



# Le site géothermique pilote de Sultz

**Résumé :** *Cette note présente un projet multinational visant à développer un réservoir EGS (Enhanced Geothermal System), une solution très prometteuse de production de chaleur et d'électricité d'origine géothermique. Le site pilote est situé à la frontière franco-allemande, à Sultz-sous-Forêts. Depuis près de vingt ans, des activités de recherche et développement ont été conduites grâce à des financements gouvernementaux français, allemands et européens. Le réseau de puits profonds se compose aujourd'hui de trois puits d'une profondeur supérieure à 5000 m chacun. Des essais de stimulation et de circulation ont été menés de 2000 à 2005 et les performances hydrauliques ont été renforcées durant l'année 2006. Le consortium de Sultz regroupe désormais les partenaires suivants : EDF, Électricité de Strasbourg, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Pfalzwerke AG et Evonik AG. Regroupés au sein d'un GEIE (Groupement Européen d'Intérêt Economique) baptisé "Exploitation Minière de la Chaleur", ces partenaires envisagent maintenant d'installer une centrale électrique géothermique et de lancer la génération d'électricité d'origine géothermique en 2008.*

**Mots clés :** Enhanced Geothermal Systems, centrale électrique géothermique, production électrique, fossé rhénan.

Cette note correspond à la traduction française d'une présentation référencée comme suit : Fritsch D., Baumgaertner J., Cuenot N., Graff J.J., Genter A., (2008). The Sultz EGS pilot plant: energy heat and power from deep Enhanced Geothermal Systems, *EVER08*, March 27-30, 2008, Monte-Carlo (Monaco).

## 1. Introduction

Aujourd'hui, les ressources géothermiques sont déjà exploitées au plan local dans certaines régions favorables où trois conditions sont réunies : (1) la demande des consommateurs locaux, (2) des températures augmentant avec la profondeur, suffisamment rapidement pour atteindre, à un coût minimum, la valeur correspondant à la demande des consommateurs, et (3) un aquifère appelé également réservoir géothermique naturel disponible à la profondeur requise.

Si les deux premières conditions coïncident dans un grand nombre de régions habitées, la troisième n'existe en qualité suffisante que dans quelques endroits. En conséquence, le défi consiste aujourd'hui à développer une exploitation géothermique dans les vastes régions où existe une

demande économique et où les températures nécessaires sont accessibles à une profondeur minimum. De plus, il faut garder à l'esprit qu'il y a une répartition difficilement prévisible des caractéristiques hydrogéologiques locales au sein de réservoirs naturels régionaux fortement hétérogènes existant dans ces régions.

L'observation commune de base est le fait que ces températures augmentent en fonction de la profondeur plus rapidement que la "normale" dans de vastes régions européennes (fig. 1). Ce phénomène implique que des boucles de convection d'eau profondes transfèrent la chaleur vers la surface plus rapidement que normalement dans ces régions et, par conséquent, que des champs de fractures perméables profondes y existent et pourraient constituer des cibles économiques.

Malheureusement, il a également été observé qu'à l'exception de certaines situations localement très favorables, le drainage de ces ressources hydrogéologiques relativement dispersées vers des installations de surface n'était pas une chose aisée et exige une technologie spécifique.

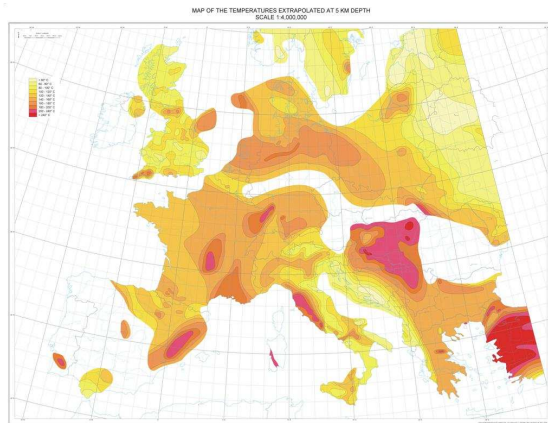


Figure 1 : Températures extrapolées à 5 km de profondeur en Europe occidentale [1]. Plusieurs points chauds apparaissent en rouge.

## 2. Le concept EGS

La technologie qui fait aujourd'hui l'objet de développements très prometteurs en Europe à Soultz (en France) ou à Landau (en Allemagne), aux États-Unis, en Australie et dans d'autres sites spécifiques est appelée EGS (Enhanced Geothermal Systems). Le concept EGS consiste simplement à forer au moins deux puits dans des roches présentant d'importantes fractures naturelles, à extraire le fluide chaud depuis un puits de production et à réinjecter le fluide une fois refroidi dans le réservoir fracturé par l'intermédiaire d'un puits d'injection. Généralement, les deux puits ont été stimulés au préalable, permettant d'améliorer les connexions au réservoir géothermal fracturé environnant en renforçant sa perméabilité [2]. Cela peut supposer certaines connexions naturelles entre les puits par le biais de fractures naturelles.

Contrairement aux réservoirs géothermaux conventionnels, les systèmes EGS nécessitent une stimulation, car la perméabilité de la masse rocheuse à proximité des puits est généralement trop

faible pour permettre une récupération de chaleur dans des conditions économiques.

## 3. Capacités potentielles des EGS

### A- Évaluation du potentiel EGS

En utilisant la carte de température extrapolée à des profondeurs de 5 km, une estimation du potentiel EGS en Europe a été réalisée [1]. Les surfaces les plus chaudes, celles où la température est supérieure à 180°C, ont été repérées dans seize pays. En Europe, la Hongrie, la France, la Serbie, l'Italie et la Croatie sont en tête de la liste des pays présentant un fort potentiel géothermique. Bien que les estimations en Turquie n'aient été faites que dans la partie occidentale, ce pays présente néanmoins un très fort potentiel géothermique. Pour ce qui concerne les potentiels EGS, des pays comme la Roumanie, l'Allemagne, l'Autriche, la Slovaquie et la Bosnie viennent ensuite sur la liste des pays européens. Toutefois, leur potentiel est probablement sous-estimé, parce que la carte de température n'est pas systématiquement documentée, par exemple pour le périmètre du bassin pannonien en Hongrie.

### B- Production électrique EGS

A partir des valeurs potentielles estimées considérées comme pouvant être des réserves renouvelables, il est possible d'estimer les capacités de production énergétique permanentes. A titre d'exemple, nous pouvons considérer que le potentiel EGS de l'Europe de l'Ouest (sans la Turquie) est estimé à ~ 21 500 GW par an, soit 180 000 TWh. En supposant que nous puissions exploiter pendant près de vingt ans une première série d'installations traitant environ 10 % de ces réserves, c'est-à-dire 18 000 TWh, il serait possible d'obtenir une capacité de production électrique de base annuelle d'environ 900 TWh pour l'Europe de l'Ouest. Au bout de vingt ans, une fois amorti, le coût des installations, d'autres unités pourraient être déployées sur les sites les plus favorables sélectionnés dans les 90 % de surfaces restantes.

## 4. Le projet EGS de Soultz

### A- Contexte et organisation du projet

Le site de Soultz a été retenu sur la base d'études préalablement conduites [3, 4] qui montrent un effet thermique typique généré par les boucles de convection hydraulique présentes dans cette région. Les conditions de profondeur de ce lieu ont été considérées comme suffisamment représentatives du Fossé Rhénan pour lancer une étude de faisabilité [5] destinée à identifier le réseau de fractures naturelles et ses caractéristiques hydrauliques [6, 7]. Ce programme comportait la validation des technologies nécessaires au forage et au développement des connexions entre les puits et les fractures perméables voisines [8, 9, 10]. Cette étude fut menée par le biais d'une série de tests jusqu'en 2001, qui est présentée dans le tableau 1.

Tableau 1 : Étapes du projet EGS à Soultz entre 1984 et 2000.

Année	Étapes
1984	Première ébauche formelle du projet Soultz.
1987	Forage du premier puits (GPK1) jusqu'à 2000 m.
1990	Création d'un réseau de puits d'observation sismique de moyenne profondeur (~ 1500 m) utilisant d'anciens puits de pétrole et exploration détaillée jusqu'à 2250 m par l'approfondissement et le carottage continu d'un puits pétrolier existant (EPS1).
1992	Approfondissement de GPK1 à 3600 m; température mesurée : 165°C.
1995	Forage du second puits (GPK2) à 3878 m (distance horizontale entre les puits 450 m).
1997	Test de circulation réussi (25 kg/s) entre les puits GPK1 et GPK2 sur une période de quatre mois (température de production ~140°C).
2000	Approfondissement de GPK2 à 5010 m; température : 203°C. Stimulation de la section ouverte entre 4,5 km et 5 km.

Les résultats de ces tests ont clairement fait apparaître les points suivants :

- Il est possible de développer les productivités des puits dans cette région jusqu'à des valeurs permettant d'escompter

un bilan positif suffisant entre la puissance produite et la puissance requise pour le pompage pour assurer une production énergétique nette importante;

- Des températures suffisamment élevées pour la production de vapeur et de chaleur économique sont envisageables dans ce type de terrain à des profondeurs allant de 1500 à 5000 m, par le biais de technologies de forage conventionnelles raisonnablement peu onéreuses et sûres.

En conséquence, cinq partenaires industriels (EDF, Électricité de Strasbourg, Shell, ENEL et Pfalzwerke) se sont associés au sein d'un GEIE (Groupement Européen d'Intérêt Economique) appelé "Exploitation Minière de la Chaleur", assisté de trois agences de financement publiques (EC, ADEME pour la France et BMU pour l'Allemagne) et de huit partenaires scientifiques (ou groupes de partenaires comme le CNRS) et ont décidé de construire un site pilote à l'emplacement même de Soultz.

Ce site pilote vise à valider les technologies à leur niveau de difficulté le plus élevé (5000 m de profondeur), mais aussi à identifier les avancées les plus prometteuses pour une exploitation ultérieure généralisée des ressources géothermiques par le biais de centrales localement optimisées en fonction de la demande des utilisateurs.

Le programme du site pilote comporte deux phases (voir le tableau 2) :

- La première (2001-2004) a principalement consisté en la construction et les essais préliminaires de l'équipement sous-terrain;  
-La seconde (2004-2008) est encore en cours et vise à maîtriser totalement la production géothermique et les technologies de génération électrique en vue du futur déploiement industriel de cette technologie.

A la fin de la Phase I (phase de forage de GPK3 et GPK4 entre 2001 et 2004), Shell et ENEL ont quitté le GEIE, mais celui comporte toujours cinq membres, car les énergéticiens allemands EnBW et Evonik ont intégré le groupement lors de la Phase II (2004-2008).

Tableau 2 : Étapes du projet EGS Soutz entre 2001 et 2008.

Année	Étapes
2001	Décision de construire un site pilote EGS à Soutz.
2002	Forage à 5 km du puits GPK3, à proximité immédiate du GPK2. Distance horizontale en fond de puits GPK2-GPK3 environ 650 m.
2003/2004	Stimulation de la section ouverte de GPK3 et essais de circulation entre GPK3 et GPK2. Forage à 4985 m du puits GPK4.
2004/2005	Stimulation de la section ouverte de GPK4, suivie d'essais de circulation entre le puits d'injection central GPK3 et les deux puits latéraux de production GPK2 et GPK4.
2006	Amélioration des performances hydrauliques des puits (stimulation chimique).
2006/2008	Production géothermique et génération électrique.

### B- État actuel du site pilote EGS

Cinq forages profonds ont été réalisés sur le site géothermique dans le socle granitique (tableaux 1, 2). L'un à une profondeur de 3600 m, l'autre à 2200 m et les trois autres à 5000 m (fig. 2). Tous ont été stimulés au moins une fois pour améliorer leur connexion au réseau de fractures.

GPK2 (ligne bleue), GPK3 (ligne rouge) et GPK4 (ligne violette) ont atteint une profondeur d'environ 5 km et forme le triplet géothermique. GPK2 et GPK4 sont conçus comme des forages de production et GPK3 est utilisé pour réinjecter l'eau refroidie, après que ses calories aient été collectées. Les têtes des puits GPK-2, -3 et -4 sont seulement distantes de 6 m l'une de l'autre en surface, alors qu'il existe une distance horizontale d'environ 650 m entre chaque fond de puits : cela permet à l'eau de circuler sur des distances relativement longues en contact avec des roches cristallines chaudes, afin qu'elle puisse être réchauffée avant d'être une nouvelle fois pompée. De telles exigences ont impliqué que la trajectoire des forages soit déviée de la verticale (fig. 2).

Pour développer la perméabilité en profondeur, deux types de stimulations ont été testés à Soutz pour renforcer les performances hydrauliques du système géothermique. Le traitement "classique" était jusqu'alors la stimulation hydraulique. Celles-ci consistent à injecter de grands volumes d'eau (plusieurs milliers de mètres cubes) à des débits très élevés (généralement supérieurs à 40 l/s).

Après chaque opération de forage, une stimulation hydraulique a été réalisée pour améliorer la connexion entre le forage et le réseau adjacent de fractures. La conséquence directe de la stimulation hydraulique est une micro-séismicité induite qui peut avoir un impact négatif sur la population, dans la mesure où certaines des secousses de grande amplitude (habituellement supérieure à 2) peuvent être ressenties dans les environs. Cependant, la micro-séismicité induite est un moyen de contrôler l'efficacité du traitement. La plus forte densité de manifestations micro-sismiques est observée à proximité des fonds de puits, ce qui signifie que les stimulations hydrauliques sont principalement efficaces dans cette zone [11, 12].

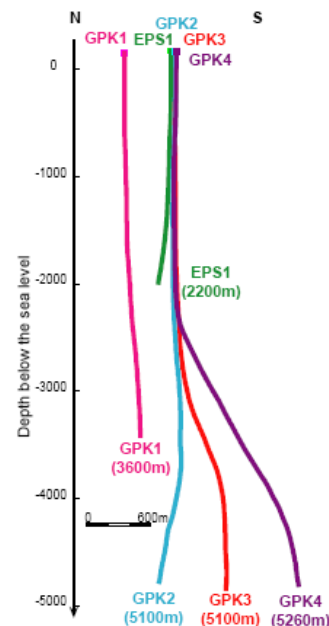


Figure 2 : Section verticale N-S des trajectoires de forage à Soutz provenant de [7].

Les résultats des stimulations hydrauliques n'ayant pas permis d'atteindre les performances escomptées, et compte tenu que nous devons également limiter l'activité sismique, nous avons procédé à plusieurs stimulations chimiques [13, 14]. L'objectif était ici de tenter de dissoudre les dépôts hydrothermaux naturels qui colmatent les fractures. Par conséquent, des composés chimiques (acides faibles par exemple) sont ajoutés en petite quantité à l'eau injectée. A l'issue de l'ensemble des tests hydrauliques et chimiques, des améliorations des performances hydrauliques des forages ont été constatées essentiellement dans les puits de production (GPK2, GPK4). Bien que l'indice de productivité de GPK3 n'atteigne pas la valeur escomptée, il fut décidé de continuer la construction de la centrale électrique et de procéder aux essais de circulation inter-puits.

## 5. Production électrique à Soultz

Sur la base des résultats et des développements mentionnés ci-dessus, il fut décidé de tester un premier module de conversion de 1,5 MWe. Les divers composants de la centrale électrique ont été installés fin 2007 et la production électrique devrait entrer en activité en avril 2008.

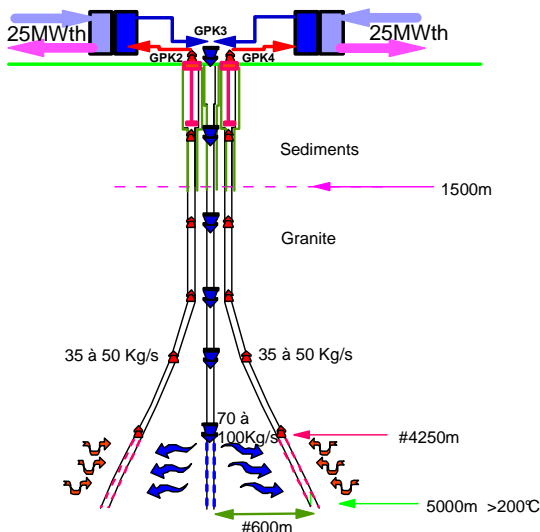


Figure 3 : Principe du triplet géothermique développé à Soultz.

La figure 3 présente le concept de base du site pilote géothermique tel qu'il devrait fonctionner. Si un débit de production de 70-100 l/s est atteint, correspondant à une production thermique maximale d'environ 50 MW thermiques, la centrale pourra fournir environ 5 MW d'électricité. Pour atteindre ce but, il est nécessaire d'installer des pompes de production dans les forages, parce que les débits artésiens ne sont pas suffisants. Deux types de pompes de production seront testés : une pompe à arbre long LSP (Line Shaft Pump) et une pompe électro-submersible ESP (Electro-Submersible Pump). Avec la LSP, la pompe elle-même se trouve dans le puits, son moteur est en surface et la connexion s'effectue par le biais d'un arbre long. Le principal avantage est qu'une telle construction évite de devoir installer le moteur dans une eau sur-salée chaude, mais il existe des risques mécaniques, notamment dus aux vibrations, liés à l'arbre long, qui doit être parfaitement aligné. Les questions liées à la corrosion/entartrage et à la lubrification de l'arbre doivent également faire l'objet d'études très précises. La pompe doit être installée à une profondeur de 350 m à l'intérieur de GPK2, qui présente une bonne verticalité et est le meilleur producteur. Avec l'ESP, la pompe et le moteur sont installés dans le puits. Cette technologie est bien connue en condition standard, mais le problème consiste à adapter la pompe aux conditions géothermiques à des températures assez élevées (200°C) : la métallurgie et la résistance à la corrosion exigent une conception particulière. Un autre point essentiel est le refroidissement du moteur, qui ne peut être assuré que par un fluide géothermal chaud. La pompe doit être installée à une profondeur de 500 m dans GPK4, qui est le puits le moins productif.

Du fait de la qualité du fluide géothermal (forte teneur en sel et composés corrosifs), il ne peut être vaporisé et ne peut donc alimenter directement la turbine. La chaleur produite doit être transférée dans un circuit secondaire, ce qui implique un fluide de travail à point d'ébullition bas. C'est le principe des cycles binaires. Deux types de cycles binaires ont été étudiés dans le cas du projet Soultz-sous-Forêts : l'ORC

(Organic Rankine Cycle) et le cycle Kalina. Bien que ce dernier présente une plus grande efficacité énergétique théorique, sa technologie est largement plus complexe que celle du cycle ORC.



Figure 4 : Installation du système de refroidissement par air.

L'objet de ce projet étant de démontrer la faisabilité de la production électrique à l'aide d'un tel système EGS, c'est la technologie ORC qui a été retenue. Dans les centrales binaires ORC, les fluides de travail sont essentiellement des fluides organiques. L'isobutane a été proposé par le fournisseur du système ORC.



Figure 5 : Vue à l'intérieur de la turbine.

Étant donné qu'il n'existe aucune source froide (aquifère, rivière) facilement accessible autour du site géothermique, un système de refroidissement par air s'est avéré nécessaire pour la centrale électrique, ce qui limite également son impact sur l'environnement. Ce système se compose d'un ensemble de neuf

ventilateurs illustré sur la figure 4. La turbine (fig. 5) est radiale et doit tourner à plus de 13 000 tr/min.

Le générateur est asynchrone (fig. 6) et fonctionne à environ 1 500 tr/min. Un différentiel est installé entre les deux. Le générateur fournit une énergie sous une tension de 11 kV et l'électricité produite est remontée à 20kV dans le réseau local de distribution.



Figure 6 : Générateur (à droite) aligné avec la turbine (à gauche).

Le système est conçu de telle manière que la production provenant de chacun des puits ou des deux puisse être facilement utilisée pour alimenter soit la boucle de production électrique, soit la boucle de test. Si la durabilité de la production est établie, une seconde unité ORC pourrait alors être ajoutée pour augmenter la production électrique de la centrale.

## 6. Conclusions

Après vingt années de recherches intensives, le projet Soultz devrait fournir sa première production électrique. Le succès de la centrale électrique pilote pourrait ouvrir la voie à un nouveau type de centrales électriques géothermiques utilisant la chaleur emmagasinée dans des roches cristallines fracturées profondes. Les leçons tirées de Soultz peuvent être utilisées pour d'autres sites, mais ont déjà été appliquées à des projets géothermiques commerciaux. Par exemple, un projet géothermique vient d'être initié à Landau dans la vallée du Rhin (Palatinat,

Allemagne), avec une production électrique, dont le développement s'appuie en partie sur les expériences tirées de Soultz [15].

### Remerciements

Ce projet a été rendu possible grâce à un financement public de la Commission Européenne, de l'ADEME (Agence française de l'Environnement et de l'Energie), du BMU (Ministère allemand de l'Environnement) et des financements privés d'EDF et d'Électricité de Strasbourg (France), de Pfalzwerke AG, d'EnBW AG et d'Evonik Industries AG (Allemagne).

### Bibliographie

- [1] A Genter, L. Guillou-Frottier, J. Feybesse, N. Nicol, Ch. Dezayes, and S. Schwartz, "Typology of potential Hot Fractured Rock resources in Europe," *Geothermics*, pp. 701-710, 2003.
- [2] A. Gérard, A. Genter, Th. Kohl, Ph. Lutz, P. Rose, and F. Rummel, "The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soultz-sous-Forêts (Alsace, France)," *Geothermics*, pp. 473-483, 2006.
- [3] F. Munck, K. Sauer, F. Walgenwitz, Ph. Maget, and R. Tietze, "Synthèse géothermique du Fossé Rhénan Supérieur," Internal report BRGM-Geologisches Landesamt in Baden-Wurtemberg Commission of the European Communities, 100 pp. 21 maps at 1:250,000, 1979.
- [4] A. Gérard, A. Menjoz, and P. Schwoerer, "L'anomalie thermique de Soultz sous Forêts", *Géothermie Actualités* 3, pp. 35-42, 1984.
- [5] A. Gérard, and O. Kappelmeyer, "The Soultz-sous-Forêts project", *Geothermics* 16, pp. 393-399, 1987.
- [6] A. Genter, C. Castaing, C. Dezayes, H. Tenzer, H. Traineau, and T. Villemin, "Comparative analysis of direct (core) and indirect (borehole imaging tools) collection of fracture data in the Hot Dry Rock Soultz reservoir (France)", *J. Geophys. Res.*, 102 (B7), pp. 15419-15431, 1997.
- [7] C. Dezayes, P. Chevremont, B. Tourlière, G. Homeier, and A. Genter, "Geological study of the GPK4 HFR borehole and correlation with the GPK3 borehole (Soultz-sous-Forêts, France)", BRGM/RP-53697-FR, 94 pp, 2005.
- [8] A. Gérard, J. Baumgartner, R. Baria, R. Jung, S. Gentier, and A. Genter, "Elements for a conceptual model of the underground heat exchanger at Soultz-sous-Forêts, France. Situation, beginning 1998", in *Proceedings of the 4th Int. HDR Forum. Geologische Jahrbuch Reihe E Geophysics Heft SE1 Hannover 2002*, pp. 291-290, Strasbourg, 2002.
- [9] L. André, V. Rabemanana, and F.D. Vuataz., "Influence of water-rock interactions on fracture permeability of the deep reservoir at Soultz-sous-Forêts, France", *Geothermics*, pp. 507-531, 2006.
- [10] N. Cuenot, J. Charléty, L. Dorbath, and H. Haessler, "Faulting mechanisms and stress regime at the European HDR site of Soultz-sous-Forêts, France", *Geothermics*, pp. 561-575, 2006.
- [11] R. Baria, R. Jung, T. Tischner, J. Nicholls, S. Michelet, B. Sanjuan, N. Soma, H. Asanuma, B. Dyer, and J. Garnish, "Creation of an HDR/EGS reservoir at 5000 m depth at the European HDR project", in *Proceedings 31st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California 2006.
- [12] T. Tischner, M. Schindler, R. Jung, and P. Nami, "HDR project in Soultz: hydraulic and seismic observations during stimulations of the 3 deep wells by massive water injections", in *Proceedings 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California, 2007.
- [13] S. Portier, L. André, and F.-D Vuataz, "Review of chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems", Technical Report, Centre for Geothermal Research, Neuchâtel University, Switzerland, 2007.
- [14] P. Nami, M. Schindler, T. Tischner, R. Jung, and D. Teza, "Evaluation of stimulation operations and current status of the deep Soultz wells prior to power production", in *Proceedings EHDRA Scientific Conference*, Soultz-sous-Forêts, France, 2007.
- [15] J. Baumgärtner, H. Menzel, and P. Hauffe. "The geox GmbH Project in Landau - The first geothermal power project in Palatinate / Upper Rhine Valley", in *Proceedings First European Geothermal Review, Geothermal Energy for Electric Power Production*, p.33, Mainz, Rhineland Palatinate, Germany, 2007.