Exploration fast ausschliesslich auf Störungen ausgerichtet war (Strukturgeologie), ist heute anhand von Daten belegbar, dass vielmehr die kleinräumig differenzierten Fazies (also „die aus dem ehemaligen Ablagerungsmilieu der Malmkalke heraus resultierenden Gesteinseigenschaften“) das entscheidende Kriterium für die Fündigkeit darstellen. Deren Aufnahme wird bereits vor Bohrbeginn durch seismische Erkundung sichergestellt.
Erkundung	***



Tabelle 3: Übersicht über Kennzahlen der Anlagen im Bayrischen Molassebecken (alphabetisch); Daten aus [www.tiefengeothermie.de](http://www.tiefengeothermie.de) und Bundesverband Geothermie (Stand April 2015)

Standort	Inbetriebnahme	Tiefe TH1 (m)	Tiefe TH2 (m)	Tiefe TH3 (m)	Tiefe TH4 (m)	Temperatur (°C)	Volumenstrom (m <sup>3</sup> /h) <sup>(9)</sup>	Leistung (MW)	Wärmeabgabe (GWh/a) 2014 <sup>(1)</sup>	FW-Länge (km)
Aschheim, Feldkirchen, Kirchheim	2013	2630	2700			85	270	27	49	55 <sup>(2)</sup>
Dürrnhaar	2012	3670	3720			135	468			<sup>(3)</sup>
Erding	1998 / 2009	2350	2217			65	86/173	34	38	38
Garching	2010	2165	2265			74	360	15	10	
Ismaning	2012	2738	4032			75	306	10		9(50)
Kirchstockach	2013	3750	3730			139	522			
Kirchweidach**	2015?	3800	3850			130	540	5	<sup>(4)</sup>	12.6
München-Riem	2004	3225	3275			93	270	10	48	
Oberhaching-Laufzorn / Grünwald	2011	4083	4453			130	540	50	49	<sup>(5)</sup>
Poing	2012	3014	3049			76	288	7	37	13
Pullach	2005 (2012)	3550	4120	3984		104...107	256	15	46	
Sauerlach		4757	5060	5567		143	396	4		<sup>(6)</sup>
Simbach/Braunau	2014?	1848	1950			80	288	8	48	
Straubing	1999	825	800			36	162	4	3	
Taufkirchen / Oberhaching**	2014?	4258	3933			136	320/430	20		30
Traunreut**		5067	5412			118	540			<sup>(7)</sup>
Unterföhring	2009	3042	2578	3050	3897	87/93	270/306	10	29	20
Unterhaching	2009	3350	3580			122	540	38	108	
Unterschleißheim	2003	1961	2002			78	324	28 <sup>(8)</sup>	40	13
Waldkraiburg						100...104	288	27	3	55
in Bau:										
Altdorf	2013	611	780			65	317...414			
München-Freiham <sup>(10)</sup>	2015?	2520				90	324	20		
Geretsried (abgebrochen)		6036				165	<36	-		

\*\* im Bau

- (1) Weber et al., 2015  
(2) Fernwärmeerweiterung in Bearbeitung  
(3) Kraftwerk; Wärmeauskopplung vorgesehen (Süddeutsche Geothermieprojekte Ges.)  
(4) 13 GWh/a möglich  
(5) ab 2016 Wärmeverbund geplant  
(6) Fernwärmeauskopplung vorgesehen  
(7) Seit 2013 Arbeiten an Fernwärme  
(8) 33.5 MW Fernwärme  
(9) Bundesverband Geothermie; umgerechnet aus Angaben in l/s; teilweise Abweichungen zu Angaben in [Moeck, 2015]  
(10) Pressemitteilung SWM vom 10.12.2015

Die hohen Volumenströme liegen zwischen 130 m<sup>3</sup>/h (Erding) und mehr als 500 m<sup>3</sup>/h (5 Standorte) mit einem **Mittelwert von ca. 370 m<sup>3</sup>/h**. Diese Fließraten hängen stark von der Girdurchlässigkeit ab, die von der Verkarstungsfähigkeit des Malmkalks bestimmt wird („Tiefe Geothermie – Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland“). Danach weisen hydraulische Tests in 60 Bohrungen, die den Malm im Bayrischen Molassebecken mit Wassertemperaturen über 20°C erbohrt haben, Transmissivitäten von 6.9·10<sup>-8</sup> m<sup>2</sup>/s bis 1.6·10<sup>-1</sup> m<sup>2</sup>/s auf, wobei der überwiegende Teil zwischen 1·10<sup>-4</sup> m<sup>2</sup>/s und 1·10<sup>-2</sup> m<sup>2</sup>/s aufweist (k·H ~10<sup>-11</sup> ... 10<sup>-9</sup> m<sup>3</sup>). Die daraus abgeleitete Permeabilität liegt mit dem Maximum der Häufigkeitsverteilung im Bereich von 10<sup>-13</sup> ... 10<sup>-11</sup> m<sup>2</sup> (gleiche Quelle, dort in m/s). Tiefenverteilung von Temperatur und Volumenstrom der 20 Anlagen aus Tabelle 3 zeigt Abbildung 11. Interessant ist die positive Korrelation von

Volumenstrom und Teufe. Dies zeigt anschaulich, dass die Durchlässigkeit mit der Tiefe nicht generell abnehmen muss.

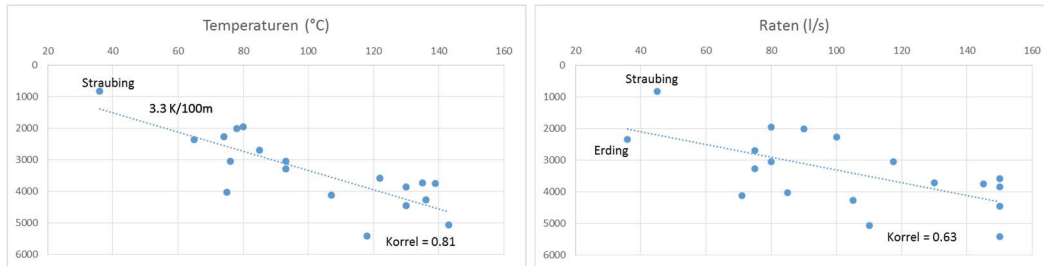


Abbildung 11: Tiefenverteilung von Temperatur (links) und Volumenstrom (rechts, in l/s) der installierten Anlagen aus Tabelle 3.

*Lesson learnt:*

B2	<i>Der geothermische Gradient ist mit 3.3K / 100m im Bayrischen Molassebecken nicht aussergewöhnlich hoch. Ursache für den Erfolg der Geothermie im Becken sind die Fließraten von mehreren Hundert m<sup>3</sup> pro Stunde, die durch die Verkarstungsfähigkeit der Malmkalke erreicht werden.</i>
Reservoir	♣♣♣

Die Erschließung der Standorte wurde massgeblich durch das Stromeinspeisegesetz im Jahre 2000 forciert. Die Novellierung des EEG im Jahre 2011 mit einer Erhöhung der Vergütungssätze führte zu einer massiven Belebung der fast zum Erliegen gekommenen Entwicklung [Dorsch/Pletl, 2012]. Dies widerspiegelt auch die Grafik von Dorsch und Pletl (Abbildung 12).

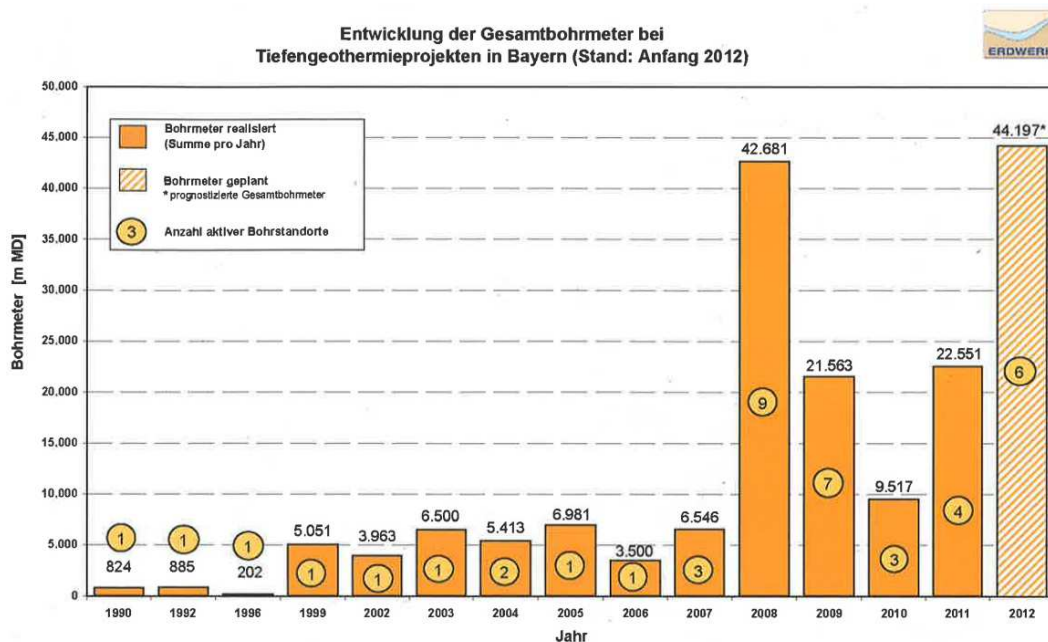


Abbildung 12: Entwicklung Bohrmeter bei Tiefengeothermieprojekten in Bayern [Dorsch, Pletl, 2012]

Lesson learnt (Dorsch/Pletl 2012):

B3	Die Novellierung des EEG im Jahre 2011 mit einer Erhöhung der Vergütungssätze für geothermisch erzeugten Strom führte zu einer massiven Belebung der fast zum Erliegen gekommenen Entwicklung.
Markt	♣♣

Insgesamt werden derzeit ca. **500 GWh/a Wärme** abgegeben [Weber et al., 2015]. Aktuell wird von 9 Fernwärmenetzen mit einer Gesamtlänge von ca. 230 km ausgegangen, für 9 weitere Anlagen ist die Wärmeauskopplung vorgesehen oder im Bau.

Beispielprojekte der geothermischen Fernwärme sind München-Riem (Stadtwerke München; Insel-Nahwärmenetz seit 2004 für 16'000 Bewohner, Anschlusswert 25 MW, Endausbau 45 MW, geothermische Grundlast 6-8 MW [GtV 2004] und [www.tiefengeothermie.de](http://www.tiefengeothermie.de)), das geothermische Kraftwerk Unterhaching (Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG; Inbetriebnahme Fernwärme 2007; derzeit Anschlussleistung 58 MW<sub>th</sub>). Das Fernwärmenetz in Unterhaching hat nach Aussage der Betreiber derzeit eine Länge von ca. 42 km. Das Netz hat Stahlrohre mit Innendurchmessern 20 DN bis 450 DN mit Polyurethan-Hartschaum Isolierung und wird mit Vorlauf-/Rücklauftemperaturen von 80-110/50-60 °C gefahren. Die aus Geothermie abgesetzte Fernwärme betrug 2013 88 GWh und 2014 75 GWh (Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG, Datenblatt 01.05.2015).

Eine - bei relativ geringer Thermalwassertemperatur - interessante Fernwärmelösung betreibt der Zweckverband Geowärme Erding ([www.geowaerme-erding.de](http://www.geowaerme-erding.de)): 2 Heiznetze mit Netzlängen und Anschlusswerten von 15 km / 40 MW und 23 km / 33 MW (1. Inbetriebnahme 1998, zweite 2009) werden jeweils durch eine Absorbtionswärmepumpe betrieben. Wärmetauscher entnehmen dem Thermalwasser Wärme von 65°C ins Heiznetz auf ca. 48°C. Die Wärmepumpe kühlt das Thermalwasser auf 20°C aus. Nachgeschaltete Heisswasserkessel erhöhen die Heiznetzvorlauftemperatur auf max. 110°C. Die Heiznetzrücklauftemperatur beträgt 45°C. Beide Heiznetze versorgen ca. 6'000 Einfamilienhäuser mit 49 und 59 GWh/a in Kopplung aus geothermischer Wärme und fossilen Energieträgern für die Wärmepumpe (Abbildung 13).

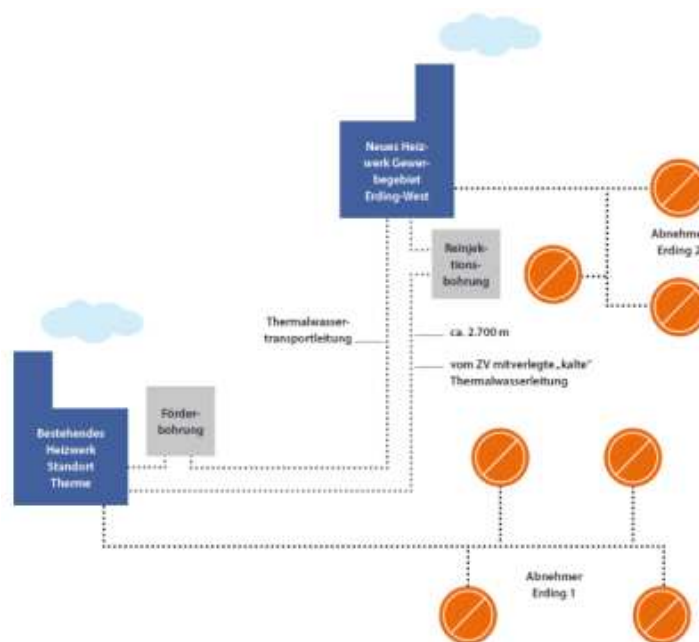


Abbildung 13: Schema der Fernwärme in Erding (aus Webseite des Zweckverbands Geowärme Erding, [www.geowaerme-erding.de](http://www.geowaerme-erding.de))

Die Gesamtkosten der Anlage in Erding, incl. der Erweiterung, werden mit 18.7 Mio. € beziffert. Das Vorhaben wurde mit EU-Mitteln und durch den Freistaat Bayern gefördert.

*Lesson learnt (VBI 2013):*

B4	<i>Durch den Einsatz von Wärmepumpen und Abkühlung des Rücklaufs (auf beispielsweise 25°C) lässt sich die Geothermieleistung und Wirtschaftlichkeit ggf. optimieren.</i>
Wirtschaftlichkeit	♣♣

### 3 Lessons learnt

Wie einleitend in Kap. 1 bereits erwähnt wurde, ist eine vollständige Kompilation der Erfahrungen aus mehr als 40 Jahren Tiefengeothermie zur Wärmeversorgung ausserhalb der Möglichkeiten dieser Studie. In diesem Kapitel werden – ausgehend von den drei beschriebenen Gebieten – einzelne Aspekte herausgegriffen, die publiziert, auf Fachtagungen vorgestellt oder in Telefoninterviews besprochen worden sind. Wo dazu Literatur verfügbar ist, wird zu weiteren Details explizit darauf verweisen.

#### 3.1 Ausgewählte Erfahrungen aus dem Pariser Becken

Die Entwicklung der Geothermie im Pariser Becken verlief keineswegs stetig, sondern ist durch Auf's und Ab's gekennzeichnet, die im technischen, ökonomischen und energiepolitischen Kontext des Landes stehen [Lopez et al., 2010], s. auch Abbildung 14:

- 1973-79      Ölkrisen. Die Regierungspolitik unterstützt Massnahmen zur Energieeinsparung und zu alternativen Energiequellen. Fast die Hälfte der Anlagen zur Nutzung des Dogger Aquifers werden geplant und realisiert. Betreiber sind zu 80% öffentliche (kommunale) und halböffentliche Beteiligungsgesellschaften
- 1986        Rückgang der fossilen Energiepreise; wenig Aktivitäten, Konkurrenz zu fossilen Energieträgern führt zur Schliessung von ca. 20 Dubletten
- 1998        Kyoto Protokoll: Beschluss zur Entwicklung erneuerbarer Energieträger; erneuter Schub für geothermische Aktivitäten – Jedoch zunehmende Konkurrenz bei Fernwärmeprojekten zu Gas-Kombikraftwerken mit attraktiven Stromabnahmetarifen (17 von 29 Fernwärmenetzen in der Pariser Region); in der Folge Rückgang der Thermalwasserförderung, begleitet von zunehmenden Korrosions- und Scaling-problemen.
- 2006        Reaktivierung der Risikogarantie (von 1980)
- seit 2007    proaktive Politik, Zuwachs neuer Anlagen und Renovation bestehender
- 2008        „Grenelle de l'environnement“ (Runder Tisch der Umwelt) beschliesst Initiative für Tiefengeothermie mit
  - reduzierter Mehrwertsteuer für Operateure der Fernwärme mit „clean energy“, einschliesslich Geothermie
  - Unterstützung von Projekten mit erneuerbarer Energie zum Heizen und Kühlen
  - Programm zur Versicherung geologischer Risiken und
  - Unterstützung mit bis zu 30% Investitionszuschuss nach Prüfung durch die Französische Agentur für Energie und Umwelt (ADEME).

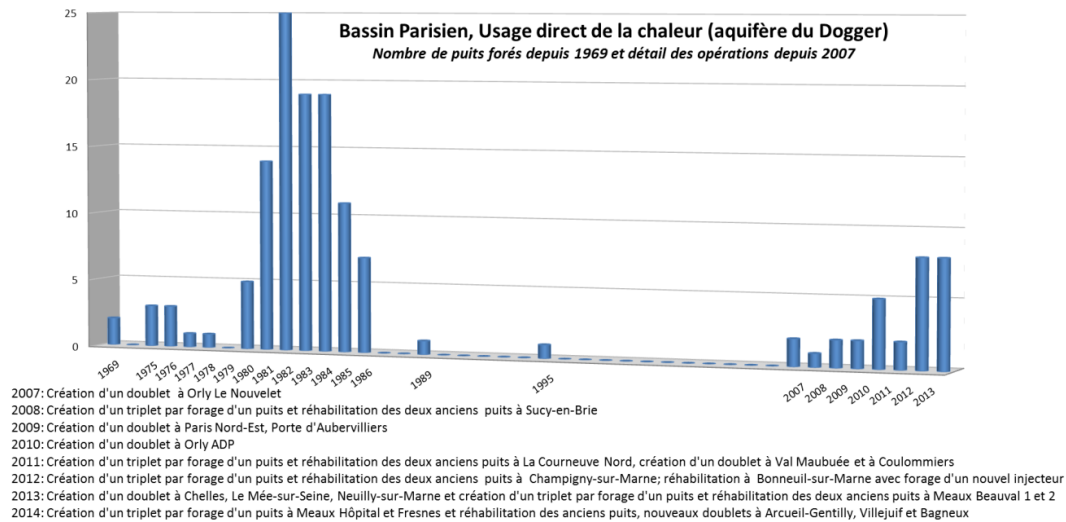


Abbildung 14: Zeitliche Entwicklung im Pariser Becken, Anzahl realisierter Bohrungen [BRGM, 2014]

Lesson learnt (Lopez et al. 2010):

P3	Die Realisierung von geothermischen Anlagen im Pariser Becken seit den 80iger Jahren war stark abhängig von den aktuellen fossilen Energiepreisen und von Risiko-Programmen.
Verbreitung	♣♣

Der „Renewable Heat Fund“ unterstützt zwischen 2009 und 2013 insgesamt 297 geothermische Projekte mit insgesamt 75 Mio. € (Abbildung 15).

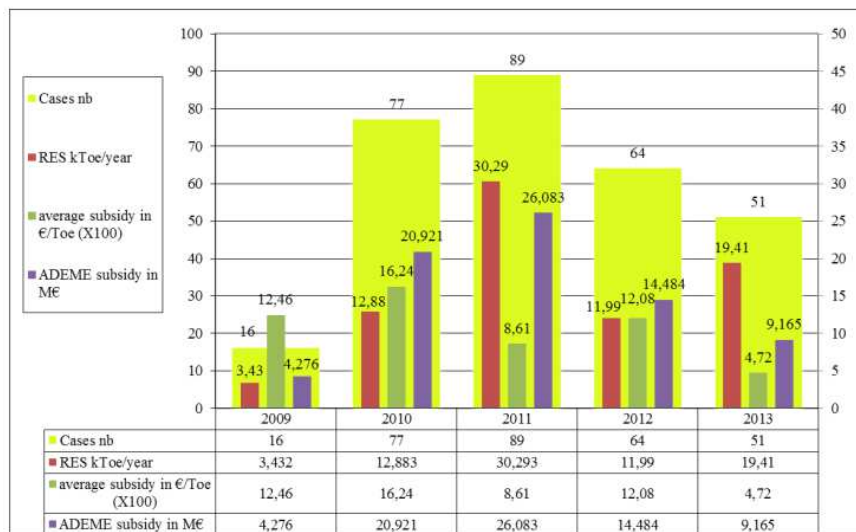


Figure 2: Evolution of geothermal energy projects from 2009 to 2013 through the Renewable Heat Fund.

Abbildung 15: Unterstützung geothermischer Projekte 2009-2013 durch den „Renewable Heat Fund“ [Bommensatt et al., 2015]

Ein interessantes Programm ist das Versicherungsschema für geothermische Risiken. Es ist speziell für geothermische Tiefbohrungen zur Wärme- und/oder Stromproduktion aufgelegt und besteht aus zwei komplementären Teilen:

Ein kurzfristiges Verfahren sichert die geologischen Risiken eines Projektes. Ein Erfolgsparameter wird durch Temperatur und Volumenstrom definiert (Abbildung 16). Mit einer Prämie von 1.5% können bis 90% der Projektkosten kompensiert werden. Zur Auszahlung kommt der Differenzbetrag zum projektierten Erfolgsgrad<sup>5</sup>. Die Gewährung des Versicherungsbetrages erfolgt auf Empfehlung einer geothermischen Ad-hoc-Kommission. Der Fund wird staatlich finanziert.

Ein langfristiges Verfahren sichert das Produktionsrisiko und tritt mit Inbetriebnahme in Kraft. Garantiert wird der Erhalt der Ressource gegen das Risiko einer teilweisen oder vollständigen Erschöpfung über 15 Jahre. Es basiert auf den Ergebnissen von Testen nach der Komplettierung. Die Prämie setzt sich z.T. aus Vorauszahlungen und öffentlichen Mitteln zusammen. Die Auszahlung erfolgt nach einer unabhängigen Expertise und hängt vom Grad der Verschlechterung der Produktivität der Bohrung ab.

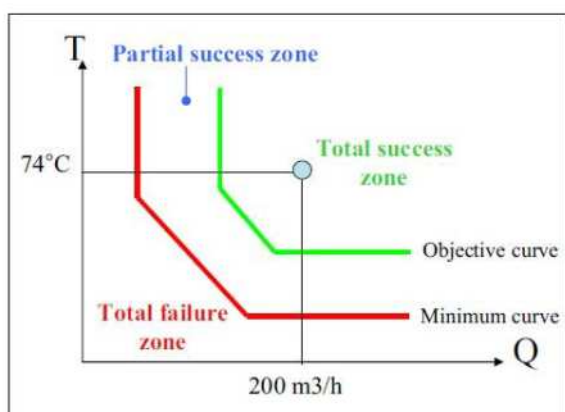


Figure 1: Diagram showing the definition of success for the STR procedure (Bélzègues-Courtade Nov 2008)

Abbildung 16: Erfolgsparameter für geologische Risiken

Lesson learnt:

P4	Aktuelle Risiko-Versicherungsverfahren in Frankreich behandeln a) Kurzfristige Risiken der erfolgreichen Erschließung und b) Langfristige Betriebsrisiken.
Verbreitung	❖❖

Bezüglich rechtlicher Bedingungen unterliegen Geothermieranlagen dem Berggesetz („code minier“, 1977) und dem Umweltgesetz („code de l’environnement“). Das Berggesetz gilt ab Teufen von 10 m und unterscheidet niederthermale (<150°C) und hochthermale (>150°C) Ge-

<sup>5</sup> Gesamtkosten einer Geothermiebohrung im Dogger werden derzeit mit 4 – 5 Mio. € beziffert [Boissavy et Laplaige, 2010]. 8 – 12 Mio. € für eine Doublette [persönl. Mitteilung AFPD].



Tabelle 4: gesetzliche Regelungen zur Nutzung des Untergrunds in Frankreich [BRGM, 2015]

Type de géothermie	Conditions générales	Régime administratif
éothermie avec puits canadiens, géostructures thermiques ou corbeilles	Aucune	Code minier non applicable (*)
éothermie avec des échangeurs hermiques fermés horizontaux (profondeur < 10 m)	Profondeur inférieure à 10 m	Code minier non applicable (*)
Echangeurs géothermiques ouverts	Profondeur < 10 m, puissance < 500 kW, débit < 80 m <sup>3</sup> /h et réinjection même nappe	Code minier non applicable (*)
	Profondeur > 10 m et < 200 m, puissance < 500 kW, débit < 80 m <sup>3</sup> /h, réinjection même nappe et en zone verte ou orange	Déclaration simplifiée
	Profondeur > 200 m ou puissance > 500 kW ou débit > 80 m <sup>3</sup> /h ou pas de réinjection en même nappe ou zone rouge	Autorisation instruite par les services de l'Etat
Echangeurs géothermiques fermés (capteurs verticaux) d'une profondeur de 10 à 200 m	Puissance < 500 kW et zone verte ou orange	Déclaration simplifiée
	Puissance > 500 kW ou zone rouge	Autorisation instruite par les services de l'Etat
Echangeurs géothermiques d'une profondeur supérieure à 200 m	Aucune	Autorisation instruite par les services de l'Etat

Von den 110 Bohrungen aus den 80iger Jahren wurden inzwischen 42 stillgelegt, hauptsächlich aus Gründen der Korrosion, des Scalings oder zu geringer Ergiebigkeit. Die meisten davon waren im Temperaturbereich 60 ...65 °C [Lopez et al., 2010]. Eine Vielzahl von Bohrungen wird aktuell saniert, einige neue Projekte sind initiiert. Für die Zukunft wird ein Ressourcenmanagement aufgrund der hohen Anlagendichte als Schwerpunkt erwartet [Ungemach et al., 2011].

*Lesson learnt (Ungemach 2011):*

P5	<i>Reservoirmanagement ist entscheidend für den langfristigen Betrieb und die nachhaltige Nutzung von Becken mit hoher Anlagendichte. Der ursprünglich für einen 30jährigen Betrieb der Doubletten prognostizierte Kaltwasserdurchbruch führte bisher (nach mehr als 30 Jahren) zu keiner relevanten Beeinträchtigung der Fördertemperaturen.</i>
<i>Betrieb und Verbreitung</i>	♣♣



### Weiterführende Literatur und Syntheseberichte:

Neben den ökonomischen, rechtlichen und energiepolitischen Erfahrungen aus 45 Jahren Nutzung geothermischer Tiefenwässer gibt es unzählige technologische und technische Langzeiterfahrungen. U.a. hat BRGM Erfahrungen aus 30 Jahren Exploration im Pariser Becken publiziert. Hervorzuheben sind die Syntheseberichte (BRGM-Rapports):

- 📄 J.Y. Hervé (2009): Etat de l'art relatif à la conception et à la mise en œuvre des forages géothermiques au Dogger; BRGM/RP-57245-FR
- 📄 O. Goyénèche, A. Desplan (2010): Organisation du pilotage du Centre Technique d'appui aux professionnels de la géothermie; BRGM/RP-57960-FR
- 📄 V. Hamm, J. Treil (2013): Gestion de la base de données du Dogger en Ile-de-France; BRGM/RP-62030-FR
- 📄 O. Goyénèche et al. (2014): Synthèse des résultats acquis sur le projet de Gestion du Dogger, Rapport final; BRGM/RP-63148-FR.

Geochemische Risiken und die Prävention durch Inhibitoren werden im folgenden Bericht behandelt:

- 📄 I. Ignatiadis et al. (2015): Etude comparative de l'action de différents inhibiteurs de corrosion-dépôts sur le comportement électrochimique d'un acier au carbone dans un fluide géothermal reconstitué, représentatif du Dogger du Bassin parisien; BRGM/RP-64364-FR.

*Lesson learnt:*

P6	<i>Geochemische Risiken der Korrosion und des Scalings lassen sich durch die Verwendung spezifischer Inhibitoren vermeiden oder verringern. (Die chemische Charakterisierung der Inhibitoren ist vielfach Firmengeheimnis.)</i>
Betrieb	♣♣(♣)

## 3.2 Ausgewählte Erfahrungen aus dem Norddeutschen Becken

Die Erfahrungen im norddeutschen Becken betreffen insbesondere die technischen Aspekte

- die Reinjektion in klastische Sedimente [u.a. Huenges et al., 2000; Seibt et Wolfgramm, 2008]
- den Chemismus der Thermalwässer (Mineralisation und Gase),
- die sich daraus ergebenden technischen Anforderungen und Auslegung der Anlagen und
- den Langzeitbetrieb: Monitoring und Konzepte zur Erhöhung der Effizienz [Seibt et al., 2010; diverse Publikationen auf der homepage von GTN, <http://www.gtn-online.de/>].

*Lesson learnt (Seibt/Wolfgramm 2008):*

N3	<p><i>Sandsteinhorizonte sind geothermisch nutzbar, wenn sie folgende Eigenschaften aufweisen:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>mittlere Nutzporosität &gt; 20%</i></li> <li>- <i>Permeabilität &gt; <math>2 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2</math></i></li> <li>- <i>Schichtmächtigkeit &gt; 20 m</i></li> </ul> <p><i>und gleichzeitig durch folgende Charakteristiken gekennzeichnet sind:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Grossporenanteil (Radien &gt; 5'000 nm) &gt; 60% oder Klein- und Mittelporenanteil &lt; 50%</i></li> <li>- <i>Median der Porenradienverteilung im Grossporenbereich (&gt; 5'000 nm)</i></li> <li>- <i>gute bis sehr gute Porenradiensortierung (&gt; 0.4 – 0.5)</i></li> <li>- <i>Porenradienmaxima im Bereich &gt; 10'000 nm mit einem Anteil von &gt; 20%</i></li> <li>- <i>Feinkornanteile (&lt; 0.063 mm) im Bereich &lt; 10... 12%</i></li> <li>- <i>mittlere Anteil der Bindemittel und Zement nicht mehr als 8...10%.</i></li> </ul>
Reservoirs	♣♣

Trotz der für die Wärmeversorgung grosser Gebiete guten Bedingungen (relativ geringes geologisches Risiko, staatliche Finanzierung der Tiefbohrungen bis 1989, vorhandene Fernwärmenetze im MW-Bereich) sind lediglich an drei Standorten (2007 kam ein weiterer hinzu) geothermischen Anlagen mit Nutzung der Tiefenwässer installiert und betrieben worden. Die Gründe für die fehlende Umsetzung weiterer Anlagen sind primär in ökonomischen und energiepolitischen Gründen zu suchen:

- mangelndes Kapital der potentiellen öffentlichen Betreiber (Stadtwerke) bei kurzfristig anderen Prioritäten Anfang der 90iger Jahre
- Konkurrenz der geothermischen Fernwärme zu Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung mit entsprechender Attraktivität der Eigenstromversorgung.

Eine ökonomische Analyse der Nutzung hydrothermalen Ressourcen im Norddeutschen Becken fassen u.a. [Huenges et al., 2000] zusammen. Sie kommen nach der Analyse von Anlagen im Tiefenbereich 1'500 ... 2'200 u.a. zu folgenden Schlüssen:

- Die Erschliessung durch abgelenkte Bohrungen beeinflussen die Bohrkosten nur zu etwa 5%.
- Die Wärmegestehungskosten sind stark abhängig von den geologischen Bedingungen und nehmen generell mit der Grösse der Anlage ab (Abbildung 18, links).
- Die Wärmegestehungskosten hängen von der Produktivität der Dublette ab. Grössere Fließraten verringern den Anteil an (konventioneller) Spitzenlast (Abbildung 18, rechts). Solange die Investitionskosten der geothermischen Anlage nicht überproportional zunehmen, sind grössere Fließraten von Vorteil.
- Geringere Heiznetztemperaturen fördern die Ökonomie der geothermischen Wärmebereitstellung. Optimierte Heiznetze können einen wesentlichen Beitrag zur Kostenreduktion liefern [Huenges et al., 2000].

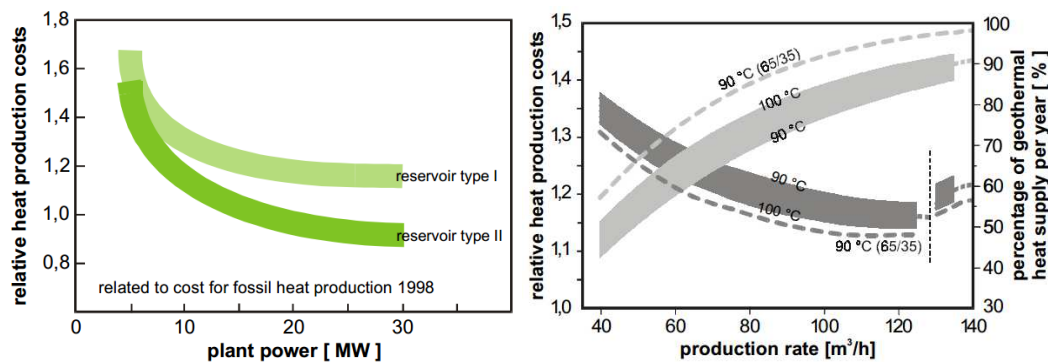


Abbildung 18: Verhältnis der Wärmegestehungskosten geothermisch/konventionell in Abhängigkeit von der Leistungsgröße (links; Reservoir II ist gegenüber I durch höhere Temperaturen gekennzeichnet); Verhältnis der Wärmegestehungskosten als Funktion des Volumenstroms und der Thermalwassertemperatur (rechts; hellgrau der geothermische Deckungsgrad; Heiznetz 90/70°C; gestrichelt 65/35°C) [Huenges et al., 2000]

*Lesson learnt (Huenges et al. 2000):*

N4	<i>Wärmegestehungskosten sinken mit wachsender Leistung der Fernwärmeabnehmer und sind u.U. vergleichbar mit Kosten konventionell erzeugter Wärme bei Anschlussleistungen grösser als 15 MW.</i>
Wirtschaftlichkeit	♣♣

### Weiterführende Literatur und Syntheseberichte :

Neben dem o.g. GFZ-Report zu Neustadt-Glewe gibt es eine Reihe von Erfahrungsberichten von GTN zu verschiedenen Aspekten, wie

- 📁 Projektentwicklung geothermischer Anlagen aus der Sicht des Planers [Seibt et al., 2006]
- 📁 Praktische Erfahrungen zur Reinjektion [Seibt & Wolfgramm, 2008]

*Lesson learnt (Seibt/Wolfgramm 2008):*

N5	<i>Permeabilitätsabnahmen durch Feststoffeinträge sind zumeist zurückzuführen auf:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mobilisierung von Partikeln (Erosion) bei extrem hohen Injektions- oder Produktionsraten,</li> <li>- chemische Inkompatibilität des abgekühlten Injektionswassers mit dem Formationswasser oder der Aquifermatrix,</li> <li>- Oxidations- oder Korrosionsprodukten aus dem Thermalwasserkreislauf,</li> <li>- bakteriologische Aktivitäten,</li> <li>- technische Ineffizienz von Installationen und / oder Ausrüstungsteilen.</li> </ul>
Betriebsicherheit und -kosten	♣♣

- 📁 Zusammensetzung von Tiefenwässern [Wolfgramm & Seibt, 2008]

- Monitoring [Seibt et al., 2010]

*Lesson learnt (Seibt et al. 2010):*

N6	<i>Thermalwasser sollte kontinuierlich überwacht werden (pH, Eh und elektrische Leitfähigkeit); Vollanalysen (Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> und sekundäre Komponenten wie Fe<sup>2+</sup>, Mn<sup>2+</sup>, Br<sup>-</sup>, J<sup>-</sup> und SiO<sub>2</sub>) periodisch. Reaktive Gase in Lösung (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>) und Kohlenwasserstoffe, wie CH<sub>4</sub>, sollten hinsichtlich ihres Potentials der Ausgasung kontinuierlich überwacht werden.</i>
<i>Betriebssicherheit und -kosten</i>	<i>♣♣♣</i>

- Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Norddeutschland (GFZ STR 97/15) und
- Angebotspotenzial der Erdwärme sowie rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung hydrothermalen Ressourcen (GFZ STR 98/09).

### 3.3 Ausgewählte Erfahrungen aus dem Bayrischen Molassebecken

Die Projekte im Bayrischen Molassebecken waren – bis auf die frühen, von vornherein thermisch angelegten Projekte in Erding und Straubing – auch wenn sie z.T. heute keinen Strom produzieren – stark vom Stromeinspeisegesetz im Jahre 2000 getriggert. Hinzu kamen Fortschritte der grossräumigen untertägigen Erkundung (Seismik), der hydraulischen Charakterisierung verschiedener Fazies des Malmkarsts durch Aufschlüsse (helvetische ./schwäbische und fränkische Fazies) und die Verfügbarkeit von Kraftwerkstechnologien bei relativ geringen Temperaturen (100...200°C) mit Organic Rankine Cycle und Kalina. Anders als im Pariser Becken und im norddeutschen Becken stand bei der Projektentwicklung die Stromproduktion zumeist im Vordergrund, wurde Wärmeauskopplung und -versorgung nachrangig geplant und optimiert<sup>6</sup>. Entsprechend vielfältig sind im Mix die heute realisierten Anlagen, bezüglich

- dem Grad des Ausbaus und Anschlusses der Fernwärme,
- Betreibermodellen und
- Versorgungskonzepten.

Die Umsetzung und Erschliessung der Wärmeabnahme wird in Kraftwerksprojekten – oft nach der kapitalintensiven Erschliessung und Installation des Kraftwerks – bestimmt oder zumindest tangiert von den Erträgen aus der Stromproduktion, aus den anlegbaren Wärmepreisen, die sich in Konkurrenz zu den fossilen Energieträgern befinden, und – wenn noch kein Fernwärmenetz mit attraktiven Parametern zur Verfügung steht – von relativ hohen Erschliessungs- und Verteilungskosten im urbanen Gebiet.

Dadurch ist es derzeit nicht möglich, verallgemeinerbare ökonomische Kennzahlen zu nennen. Als ein Beispiel sei hier das Fernwärme-Projekt der Gemeinde Unterföhring genannt. Betreiber ist die GEOVOL, eine 100-prozentige Tochter der Gemeinde Unterföhring (eine Gemeinde am nordöstlichen Stadtrand von München mit etwas mehr als 9'000 Einwohnern). Im Datenblatt des Informationsportals Tiefe Geothermie (<http://www.tiefengeothermie.de/projekte/unterfoehring>) wird bezüglich der Fernwärme ausgeführt:

<sup>6</sup> Das trifft nicht zu auf die als (wahrscheinlich) reine Fernwärmeprojekte geplanten Anlagen in München-Riem, AFK, Garching, Ismaning und Unterföhring.

*„Schon zu Beginn des Ausbaus des Fernwärmenetzes und noch vor dem Bohrstart im Juni 2008, wurden bereits 90 Prozent der theoretisch verkaufbaren Leistung im ersten Bauabschnitt vertraglich abgesichert. Das entsprach einer Anschlussleistung von 4,5 Megawatt. Die Unterföhringer Bürger zeigten in allen geplanten Abnehmerbereichen der geothermischen Fernwärmeversorgung großes Interesse. Mit der planmäßigen Fertigstellung der Geothermie-Heizzentrale, die 1,6 Millionen Euro kostete, konnten ab dem 3. Dezember 2009 die ersten 1.200 Wohneinheiten mit geothermischer Wärme versorgt werden. Ende 2012 wurde das Fernwärmenetz in fünf Bauabschnitten mit einer Gesamtlänge von 20 Kilometern fertiggestellt. Die Anschlussquote liegt derzeit bei 57 Prozent mit einem Anschlusswert von rund 23 Megawatt und einer Wärmeleistung von ca. 34 Gigawattstunden. Die Investitionskosten für das gesamte Geothermie-Projekt belaufen sich auf rund 37,5 Millionen Euro. Davon gingen ca. 12,5 Millionen Euro für alle anfallenden Bohrarbeiten. 10,5 Millionen Euro wurden in Grund, Gebäude und Technik investiert. Der Rest von 14,5 Millionen Euro floss in den Ausbau des Fernwärmenetzes.“*

Die Fernwärmeerschliessungskosten betragen in diesem Beispiel fast 40% der Projektkosten und übersteigen gar die Bohrkosten (ca. 33%). Auch wenn dieses Beispiel keineswegs als repräsentativ anzusehen ist, decken sich diese weitgehend mit ökonomischen Analysen von Wärme- und Stromprojekten [„Wirtschaftlichkeitsanalyse und Risikoabsicherung von Geothermieprojekten“ in „Geothermie in Bayern“, 2009/10] mit 38% der Fernwärmekosten, einschl. Hausanschlüssen, Wärmeübergabestationen und Planung, gegenüber 31% für Bohrungen (Abbildung 19).

*Lesson learnt (BMU 2015):*

B5	<i>Einfluss der Bohrlochproduktivität ist entscheidend auf Leistung von Unterwassermotorpumpen (Tauchkreiselpumpen) und damit auf die Effizienz des Primärkreislaufs. Nachfolgend sensitiv sind Bohrausbau (Bohrlochdurchmesser). Da Leistungsanforderungen auch bohrtechnische Aspekte beeinflussen (Bohrdurchmesser, Länge der Bohrstrecke) ist ein langfristiger Netzausbau möglichst im Vorfeld zu spezifizieren.</i>
Wirtschaftlichkeit	♣♣

*Lesson learnt:*

B6	<i>Unterwassermotorpumpen sind im Betrieb vielfältigen Belastungen ausgesetzt und ggf. gefährdet durch Ablagerung*, Abrasion und Kavitation. Die Auswechslung von UWMP erfordert den Einsatz von Anlagen und ist extrem kostenintensiv. Der Schutz von UWMP macht im Vorfeld entsprechende chemische Analysen und Modellrechnungen erforderlich.</i>
Betrieb	♣♣

\* Wanner C. et al. berichteten auf dem 13<sup>th</sup> Swiss Geoscience Meeting am 20./21.11.2015 in Basel über massive Kalzitablagerungen in der Bohrung Kirchstockach, die einen Pumpenwechsel jeweils nach wenigen Monaten erforderlich machten, wahrscheinlich infolge CO<sub>2</sub>-Ausgasung (Assessing the formation of large amounts of calcite scaling in geothermal wells in southern Germany).

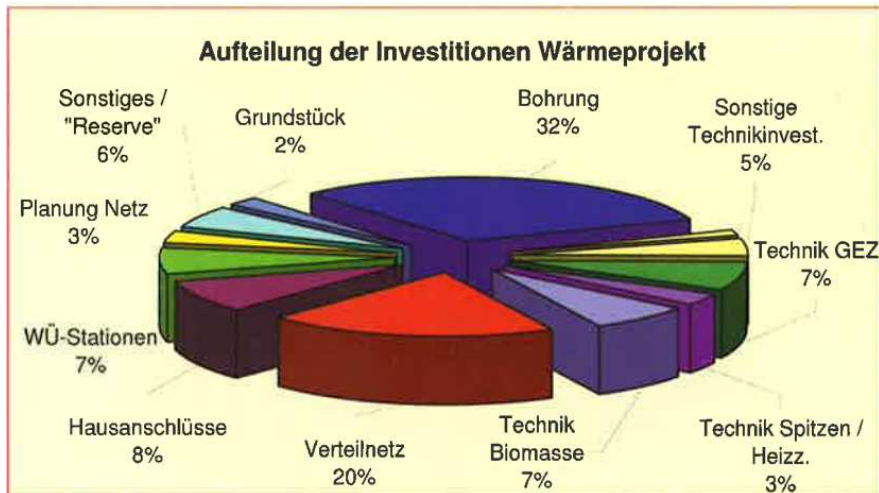


Abbildung 19: Aufteilung der Investitionskosten in einem Wärmeprojekt (Quelle KESS GmbH/IB News GmbH in „Geothermie in Bayern“)

Wenn nicht auf ein bestehendes Wärmenetz zurückgegriffen werden kann, verlangen Wärmeprojekte hohe Investitionsvolumina. Oftmals muss nach der Installation von Bohrungen, Energiezentrale, Basisnetz weitere 5 – 10 Jahre in den Netzausbau und –verdichtung investiert werden [Geothermie in Bayern, 2009/10]. Um Anfangsverluste zu decken, müssen für Wärmeprojekte 25% Eigenmittel verfügbar sein. Damit kommen für solche Projekte fast nur noch kommunale Betreiber infrage.

*Lesson learnt (VBI 2013):*

B7	<i>Wärmeprojekte erfordern spezifisch hohe Anfangsinvestitionen, sofern nicht auf ein bestehendes Fernwärmenetz zurückgegriffen werden kann. Kosten auf das Wärmeverteilnetz können ggf. die Kosten für die Bohrungen beträchtlich überschreiten. GIS-basierte Wärmekataster und Wärmenetze sind zur Projektentwicklung geothermischer Wärmeprojekte unabdingbar (Eberl 2009).</i>
<i>Projektentwicklung und Wirtschaftlichkeit</i>	♣♣

*Lesson learnt (Reif 2009/10):*

B8	<i>Untersuchungen zur Parametersensitivität auf die Projektrentabilität in einem Wärmeprojekt (Internal rate of Free Cash Flow) zeigen: Entscheidend ist der am Standort anlegbare Wärmepreis (netto) bei Inbetriebnahme (die Internal rate of FCF halbiert sich bei 10% geringerem Wärmepreis gegenüber Plan!). Geringer sensitiv sind Fördertemperatur, Schüttung und Anschlussdichte (bei Start und Endausbau).</i>
<i>Wirtschaftlichkeit</i>	♣♣

Mit ökonomischen Kennzahlen (der Bohrungen, des Primär- und des Sekundärkreises) und Optimierungsmöglichkeiten befasste sich aktuell auch das

- 📄 BMU-Vorhaben „Ökonomische und ökologische Effizienz tiefegeothermischer Anlagen in Süddeutschland – Untersuchungen zur Betriebserfahrung und Optimierungsansätze“ (0325262 A/B).

*Lesson learnt (BMU 2015):*

B9	<i>Optimierungspotenziale für Heiznetze bestehen in gewissem Masse in der Senkung der Heiznetzrücklauf­temperatur durch (abnehmerspezifische) Regulierung (Optimierung) des Massenstroms im Fernwärmenetz und im thermischen Lastmanagement (Speicherung)</i>
Wirtschaftlichkeit	♣

Auch hier kommen die Autoren u.a. zu dem Schluss, dass „der Vergleich der Anlagen untereinander sich aufgrund der signifikanten Standort-Abhängigkeit (Geologie und Abnehmerstruktur) als äusserst schwierig (gestaltet). Pauschalaussagen über eine bessere oder schlechtere Effizienz oder technische Gestaltung einer Anlage im Vergleich zu einer anderen, sind aus o.g. Gründen nicht ohne weiteres möglich. Die Kennzahlen und deren Eingangsparameter sind weitgehend anlagenspezifisch im Kontext zu den erforderlichen Investitionskosten und nur innerhalb eines festgelegten zeitlichen Rahmens sinnvoll miteinander zu vergleichen.“ [Erdwerk 2015].

#### **Weiterführende Literatur und Syntheseberichte:**

Neben den hier exemplarisch herausgegriffenen ökonomischen Fragen gibt es natürlich auch eine ganze Reihe explorations- und erschliessungstechnischer Erfahrungen, auf die hier nur verwiesen werden kann, u.a. im vom Deutschen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Verbundvorhaben

- 📄 „Wissenschaftliche und technische Grundlagen zur strukturgeologischen und hydrogeologischen Charakterisierung tiefer geothermisch genutzter Grundwasserleiter am Beispiel des Süddeutschen Molassebeckens“ (0327671 A/B), 2012, mit
- 📄 Empfehlungen zur hydrothermalen Exploration („Seismic to Production Workflow“)
- 📄 Handlungsempfehlungen zur Datenerhebung, Messprogramm und IPS-Arbeiten.

Erfahrungen aus zahlreichen Tiefbohrungen (Lernkurven) beschreiben [Pletl et al., 2010], [Lentsch and Baasch, 2011], [Dorsch, 2012], [Steiner et al., 2012] u.a.

*Lesson learnt (Steiner et al. 2012):*

B10	<i>„Idealerweise zielt eine Bohrung auf eine Schwelle und durchteuft anschliessend die Massenfazies entlang einer möglichst langen Strecke. Zusätzlich sollten Störungen bzw. tektonisch beanspruchte Bereiche aufgrund des erhöhten Verkarsungspotenzials „aufgefädelt“ werden.“</i>
Exploration	♣♣♣

*Lesson learnt (Leutsch/Baasch 2011):*

<i>B11</i>	<i>Effizientes Tiefbohren (Lernkurve): anstelle konventioneller Richtbohrsysteme ist der Einsatz von Rotary Steerable Systems (RSS = automatisiertes Richtbohrverfahren) bei stark abgelenkten Bohrungen von Vorteil</i>
<i>Erschließung</i>	<i>♣♣</i>

Eine Vielzahl von Veröffentlichungen findet man auch auf der homepage des Planungsbüros Erdwerk GmbH, das massgeblich an der Vorbereitung und Realisierung einer grossen Zahl geothermischer Projekte im Molassebecken beteiligt war ([www.erdwerk.com](http://www.erdwerk.com)). Die Broschüre zur „Geothermie in Bayern – Profile, Porträts, Perspektiven“ 2009/10 (82 Seiten, 8 Fachbeiträge) kann unter [mail@media-mind.info](mailto:mail@media-mind.info) bezogen werden.



## 4 Übertragbarkeit von Erfahrungen auf die /neue Projekte in der/ Schweiz

### 4.1 Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Die heutige Situation in der Schweiz weist viele Gemeinsamkeiten, aber auch gravierende Unterschiede zu den oben behandelten Untersuchungsgebieten auf. Zu den Gemeinsamkeiten mit den nördlichen Nachbarn zählen – weitgehend, nicht im Detail –:

- die klimatischen Bedingungen, damit der zeitliche Verlauf und das Temperaturniveau des Wärmebedarfs
- der Zugang zu den erforderlichen Technologien und Mitteln
- umweltrelevante Zielstellungen einer künftigen Energieversorgung und
- die öffentliche Akzeptanz.

Zum Teil gravierende Unterschiede bestehen:

- in der Komplexität der geologischen Lagerungsverhältnisse und deren Prognostizierbarkeit
- in der hydrogeologischen Charakteristik potentieller Ressourcen
- in der Energieerzeugungs- und –versorgungsstruktur (Strom und Wärme)
- im Umfang und Ausbau von Fernwärmenetzen
- in gesetzlichen Regularien
- (aktuell) verfügbaren Förderprogrammen und Risikoabsicherungen u.a.m.

Aus den Unterschieden ergeben sich eine ganze Reihe von standortspezifischen, nicht-übertragbaren Erfahrungen, die hier nicht diskutiert werden müssen. Wir werden im folgenden Kapitel einige allgemeine Anforderungen und Ziele an eine geothermische Anlage zur Fernwärmeversorgung formulieren, diese – wenn möglich – an den *lessons learnt* spiegeln und daraus Schlussfolgerungen und Empfehlungen ableiten.

### 4.2 Anforderungen und Ziele

Nach Menjoz (1990), zitiert in [Lopez et al., 2010], war die Entwicklung im Pariser Becken durch drei wichtige technische und ökonomische Faktoren begründet:

- Vorhandensein eines produktiven Reservoirs in günstiger Tiefe mit Charakteristiken (Temperatur und Volumenstrom), das es für eine Fernwärmeversorgung geeignet macht
- Existenz eines bedeutsamen potentiellen Wärmemarkts im dicht-besiedelten Gebiet, geeignet für eine Niedertemperatur-Wärmeversorgung und
- Verfügbarkeit öffentlicher politischer Initiativen und einer Versicherungspolitik, die die Entwicklung neuer Energiequellen unterstützen.

Der 3. Punkt ist aus technischer Sicht nicht notwendigerweise eine Anforderung, dessen Fehlen hat aber gravierende Konsequenzen.

Die ersten beiden Punkte können am Standort nicht entkoppelt betrachtet werden. Allgemein gilt:

- Die Reservoirtemperatur sollte höher als die Heiznetzrücklauftemperatur sein, je höher desto besser
- Umgekehrt sind niedrige Heiznetztemperaturen von Vorteil zur Einbindung geothermischer Wärme
- Die ökonomische Attraktivität erhöht sich mit der Leistungsgrösse des Heiznetzes, idealerweise haben Abnehmer einen hohen Grundlastbedarf (z.B. Krankenhäuser, Schwimmbäder etc.)
- Grosse Leistungsabnahmen erfordern entsprechend hohe Durchlässigkeiten im Reservoir (Transmissivitäten)

- Wo diese in porösen Medien nicht zur Verfügung stehen<sup>7</sup>, können ggf. permeable Kluftrreservoirie eine potentielle Voraussetzung sein.

*Lesson learnt (Schönberg 1996):*

Ü2	<i>Ein wirtschaftlicher Betrieb von geothermischen Fernwärmesystemen ist nur bei ausreichend hohen Temperaturen (&gt;65°C), tiefen Heiznetztemperaturen (&lt;90°C/&lt;40°C) und hoher Auslastung (&gt;5'000 h/a) möglich.</i>
Projektentwicklung und Wirtschaftlichkeit	***

Die thermisch optimale Ankopplung von Thermalwasser- und Heiznetzkreislauf ist eine Anforderung. Weitere Aspekte haben Einfluss auf die ökonomische Rentabilität und ökologischen Auswirkungen eines Projektes:

- Hydrochemische Verträglichkeit der Thermalwässer
- Verhältnis von Injektivität zu Produktivität (Druckantwort auf den Volumenstrom beim Fördern und beim Verpressen)
- Anteil und Fahrweise des Spitzenlastsystems
- Charakteristiken und Langzeitverhalten von Techniken und Komponenten im Thermalwasserkreislauf: Unterwassermotorpumpen, Filter, Wärmetauscher, Rohrleitungen etc.
- Erfordernisse für Betrieb und Unterhalt (u.a. erforderliche Pumpenwechsel...).

Es liegt auf der Hand, dass bei derart vielen standortspezifischen Faktoren keine verallgemeinerbare Planung („von der Stange“) möglich ist. Berücksichtigt man noch die Komplexität der Problematik, mit denen sich Projektanten und Planer konfrontiert sehen (Geologie, Geophysik, Bohrtechnik, Verfahrenstechnik, Anlagen- und Werkstofftechnik) wird die Bedeutung erfahrener Planer für die Projektentwicklung offensichtlich. Dies betrifft auch die Baubegleitung, insbesondere das kapitalintensive Bohren und Komplettieren.

### 4.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die nachfolgende Matrix versucht, einen Überblick über die massgeblichen Parameter, getrennt nach Reservoirseigenschaften (untertage) und Abnehmereigenschaften (obertage), zu geben. Dabei wird versucht, eine gewisse „Flughöhe“ einzuhalten, auf der der Detaillierungs- und Spezifikationsgrad vergleichbaren Tiefgang hat<sup>8</sup>. Der Leser muss sich bewusst sein, dass anhand einer Auswahl von einem Dutzend Parametern keine Standortbewertung oder –auswahl möglich ist. Zudem gibt es Parameter (oder –bereiche), die ggf. eine Nutzung ausschliessen, und solche, die ggf. besondere technische Massnahmen erforderlich machen. Entsprechend ist auch die hier vorgenommene Klassifizierung nur als „relativ zueinander“ zu bewerten.

<sup>7</sup> Die Durchlässigkeit lässt sich durch Stimulation oder Säurebehandlung ggf. erhöhen. Mehrere Zehnerpotenzen sind dabei aber i.d.R. nicht zu erwarten.

<sup>8</sup> Als Beispiel sei hier die Reservoirseigenschaft „Permeabilität“ genannt. Diese wird i.A. lateral und vertikal heterogen sein, die Ausbautechnologie und die Ergiebigkeit von Fassungen beeinflussen... Es ist weder Anliegen dieses Berichtes, eine geologische Standortstudie, noch eine verfahrenstechnische Detailplanung zu liefern.

Tabelle 5: Matrix wesentlicher Kenngrößen und Klassifizierung, getrennt nach Untertage (z.T. nach [BMU 2011], modifiziert) und Obertage; Klassifizierung nach: ♣♣♣ sehr relevant, ♣ gering relevant

<b>Untertage (Reservoir)</b>		<b>Obertage (Abnehmer)</b>	
Eigenschaft	Bedeutung	Eigenschaft	Bedeutung
<u>Geologische Eigenschaften</u>		<u>Fernwärmenetz</u>	
Störungen	♣♣	Anschlussleistung	♣♣♣
Petrographie, Gesteinsart	♣♣	Vorlauftemperaturen (Jahresganglinie/n)	♣♣♣
Geometrie des Aquifers	♣♣♣	Anzahl Wärmeübergabestationen	♣♣
Effektive Mächtigkeit des Aquifers	♣♣♣	Wärmeleistungsliniendichte*	♣♣
<u>Thermophysikalische Gesteinseigenschaften</u>		gewichtete Rücklauf-temperatur(en)	♣♣♣
Wärmeleitfähigkeit	♣	Netzverluste	♣
Gesteinsdichte	♣	Gleichzeitigkeitsfaktor im Fernwärmenetz	♣
Wärmekapazität	♣	<u>Heizwerk</u>	
Wärmestromdichte	♣	Wärmeabsatzpotenzial Geothermie (max/min im Jahr)	♣♣♣
<u>Hydraulische Eigenschaften</u>		Anteil Ergänzungsheizung (Spitzen- und Mittelast)	♣♣
Permeabilität	♣♣♣	Netzpumpen	♣
Transmissivität	♣♣♣		
Porosität	♣♣		
Speicherkoeffizient	♣		
<u>Fluideigenschaften</u>			
Dichte, Viskosität, Kompressibilität	♣		
pH, Eh	♣♣		
Ruhedruckspiegel**	♣♣♣		
Temperatur	♣♣♣		
Gesamtkonzentration (TDS)	♣♣♣		
Anionen – Kationen	♣♣♣		
undissoziierte Stoffe	♣♣♣		
Gase	♣♣♣		

\* Wärmeleistungsliniendichte: Verhältnis der Anschlussleistung bezogen auf die Trassenlänge der angeschlossenen Verbraucher

\*\* Ruhedruckspiegel: sich im offenen Bohrloch einstellender Spiegel des gespannten Grundwassers

Eine wesentliche Empfehlung bei einer zukünftigen Standortauswahl betrifft die gegliederte Projektentwicklung:

- Auswahl geeigneter Fernwärmegebiete (oder Fernwärme-höffiger Versorgungsgebiete) mit hoher Anschlussdichte, möglichst geringer Betriebstemperatur und Leistungsgrößen im MW-Bereich (bevorzugt über 10 MW)
  - Kartierung und Charakterisierung der Abnehmer (Netzplan, geordnete Jahresganglinie, Vorlauf- und Rücklauftemperaturen ...)
- Auswahl geeigneter Nutzhorizonte am Standort (in der Schweiz: Malm, Oberer Muschelkalk und oberste Schichten im Kristallin) anhand eines geologischen Vorprofils: Ziel ist die Tiefenlage und – wenn möglich – hydraulische Charakterisierung
- Feasibility Studie mit Kosten-Nutzen-Analyse und Risikobewertung
- ggf. geophysikalische Erkundung
- Bohrplanung (1. Bohrung) unter Berücksichtigung der zu erwartenden Anschlussleistung potentieller Nutzer
- Abteufen und Ausbau als Produktionsbohrung; Durchführung von Testen zur Bestimmung der Reservoireigenschaften und Prüfung des Chemismus.

Erst auf dieser Basis können tragfähige Entscheidungen zur Projektrealisierung getroffen werden.

*Lesson learnt:*

Ü3	<p><i>Höffige Reservoirs zur geothermischen Fernwärmeversorgung sollten folgende Kriterien erfüllen:</i></p> <p>a) <i>Thermalwassertemperatur sollte grösser als 65°C sein (ggf. &gt; 60°C), d.h. Teufe i.d.R. nicht weniger als 1'500 m</i></p> <p>b) <i>Das Produkt aus Profilpermeabilität und effektiver Schichtmächtigkeit sollte am Standort grösser als <math>2 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3</math> sein<sup>9</sup>.</i></p>
Reservoir	***

Zum Vergleich und zur Einordnung der 2. Grösse (Angaben gerundet):

Pariser Becken:	$2 \cdot 10^{-12}$	...	$4 \cdot 10^{-11}$	...	$3 \cdot 10^{-10} \text{ m}^3$
Norddeutsches Becken:	$4 \cdot 10^{-12}$	...	$5 \cdot 10^{-11}$ ) <sup>10</sup>	...	$1 \cdot 10^{-10} \text{ m}^3$
Bayrische Molasse <sup>11</sup> :	$1 \cdot 10^{-11}$	...			$1 \cdot 10^{-9} \text{ m}^3$
z. Vgl. Riehen:	$2 \cdot 10^{-11} \dots 1 \cdot 10^{-10} \text{ m}^3$ (Riehen-1 und Riehen-2).				

Zu spezifischen Anforderungen an geothermische Fernwärmenetze, der Planung und Optimierung sei auf folgende Literatur verwiesen (alphabetisch):

E. Buescher (2015): Green district heating – Actual development of deep geothermal energy in Germany; Proc. World Geothermal Congress, 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015

Ch. Eberl (2009): Geothermie-Nahwärme-Projekt: sorgfältig entwickeln; GtE 3/2009 10-11

A. Gruber, G. Vogler (2008): Förderung von Fernwärmenetzen auf Basis von Geothermie; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Studie im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums

<sup>9</sup> Dies bedeutet z.B. bei einer effektiven Mächtigkeit von 20 m eine Profilpermeabilität von mindestens 100 mD

<sup>10</sup> Neustadt Glewe

<sup>11</sup> Maxima der Häufigkeitsverteilung

für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Kurzfassung in BWK 9(2008) 64-66; Autoren: W. Mauch, R. Corradini, G. Vogler & A. Gruber

B. Richter (2014): Innovative Wärmelieferung aus Tiefengeothermie; Vortrag auf dem Geothermiekongress 2014 in Essen

H. Rüter (2010): Das GTR-H-Projekt; Ergebnisse des von IEEA finanzierten Projektes: Geothermische Regulierungen im Wärmemarkt, 2006-2009; GtE/2010 17-20

B. Sanner (2014): Potential für geothermische Fernwärme in Deutschland und Europa, Nationaler Workshop GEODH, 26.11.2014, Troisdorf, D.

I. Schönberg (1996): Fern- und Nahwärmesysteme – Notwendige Infrastruktur für die Geothermie, Geothermie – Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, Tagungsband 475-487

EU Projekt GeoDH (2011-2014): Report, Co-funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union; [www.geodh.eu](http://www.geodh.eu).

## 5 Literatur

- BMU (2011): Tiefe Geothermie - Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 3. Auflage
- European Renewable Energy Council (2010): Renewable energy in Europe: markets, trends and technologies; ISBN 987-1-84407-875-2
- European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (2013): Strategic Research and Innovation Agenda for Renewable Heating & Cooling; RHC platform, ISBN 978-92-79-30657-0
- GtV Bundesverband Geothermie und Wirtschaftsforum Geothermie (2015): Geothermie – Erneuerbare Energie für den Wärmemarkt, 20 Seiten, kein Impressum; [http://www.wirtschaftsforum-geothermie.de/upload/pdf/PUB\\_141013\\_Hintergrundpapier\\_Geothermie - Erneuerbare Energie fr den Wrmemarkt.pdf](http://www.wirtschaftsforum-geothermie.de/upload/pdf/PUB_141013_Hintergrundpapier_Geothermie_-_Erneuerbare_Energie_fr_den_Wrmemarkt.pdf)
- R. N. Horne (2015): Introduction to the World Geothermal Congress 2015 Technical Program, Proc. World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- E. Huenges et al. (2000): Geological and economic conditions for the utilization of low-enthalpy hydrothermal resources; Proc. World Geothermal Congress 2000, Kyushu – Tohoku, Japan, May 28 – June 10, 2000
- Informationsportal Tiefe Geothermie; Service der Agentur Enerchange, Agentur für erneuerbare Energien: <http://www.tiefegeothermie.de/projekte>
- K. Link (2015): IEA Geothermal Annex VIII – Direct Use of Geothermal Energy, Proc. World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- B. Richter (2015): Status quo of the geothermal pilot project in Germany: Significance of a professional project management; Proc. World Geothermal Congress, 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- M. Sander (2015): Regulatory framework conditions for geothermal direct use projects in France, Germany, Iceland, Sweden and Turkey; Proc. World Geothermal Congress, 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- R. Schulz (2012): Fündigkeitsrisiko: Definition, Quantifizierung, Beispiele aus Süddeutschland; Beitrag zur 23. Fachtagung der SVG „Methoden zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos in der Tiefengeothermie“, 02.11.2012 in Bern
- VBI (2013): Tiefe Geothermie, VBI-Leitfaden; Verband Beratender Ingenieure; Band 21 der VBI-Schriftenreihe; 2. Auflage 2013; 123 Seiten
- J. Weber et al. (2015): Geothermal energy use in Germany; Proc. World Geothermal Congress, 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015

### Pariser Becken

- AFPG (2013): Etude de marché de la géothermie en France
- A. Bel et al. (2012): Etude préalable à l'élaboration du schéma de développement de la géothermie en Ile-de-France; BRGM/RP-60615-FR
- C. Boissavy, P. Laplaige (2010): How political decisions can boost the development of geothermal energy in France?; Proc. World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010
- C. Boissavy et al. (2013): Geothermal energy use, country update for France; Proc. European Geothermal Congress 2013, Pisa, Italy, 3-7 June 2013
- F. Boissier et al. (2009): 30 years of exploitation of the geothermal resource in Paris Basin for district heating ; GRC Transactions, Vol. 33, 2009
- N. Bommensatt et al. (2015): French financial incentives to promote geothermal heat; Proc. World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015

- Forage et complétion de puits géothermiques en région Ile-de-France, Note Technique, 2009, GPC IP/09098
- O. Goyénèche, A. Desplan (2010): Organisation du pilotage du Centre Technique d'appui aux professionnels de la géothermie; BRGM/RP-57960-FR
- O. Goyénèche et al. (2014): Synthèse des résultats acquis sur le projet de Gestion du Dogger, Rapport final ; BRGM/RP-63148-FR
- V. Hamm et al. (2012): Gestion de la ressource géothermique du Dogger de la région Ile-de-France Année 2011; BRGM/RP-60996-FR
- V. Hamm, J. Treil (2013): Gestion de la base de données du Dogger en Ile-de-France; BRGM/RP-62030-FR
- V. Hamm (2014): Le BRGM expert des pouvoirs publics pour la gestion de la ressource, Assises des énergies renouvelables
- V. Hamm et al. (2014): Gestion du Dogger en Ile-de-France, Rapport final, BRGM/RP-63139-FR
- J.Y. Hervé (2009): Etat de l'art relatif à la conception et à la mise en œuvre des forages géothermiques au Dogger; BRGM/RP-57245-FR
- I. Ignatiadis et al. (2015): Etude comparative de l'action de différents inhibiteurs de corrosion-dépôts sur le comportement électrochimique d'un acier au carbone dans un fluide géothermal reconstitué, représentatif du Dogger du Bassin parisien; BRGM/RP-64364-FR
- M. Le Brun et al. (2009): Modélisations de l'impact thermique et hydraulique sur l'exploitation de l'aquifère du Dogger pour différents scénarios de réhabilitation d'un doublet géothermique type; BRGM/RP-57779-FR
- S. Lopez et al. (2010): 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France; Geothermics 39(2010) 339-356
- S. Lopez et al. (2012): Optimal and sustainable use of the Dogger aquifer geothermal resource: long-term management and new technologies; Proc. SIMS 2012, Reykjavik, Iceland, 4-6 October 2012
- J. Rojas et al. (1989): Caractérisation et modélisation du réservoir géothermique du Dogger Bassin Parisien, France, rapport final, BRGM/IRG SGN 89
- M. Sander (2015): Regulatory framework conditions for geothermal direct use projects in France, Germany, Iceland, Sweden and Turkey; Proc. World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- B. Sanjuan et al. (2013): France Country Report 2013; IEA Geothermal Implementing Agreement
- P. Ungemach et al. (2011): Geomodelling and well architecture, key issues to sustainable reservoir development ; Proc. 36<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 31 – February 2, 2011
- R. Vernier et al. (2015): France Country Update; Proc. World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015

### **Norddeutsches Becken**

- GFZ (1997): Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Norddeutschland (GFZ STR 97/15)
- GFZ (1998): Angebotspotenzial der Erdwärme sowie rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung hydrothermalen Ressourcen (GFZ STR 98/09)
- GFZ (1999): Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozessmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen (GFZ STR 99/04).
- GtE 56+57 (2007): Neuruppin: Geothermische Heizzentrale fertiggestellt, 23-24
- P. Hoth et al. (1997): Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Norddeutschland. In: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Norddeutschland, P. Hoth, A. Seibt, T. Kellner

und E. Huenges (Eds), Geothermie Report 97-1, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR97/15, 150 pp.

- P. Seibt et al. (2005): The Neustadt-Glewe Geothermal Power Plant – Practical Experience in the Reinjection of Cooled Thermal Waters into Sandstone Aquifers, Proc. World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005
- P. Seibt, M. Wolfgramm (2008): Practical experience in the reinjection of thermal waters into sandstone; Workshop for Decision Makers on Direct Heating Use of Geothermal Resources in Asia, Tianjin, China, 11-28 May 2008
- P. Seibt et al. (2010): Monitoring of hydrogeothermal plants in Germany – an overview, Proc. World Geothermal Congress 2010, Bali, 25-29 April 2010
- M. Wolfgramm, A. Seibt (2008): Zusammensetzung von Tiefenwässern in Deutschland und ihre Relevanz für geothermische Anlagen, Der Geothermiekongress, Karlsruhe 11.-13. November 2008, Poster Technikforum 15

### **Bayrisches Molassebecken**

- R. Baasch, R. Höferle (2005): Fernwärmeversorgung mit Geothermie – eine gute Investition in die Zukunft der Gemeinde Pullach; GtE 49/2005 14-17
- F. Böhm et al. (2007): 2D-seismische Untersuchungen für das Geothermieprojekt Unterföhring bei München. Interpretation einer Riffstruktur im Malm als bevorzugtes Erschließungsziel für Thermalwasser; Geothermische Energie 55(2007) 14-15
- W. Bußmann (2009): Erding: Fortsetzung der Erfolgsgeschichte, Zweites Geothermieheizwerk offiziell in Betrieb genommen, GtE 3/2009 12-14
- K. Dorsch, A. Schubert (2007): Geothermie in der Molasse; Tagungsband GtV, 2007 44-48
- K. Dorsch, C. Pletl (2012): Bayrisches Molassebecken – Erfolgsregion der Tiefengeothermie in Mitteleuropa; Geothermische Energie 73(2012)2 14-18
- K. Dorsch (2012): 10 Jahre geothermische Exploration im süddeutschen Molassebecken – Ein Fazit (download [http://www.erdwerk.com/assets/Uploads/public/Publikationen/Media-mind\\_10-Jahre-geothermische-Exploration-im-sueddeutschen-Molassebecken.pdf](http://www.erdwerk.com/assets/Uploads/public/Publikationen/Media-mind_10-Jahre-geothermische-Exploration-im-sueddeutschen-Molassebecken.pdf))
- K. Gottschalk (2009): Geothermieprojekt Aschheim-Feldkirchen-Kirchheim; GtE 4/2009 16-18
- D. Lentsch, R. Baasch (2011): Effizientes Tiefbohren in der Geothermie; Ingenieurspiegel 4(2011) 66-67
- I. Moeck (2015): Vorreiter in der weltweiten Entwicklung geothermischer Ressourcen: Das Bayrischen Molassebecken; Geothermische Energie 81(2015)1 22-25
- C. Pletl et al. (2010): Bohrerfahrungen bei Deutschlands größtem Geothermieprojekt; bbr 03/2010 38-47
- T. Reif (2010): Wirtschaftlichkeitsanalyse und Risikoabsicherung von Geothermieprojekten; Geothermie in Bayern, Profile, Porträts, Perspektiven, media min GmbH 2009/10 58-64
- B. Richter (2010): Wirtschaftliche Optimierung von Geothermieprojekten; Geothermie in Bayern, Profile, Porträts, Perspektiven, media min GmbH 2009/10 34-36
- A. Schubert (2004): Geothermische Dublette Riem für die kommunale Fernwärmeversorgung der Stadtwerke München; GtV Fachtagung „Die neue Rolle der Geothermie“, 2004, Landau in der Pfalz, Tagungsband
- A. Schubert, K. Dorsch (2010): Geothermieprojekte im Oberbayrischen Molassebecken (Zwischenstand und Ausblick); Geothermie in Bayern, Profile, Porträts, Perspektiven, media min GmbH 2009/10 50-51
- R. Schulz (2010): Geowissenschaftliche Rahmenbedingungen für Geothermieprojekte in Bayern; Geothermie in Bayern, Profile, Porträts, Perspektiven, media min GmbH 2009/10 16-19
- U. Steinert et al. (2012): Drei Jahre F&E zur Reservoircharakterisierung des Malm – Ein Überblick; Geothermische Energie 72(2012)1 8-11



BMU Verbundvorhaben: Wissenschaftliche und technische Grundlagen zur strukturgeologischen und hydrogeologischen Charakterisierung tiefer geothermisch genutzter Grundwasserleiter am Beispiel des süddeutschen Molassebeckens: Endbericht 2012; 237 Seiten

BMU Verbundvorhaben: Ökonomische und ökologische Effizienz tiefergeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze: Technischer Leitfaden zur Bewertung und Optimierung tiefergeothermischer Anlagen in Planung und Betrieb (Juni 2015)

**Danksagung für Informationen am Telefon:**

Florence Jaudin (BRGM)

Christian Boissavy (AGFP)

Achim Schubert (Erdwerk)