

Electricité géothermique

Document connaissances de base, état: septembre 2015

1. Synthèse

La géothermie fournit aujourd'hui essentiellement de la chaleur, mais elle pourrait à l'avenir être exploitée comme une source renouvelable d'électricité permettant de couvrir une bonne part de la charge de base. Le potentiel théorique est important, mais la faisabilité technique de la grande production d'électricité géothermique n'a pas encore été prouvée en Suisse. La géologie suisse est encore largement inconnue, les forages sont très coûteux et les risques liés aux projets s'avèrent élevés.

Grâce à la rétribution à prix coûtant du courant injecté et à la couverture des risques de la Confédération, quelques projets sont prévus en Suisse. Les procédures de concession et d'autorisation ne sont cependant pas encore harmonisées sur l'ensemble du territoire, et sont généralement peu adaptées à l'exploitation de la géothermie profonde. Le fondement législatif fait en partie défaut, par exemple en ce qui concerne la clarification des compétences. Dans un avenir proche (d'ici 2035 environ), l'électricité géothermique ne représentera donc pas une part significative de la production. Il faudrait cependant persévérer dans le développement de cette technologie afin de pouvoir exploiter ses nombreux avantages à long terme.

2. Situation actuelle en Suisse et dans le monde

Situation en Suisse

En Suisse, l'utilisation de la géothermie se limite aujourd'hui encore exclusivement à la production de chaleur et de froid. Il n'existe pour l'instant pas d'installation de production d'électricité sur le territoire. L'accent est actuellement clairement mis sur la géothermie à faible profondeur, c'est-à-dire jusqu'à 400 m de la surface, dont l'exploitation fait intervenir des sondes géothermiques, des pieux énergétiques et des champs de sondes géothermiques.¹ A Riehen, près de Bâle, une installation géothermique est en service depuis 1994: elle fonctionne sur le principe du doublet, captant de l'eau thermale chaude à 1500 m de profondeur pour alimenter un réseau de chauffage urbain (système *hydrothermal*, voir également chapitre 3).²

En 2006, des travaux ont été menés à Bâle pour tenter de fissurer les roches dures situées à 5000 m de profondeur en injectant de l'eau à haute pression dans le forage profond pratiqué. Cette technique est appelée «géothermie profonde stimulée» (ou EGS, pour l'anglais «Enhanced Geothermal System»). Il s'agissait de construire un échangeur de chaleur artificiel souterrain capable de produire de l'électricité géothermique (système *pétrothermal*, voir chapitre 3). Le projet était mené par la société Geopower Basel AG, un regroupement de plusieurs fournisseurs d'énergie et d'autres actionnaires. Le procédé de stimulation est bien parvenu à fissurer la roche, mais les travaux ont provoqué des séismes inattendus et importants, d'une magnitude de 3,4 sur l'échelle de Richter. Le projet a donc dû être abandonné. En raison de ces événements (et du manque d'acceptation qui s'est ensuivi de la part de la société), aucun nouveau projet de géothermie ne devrait voir le jour dans la région de Bâle pour le moment.

¹ Les projets géothermie profonde en Suisse, GEOTHERMIE.CH, Société Suisse pour la Géothermie (SSG), Frauenfeld, 2014 (www.geothermie.ch)

² Die geothermische Doubletten-Anlage von Riehen, GEOTHERMIE.CH, Société Suisse pour la Géothermie (SSG), Frauenfeld, 2010

En 2010, la société Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz, les services électriques de la ville de Zurich) a réalisé un forage d'exploration jusqu'à 2700 m de profondeur sur le site de l'hôpital de Triemli. Le socle de roche dure (cristalline) a été atteint dès les 2400 m, et non à 2700 m comme prévu. Le forage sur ce site n'a pas permis de découvrir d'aquifères régionaux, c'est-à-dire de couches de sédiments présentant une perméabilité élevée. La chaleur provenant du puits de forage est actuellement exploitée grâce à une sonde géothermique profonde.

Dans la ville de Saint-Gall, le premier forage profond a été entamé en mars 2013, après 3 ans de préparatifs. Il s'est déroulé sans problème, atteignant l'objectif de 4000 mètres de profondeur. Lors de la préparation des essais de pompage planifiés pour déterminer la productivité du site, une forte élévation de la pression s'est brutalement produite dans le forage le vendredi 19 juillet 2013, en raison d'un afflux de gaz naturel. Une contre-pression artificielle a été créée en injectant de l'eau et de la boue de pompage lourde. Le 20 juillet, la hausse de pression du gaz et les contre-mesures mises en œuvre ont provoqué un séisme d'une magnitude de 3,6 sur l'échelle de Richter, nettement ressenti dans la région de Saint-Gall. Le projet a donc dû être temporairement suspendu.

Après un contrôle approfondi, l'installation de forage est démontée et le trou de forage conservé, mais le projet a été clos en raison du manque de productivité et des risques existants. Les conclusions tirées livrent des explications sur la géologie de la Suisse orientale et pourront être utilisées à l'avenir.

Les projets de géothermie portant sur la production d'électricité sont encouragés par le dispositif de rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC).³ La durée de rétribution est de 20 ans à compter du 1^{er} janvier 2014, à un tarif de 40 centimes par kWh pour les installations dont la puissance électrique ne dépasse pas 5 MW. Il est en outre possible de demander une caution pour couvrir les risques liés aux installations géothermiques, qui représente au maximum 50% des coûts de forage et de test du projet.

Les procédures de concession et d'autorisation ne sont pas encore harmonisées sur l'ensemble du territoire suisse et le cadre législatif fait souvent défaut, par exemple en matière de clarification des compétences. L'utilisation du sous-sol est en effet régie au niveau cantonal. Pour ce qui concerne l'exploitation de la géothermie, les règlements divergent cependant largement d'un canton à l'autre et ne sont pas toujours suffisamment précis.⁴ Une refonte des plans directeurs cantonaux ou même une harmonisation supracantonale (nationale) des directives sur les forages d'exploration géothermique représenterait une nette amélioration des conditions-cadre pour les investisseurs et les développeurs de projets.

En raison du coût élevé de l'exploration et des risques liés à l'échec du forage ou à la sismicité induite, le développement de nouveaux projets en Suisse s'avère extrêmement difficile pour chacun des acteurs. Afin de faire de la production d'électricité géothermique une technologie aussi rentable et accessible que possible, et afin de favoriser la percée rapide de cette technologie en Suisse, plusieurs spécialistes recommandent la création d'une société d'exploration opérant au niveau national. Cette dernière aurait pour mission d'évaluer et d'explorer les sites les plus prometteurs de manière systématique et coordonnée, avec le but de démontrer la faisabilité technique et économique de projets de production d'électricité géothermique.⁵ La naissance fin 2010 de Geo-Energie Suisse AG, une société rassemblant sept fournisseurs suisses

³ Ordonnance sur l'énergie (OEne) du 7 décembre 1998, état au 1^{er} janvier 2014

⁴ ARGE Geothermie Espace Bern, Grundlagenstudie Tiefengeothermie Espace Bern, Energie Wasser Bern (ewb), juin 2010

⁵ Betriebs- und Trägerschaftskonzept für eine Explorationsgesellschaft der tiefen Geothermie, Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, août 2009

d'énergie, s'inscrit justement dans cette démarche.⁶ Cette société envisage une nouvelle installation pétrothermale dans la commune de Haute-Sorne. Au sein du Swiss Competence Center for Energy Reserach Supply of Energy (SCCER SoE), des travaux de recherche sont menés afin d'augmenter la connaissance du sous-sol et de développer des méthodes pour mieux comprendre les risques de la sismicité induite et pouvoir les gérer (système de feux de circulation)⁷.

Situation dans le monde

En 2013, la puissance électrique cumulée des installations géothermiques du monde entier représentait 12,0 GW. Ces installations produisaient près de 76 TWh d'électricité, pour une capacité moyenne d'environ 6300 heures de pleine charge.⁸ Les installations les plus puissantes et les plus efficaces se trouvent dans des régions volcaniques ou le long de zones sismiques actives, comme «The Geysers», un complexe d'une puissance d'environ 1 GW, situé au nord de San Francisco. Dans de telles zones, il est possible de capter directement dans le sol de la vapeur d'eau dépassant les 200°C, et de l'utiliser pour produire de l'électricité grâce à une turbine à vapeur. L'installation de ce type la plus ancienne se trouve à Larderello, en Italie, et fonctionne depuis 1913: la puissance électrique de ce site atteint aujourd'hui environ 840 MW.

De telles ressources volcaniques sont rares en Europe. Mais à certains endroits, il est possible de capter une eau thermale chaude (entre 80 et 120°C) et d'en tirer de l'électricité grâce à un procédé reposant sur un cycle binaire. C'est le type d'installation que l'on trouve en Allemagne à Landau, près de Mannheim, à Insheim dans le Palatinat rhénan ainsi qu'à Unterhaching près de Munich, où l'eau chaude thermale est utilisée pour la production de chaleur et d'électricité. Il s'agit d'installations pilotes, dont la puissance électrique avoisine les 3 à 5 MW. D'autres installations de production d'électricité sont actuellement en construction et doivent être mises en service au cours des prochaines années.

Il n'existe au monde que deux projets pétrothermaux de production d'électricité: d'une part, le projet de recherche européen mené à Soultz-sous-Forêts (France), où un échangeur de chaleur artificiel souterrain produit depuis 2007 une puissance de 1 MW et, d'autre part, le projet pilote pétrothermal mis en service en mai 2013 dans le Cooper Basin, au sud de l'Australie. L'installation de 1 MW est constituée d'un système de fissures artificielles à 4000 m de profondeur⁹.

⁶ www.geo-energie.ch

⁷ www.sccer-soe.ch

⁸ IEA Geothermal, implementing Agreement, Annual Report 2013, Agence Internationale de l'Energie (AIE), 2014

⁹ Communiqué de presse, Geodynamics Limited, 2 mai 2013

3. Etat de la technologie et développement futur

Systèmes géothermiques

En Suisse, la possibilité de produire de l'électricité grâce à la géothermie profonde repose sur deux grands types d'installations (illustration 1):

- **Les systèmes hydrothermaux**, qui utilisent l'eau chaude provenant d'aquifères (couches de roches perméables) naturellement présents dans les sédiments. L'eau est captée à l'aide d'un puits, utilisée en surface, puis réinjectée dans le sous-sol grâce à un deuxième puits.
- **Les systèmes pétrothermaux**, qui exploitent la chaleur stockée dans les roches dures et sèches (roche cristalline) en augmentant artificiellement leur perméabilité et en utilisant un échangeur de chaleur. Grâce à un premier puits, de l'eau froide est injectée depuis la surface dans le sous-sol, où elle se réchauffe. L'eau est ensuite à nouveau pompée vers la surface au moyen d'un ou plusieurs autres puits, afin d'en tirer de l'énergie. On parle également de système EGS (Enhanced Geothermal System, ou «système géothermique stimulé») ou de procédé Hot-Dry-Rock.

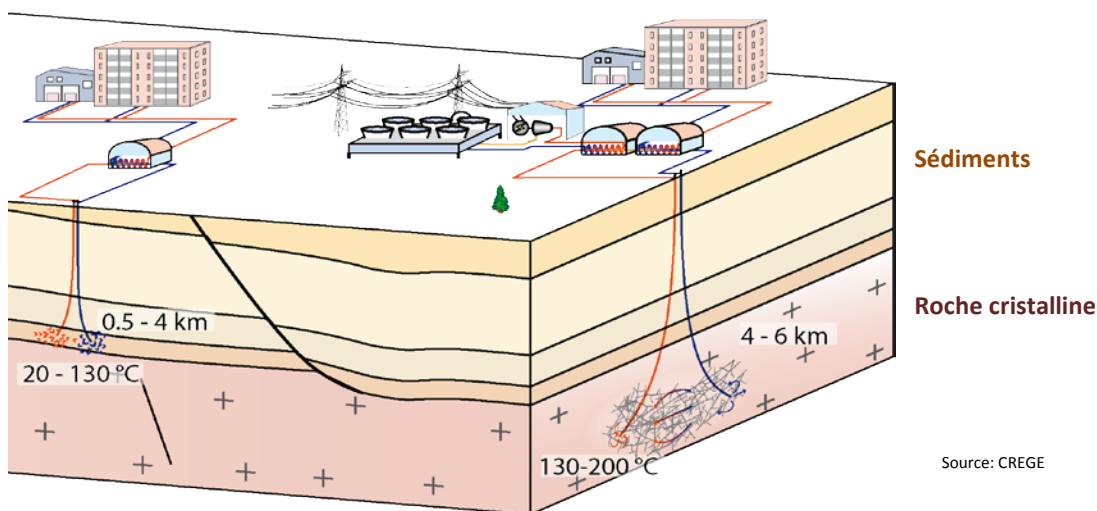


Illustration 1. Possibilités d'exploitation de la géothermie profonde pour la production d'électricité. Les projets hydrothermaux s'intéressent aux couches sédimentaires, les projets pétrothermaux à la roche cristalline (source: CREGE, Université de Neuchâtel).

La température de l'eau captée dépend largement de la profondeur atteinte. En Suisse, sur le Plateau, la température souterraine augmente en général d'environ 30°C par kilomètre. Les températures à 3 km de profondeur avoisinent les 100°C, à 5 km les 160°C. Les roches que l'on trouve à 5 km de profondeur sont ordinairement des roches cristallines, ce qui signifie que leur chaleur ne peut être exploitée que par un système pétrothermal. Mais dans certaines régions comme les Préalpes par exemple, il est également possible de trouver à cette profondeur des couches sédimentaires, une utilisation hydrothermale étant alors potentiellement envisageable.

Production d'électricité

Le procédé de récupération de l'énergie dépend de la température de l'eau captée. La production d'électricité devient énergétiquement et économiquement pertinente lorsque la température de l'eau atteint

les 100 à 120°C. La chaleur de l'eau souterraine est alors transférée à un fluide caloporteur présentant un point d'ébullition plus bas, afin de former de la vapeur qui est ensuite détendue dans une turbine. Ce procédé est appelé «cycle binaire». Les installations fonctionnant sur la base d'un cycle organique de Rankine (ORC), c'est-à-dire utilisant un fluide organique comme le butane ou le propane, sont relativement répandues (illustration 2). Le choix du fluide dépend de la température de l'eau captée; le taux d'efficacité électrique se situe entre 10 et 15%.

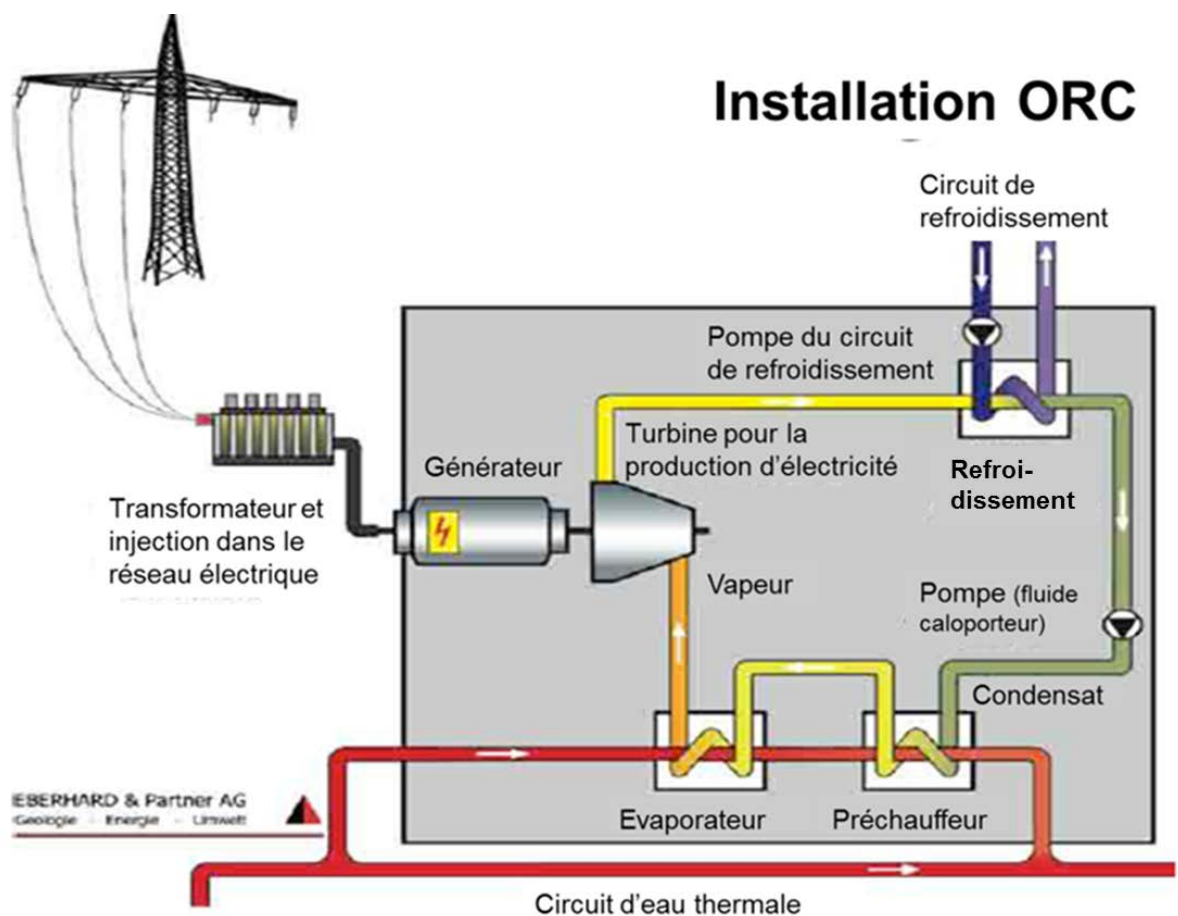


Illustration 2. Schéma de fonctionnement d'une installation ORC (cycle organique de Rankine) utilisant une eau captée dont la température est comprise entre 100 et 160°C (source: ewb 2010).

Il est également possible d'utiliser une installation fonctionnant sur le principe d'un cycle de Kalina, dans lequel le fluide de travail est un mélange d'eau et d'ammoniaque. Ce dernier présente l'avantage de permettre l'exploitation d'une plus large fourchette de températures dans une installation. Les installations de type Kalina, plus adaptables, ont tendance à atteindre des taux d'efficacité plus élevés que les installations ORC. Une installation Kalina fournit du courant depuis 2009 à Unterhaching, et une autre installation sera mise en service en 2016 à Taufkirchen.

Auparavant, la technique généralement utilisée pour des températures d'eau supérieures à 180°C reposait sur le principe de vapeur de détente (système «flash»). Cette méthode consiste à détendre l'eau très chaude à la surface, en diminuant brusquement la pression pour provoquer sa vaporisation. La vapeur est ensuite directement utilisée pour entraîner une turbine. Avec ses récents progrès, la technologie ORC paraît aujourd'hui plus avantageuse jusqu'à des températures de 200°C (illustration 3). Au-delà, la combinaison des cycles «flash» et ORC semble la solution la plus prometteuse.¹⁰

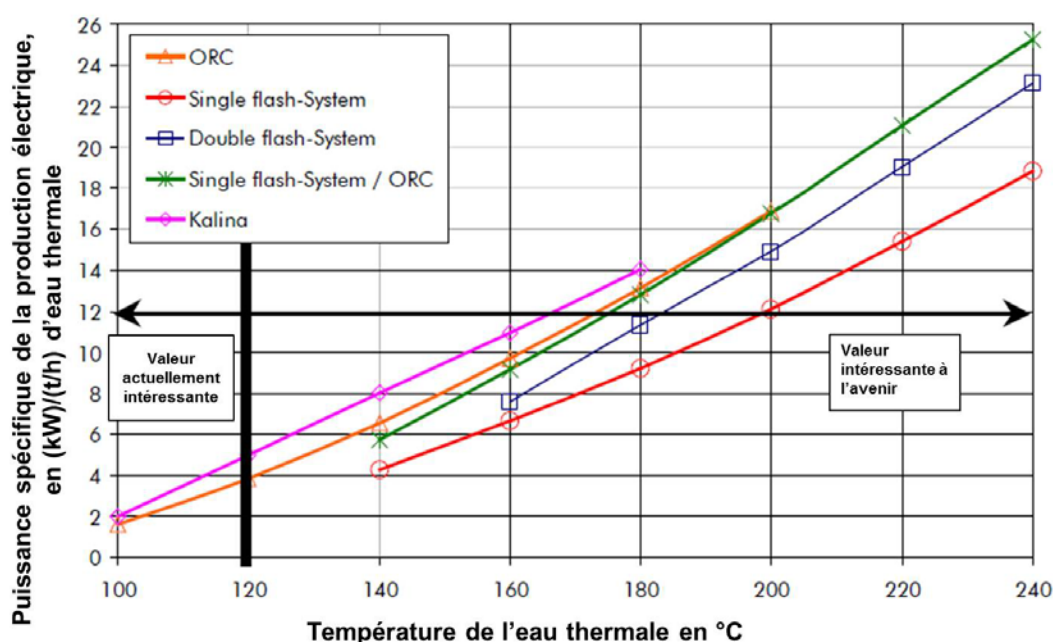


Illustration 3. Comparatif des performances de production d'électricité en fonction de la température de l'eau captée et de la puissance électrique qu'il est possible de générer. A des températures supérieures à 200°C, une installation hybride (flash/ORC) offre le meilleur rendement (source: GTN 2003).

Techniques de forage

La profondeur ciblée pour une exploitation efficace de la géothermie profonde se situe à environ 4 à 5 km, ce qui correspond à des températures de 120°C à plus de 160°C. La production d'électricité à partir de l'eau captée à une telle profondeur pourrait atteindre un taux d'efficacité électrique «raisonnable», supérieur à 15%.

Les techniques de forage actuelles permettent d'aller jusqu'à 7 ou 10 km de profondeur. Etant donné que les coûts de forage augmentent non pas de façon linéaire, mais exponentielle en fonction de la profondeur¹¹, il existe également une limite économique qui s'établit aujourd'hui à 5 km environ. Les nouvelles avancées, également prometteuses pour l'exploration géothermique, proviennent essentiellement de l'industrie du pétrole et du gaz, avec par exemple l'automatisation du procédé de forage ou la technique de forage horizontal, qui a notamment été perfectionnée ces dernières années pour l'exploitation des gisements de gaz de schiste. Cependant, l'expérience de l'industrie pétrolière et gazière se limite surtout au forage dans les couches sédimentaires, et ne contribue que de manière limitée au développement de systèmes pétrother-

¹⁰ GTN Ingenieure und Geologen, Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothermaler Geothermie in Mecklenburg-Vorpommern, Land de Mecklenburg-Poméranie occidentale, 2003

¹¹ Energy from the Earth – Deep geothermal as a resource for the future?; TA-Swiss, vdf 2015, Zurich

maux visant les roches cristallines. Des techniques de forage considérées aujourd'hui comme originales, telles que la perforation «par fusion de la roche» développée notamment par l'ETH Zurich, laissent envisager à long terme une diminution considérable des coûts de forage.

Méthodes d'exploration géophysique

Lors du choix du site, il est indispensable de réaliser des études géophysiques afin de réduire les risques d'échec, en particulier pour les projets hydrothermaux. Les couches sédimentaires peuvent être modélisées à l'aide de méthodes sismiques consistant à envoyer des ondes sonores dans le sous-sol et à analyser les échos dans chacune des couches traversées. Cela permet d'obtenir un profil des couches sédimentaires le long d'une ligne (sismique 2D). De nouvelles technologies 3D permettent d'améliorer considérablement la modélisation, notamment lorsqu'elles peuvent être calibrées avec les vraies données de forage. Si ces méthodes n'ont pas permis de trouver de l'eau, il a cependant été possible de mettre en évidence la présence de zones de failles pouvant présenter une perméabilité élevée.

Dans la perspective du développement des systèmes pétrothermaux, il est particulièrement important d'enregistrer en continu les petites vibrations qui se produisent lors de la phase de stimulation. Les mesures réalisées à Bâle ont permis de fournir des informations précieuses sur les relations entre la pression injectée, la vitesse d'écoulement, les vibrations sismiques et les fissures consécutives. Ces données sont utilisées encore aujourd'hui par des universités du monde entier, dont l'ETH Zurich, afin de mieux comprendre le processus de stimulation et de mettre au point de nouveaux concepts de gestion des risques.

4. Potentiel

En Suisse, le potentiel de production d'électricité à partir de la géothermie est difficilement chiffrable dans la mesure où la faisabilité technique n'a pas encore été démontrée. L'ETH estime le potentiel théorique de production d'électricité à près de 240 TWh_e (récupération de 4% de l'énergie stockée dans les roches pour ensuite la refroidir de 20°C, avec un degré d'efficacité électrique de 10%), ce qui représente 4 fois la consommation électrique actuelle de la Suisse.¹²

Le potentiel techniquement exploitable est en revanche nettement plus réduit. Dès lors que la faisabilité est avérée, la production à partir de la géothermie pourrait atteindre environ 24 TWh.¹³ Le potentiel économique est de nouveau différent: dans une méta-étude de 2009, Trialogue Energie Suisse évalue le potentiel maximum à 0,5 TWh d'ici 2035 et à 3,5 TWh d'ici 2050, pour autant que l'accent soit mis sur la production d'électricité et non de chaleur.¹⁴ Dans le cadre de ses perspectives énergétiques les plus récentes, l'OFEN estime que la production d'électricité se portera en 2050 à 4 TWh.¹⁵ Le manque de maturité technique, les risques d'échec élevés, la rentabilité incertaine et enfin le manque d'acceptation constituent à l'heure actuelle les principaux freins au développement de la géothermie en Suisse.

¹² Energy from the Earth – Deep geothermal as a resource for the future?; TA-Swiss, vdf 2015, Zurich

¹³ Atlas des ressources géothermiques du Nord-est et de l'Ouest de la Suisse; Th. Kohl et. al. Geophysik n° 39 et 40, 2006, 2007

¹⁴ Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Trialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen, Grundlagenpapier für die Energie-Strategie 2050, Trialogue Energie Suisse (ETS), Zurich, 2009

¹⁵ Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035, printemps 2011, Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, 2011

Potentiel (TWh)	2015	2035	2050
Théorique	240		
Technique	24		
Attendu/réalisable	0	0-0,4	3,5-4

Tableau 1. Potentiel de la production d'électricité jusqu'en 2050.

5. Estimation de la puissance disponible et de la qualité de l'énergie

La géothermie est l'une des rares sources d'énergie renouvelables capable de fournir tout au long de l'année une énergie en ruban. La chaleur résiduelle peut être utilisée pour des réseaux de chaleur à distance.

Puissance disponible (% de la puissance installée)	2015	2035	2050
Charge de base	-	100%	100%

Tableau 2. Disponibilité de la puissance géothermique en hiver, jusqu'en 2050.

6. Prix de revient

Le prix de revient est très difficile à estimer à l'heure actuelle puisqu'aucun projet n'a été réalisé à ce jour en Suisse. On peut cependant supposer que le coût de revient potentiel se situerait aux alentours du tarif prévu par la RPC, soit 40 centimes par kWh. La rentabilité peut être améliorée par la vente de la chaleur produite, si les coûts de transport de la chaleur sont également amortis. Le prix de la chaleur provenant d'une source d'énergie renouvelable doit aujourd'hui être déterminé par rapport au prix de la chaleur «fossile».

En Suisse, les coûts de forage pour un seul puits s'élèvent à environ 20 millions de francs. Le forage d'exploration de Triemli par exemple a coûté un montant de cet ordre de grandeur. Les coûts pour une exploitation efficace de la géothermie s'avèrent nettement supérieurs car deux puits sont nécessaires. Pour son projet hydrothermal d'une puissance électrique prévue de 4,5 MW, la ville de Saint-Gall prévoyait des coûts de 50 millions pour les deux forages et 25 millions pour l'installation. 85 millions supplémentaires étaient prévus pour le réseau de chaleur à distance. Cela correspond à un investissement de 16 700 francs par kW_{el} hors réseau de chaleur à distance, c'est-à-dire uniquement pour les forages et la centrale géothermique.

Les perspectives énergétiques actuelles de l'OFEN chiffrent les coûts d'investissement à 7000 francs par kW_{el} pour 2010, avec une diminution à 4500 francs par kW_{el} d'ici 2050.¹⁶ Le secteur de l'énergie considère néanmoins ces estimations irréalistes, ce que confirment les chiffres du projet de Saint-Gall, cités plus haut. D'autres sources de l'OFEN tablent aujourd'hui sur un investissement de près de 22 500 francs par kW_{el}, ce qui correspond à un prix de revient d'environ 40 centimes par kWh (illustration 4).¹⁷ Avec l'expérience et les progrès technologiques correspondants, le prix de revient pourrait chuter à long terme à 15 centimes par kWh.

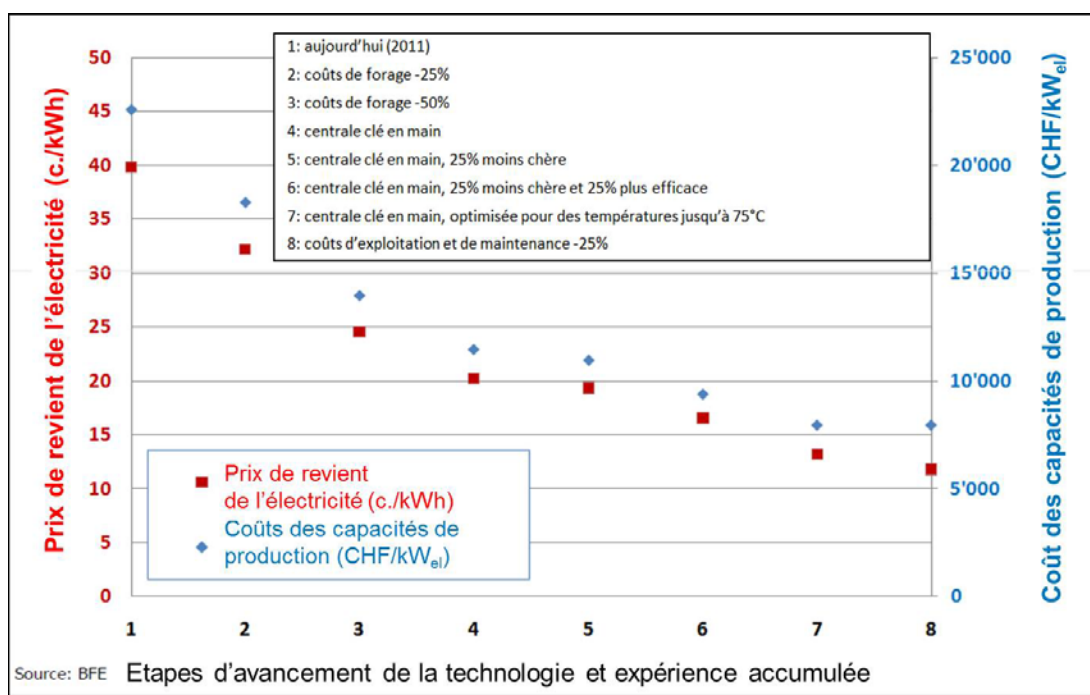


Illustration 4. Evolution prévue des coûts d'investissement et de revient des centrales géothermiques en fonction du niveau de développement technologique (source: OFEN 2011b).

Les données recueillies dans les différents projets et les prévisions établies en Allemagne sont relativement proches des futurs coûts suisses. Le montant actuel de l'investissement pour un projet hydrothermal en Allemagne est évalué à environ 12 400 euros par kW, avec une diminution linéaire des coûts à 7300 euros environ par kW en 2050. Les coûts d'exploitation fixes sont estimés à 3,5% des coûts d'investissement. Pour 6000 heures de pleine charge, on aboutit ainsi à un coût de revient de 0,28 euro par kWh. D'ici 2050, on peut tabler sur 6600 heures de pleine charge et un coût de revient d'environ 0,10 euro par kWh.¹⁸

¹⁶ Energiestrategie 2050 - Herausforderungen für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, présentation de Walter Steinmann, Office fédéral de l'énergie (OFEN), 6 juillet 2011

¹⁷ Geothermal Energy in Switzerland: Focus on power generation, présentation de Gunter Siddiqi et Rudolf Minder, Office fédéral de l'énergie (OFEN), août 2011

¹⁸ DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Ministère fédéral allemand de l'environnement (BMU), décembre 2010

Le prix de revient de la production d'électricité en Suisse a été calculé avec un taux d'intérêt de 5% et 10%, et une durée de vie de 20 ans. Les résultats figurent dans le tableau 3 ci-dessous. On estime également qu'une partie de la chaleur produite par les futures installations pourra être vendue, et que les nouvelles installations seront si possible exploitées toute l'année.¹⁹

Coûts	2015	2035	2050
Investissement (CHF/kW _{el})	env. 22 000	11 500	10 000
Exploitation et maintenance	3,5% des coûts d'investissement par an		
Heures d'exploitation de pleine charge (h/a)	6500	7500	8000
Prix de revient (ct/kWh)	25-36	16-23	11-16

Tableau 3. Evolution des coûts prévue par l'AES jusqu'en 2050.

7. Environnement/climat

Les centrales électriques géothermiques sont considérées comme rejetant peu de CO₂. Sur l'ensemble de leur durée de vie, elles émettent en moyenne dans le monde quelque 120 grammes d'équivalent CO₂ par kWh.²⁰ La géothermie est donc une technologie «propre et sûre».

Les installations géothermiques se prêtent à une exploitation décentralisée (environ 5 MW_{el}). Elles peuvent donc être placées à l'intérieur ou à proximité de zones urbaines, ce qui joue un rôle majeur pour une utilisation efficace de la chaleur. Sur les sites où les conditions géologiques sont réunies, il devrait également être possible à l'avenir d'augmenter la capacité des centrales: plusieurs forages percés dans différentes directions pourraient être exploités sur un même site.

En raison des séismes de faible intensité qui se sont produits à Bâle et à Saint-Gall, mais aussi à Landau en Allemagne, tous provoqués par les forages profonds et par les travaux qu'ils impliquent, la géothermie fait l'objet d'un débat public. Il importera à l'avenir d'évaluer correctement le risque sismique et de comparer les conséquences des microséismes aux avantages de la géothermie. Désormais, dans le cas où des substances chimiques seraient utilisées pour la stimulation lors des forages pétrothermaux, il faut clairement se démarquer des tentatives de fracturation hydraulique pour obtenir du gaz de schiste.

¹⁹ IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Technical Summary, Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'Evolution du Climat (GIEC), Genève, 2011

²⁰ Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power, Agence Internationale de l'Energie (AIE), Paris 2011

8. Conditions-cadre

Les conditions-cadre ont été largement exposées dans le chapitre 2. Les obstacles à une exploration géothermique systématique par des sociétés privées ou des fournisseurs d'énergie sont dans l'ensemble encore trop importants. Il s'agit notamment des coûts de forage très élevés, des risques financiers substantiels (risque d'échec, couverture des risques insuffisante, assurances), ainsi que des procédures de concession et d'autorisation mal définies. Il n'existe en effet pas de législation nationale claire en ce qui concerne le droit de propriété et l'aménagement du sous-sol. Le Conseil national a ainsi rejeté en 2010 une motion proposant d'intégrer le sous-sol exploitable au champ d'action de l'aménagement du territoire.²¹

Il existe également d'autres obstacles, parmi lesquels les forts risques inhérents au projet, comme la sismicité induite ou encore, suite au projet de Bâle, le manque d'acceptation sociale et politique vis-à-vis de la stimulation des roches cristallines. En revanche, les projets hydrothermaux actuellement menés en Suisse sont bien acceptés. La demande de prêt pour les forages d'exploration à Zurich et le projet hydrothermal de Saint-Gall ont été approuvés par la population avec pour chacun plus de 80% de votes favorables. Malgré les événements survenus récemment à Saint-Gall, les réactions mesurées laissent penser que les habitants soutiennent toujours la géothermie. L'acceptation de futurs projets pétrothermaux, qui présentent un risque accru de sismicité induite, demeure toutefois incertaine. Dans ce contexte, une évaluation correcte des risques et une communication adéquate seront indispensables.

²¹ Motion Gutzwiller «Chaos en sous-sol. Nécessité de compléter la loi sur l'aménagement du territoire»: disponible sur le site www.parlament.ch

9. Evaluation et analyse SWOT

Critère d'évaluation	2015	2035	2050
Investissement et prix de revient	Très élevés, risque de pertes	Coûts supérieurs au prix du marché attendu et fortement dépendants des progrès technologiques	Coûts supérieurs au prix du marché attendu et fortement dépendants des progrès technologiques
Compatibilité avec l'environnement	Bonne / moyenne. La sismicité induite à Bâle et Saint-Gall a suscité le débat	Bonne	Bonne
Disponibilité de l'énergie	Charge de base	Charge de base	Charge de base
Potentiel de production	0	0-0,4 TWh	3,5-4 TWh
Acceptation sociale	Moyennement bonne (hydrothermal). La sismicité induite doit rester dans les limites du contrôlable	Moyennement bonne (hydrothermal). La sismicité induite doit rester dans les limites du contrôlable	Bonne, les systèmes pétrothermaux ont réussi à percer, grâce à des résultats positifs et à une bonne acceptation
Acceptation politique	Bonne (hydrothermal), plus difficile en ce qui concerne l'autorisation de projets de stimulation, procédures de concession parfois mal définies, communiquer sur la différence avec la fracturation	Bonne	Bonne

Tableau 4. Evaluation de la production d'électricité par géothermie suivant différents critères en 2015, en 2035 et en 2050. Vert: bon niveau, orange: niveau satisfaisant, rouge: niveau médiocre.

Externes	<p>Opportunités</p> <ul style="list-style-type: none"> - Réduction considérable des coûts de forage grâce aux progrès techniques - Meilleures méthodes géophysiques pour le choix des sites (projets hydrothermaux) - Améliorations techniques du procédé de production de l'électricité (installations ORC, Kalina...) - Meilleure compréhension de la sismicité induite et de la modélisation - Nouvelles approches des risques - Source d'énergie théoriquement inépuisable 	<p>Risques</p> <ul style="list-style-type: none"> - Faisabilité technique et économique encore non démontrée en Suisse - Risque d'échec (hydrothermal) - Sismicité induite - Conditions-cadre mal définies (législation, procédures de concession et d'autorisation) - En l'absence d'une percée de la technologie en Suisse dans un avenir proche, les efforts pourraient ne pas aboutir
Internes	<p>Points forts</p> <ul style="list-style-type: none"> - Energie en ruban renouvelable - Production d'électricité et de chaleur décentralisée - Centrales pouvant en principe augmenter leurs capacités - Contribution à la production de chaleur - Approvisionnement en électricité et en chaleur séparables à long terme 	<p>Points faibles</p> <ul style="list-style-type: none"> - Coûts de forage actuellement très importants et risques élevés - Géologie suisse encore inconnue - Manque d'expérience avec cette technologie en Suisse

Tableau 5. Analyse SWOT.

10. Sources

AIE 2014	Annual report 2013 Annex X: Data Collection and Information, Agence Internationale de l'Energie (AIE), Paris, 2014
AIE 2011	Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power, Agence Internationale de l'Energie (AIE), Paris, 2011
BMU 2010	DLR, Fraunhofer IWES, IfnE, Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Ministère fédéral allemand de l'environnement (BMU), décembre 2010
CSGP2006	S. Signorelli, T. Kohl, Geothermischer Ressourcenatlas der Nordostschweiz, Geophysik n° 39, Commission suisse de géophysique, 2006
CSGP2007	C. Baujard, S. Signorelli, T. Kohl, Atlas des Ressources Géothermiques de la Suisse Occidentale, Géophysique n° 40, Commission suisse de géophysique, 2007
ETS 2009	Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Dialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen, Grundlagenpapier für die Energie-Strategie 2050, Dialog Energie Suisse (ETS), Zurich, 2009
ewb 2010	ARGE Geothermie Espace Bern, Grundlagenstudie Tiefengeothermie Espace Bern, Energie Wasser Bern (ewb), juin 2010
GIEC 2011	IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Technical Summary, Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'Evolution du Climat (GIEC), Genève, 2011
GTN 2003	GTN Ingenieure und Geologen, Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie in Mecklenburg-Vorpommern, Land de Mecklembourg-Poméranie occidentale, 2003
OFEN 2009	Betriebs- und Trägerschaftskonzept für eine Explorationsgesellschaft der tiefen Geothermie, Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, août 2009
OFEN 2011	Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (résumé disponible en français); printemps 2011, Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, 2011
OFEN 2011a	Energiestrategie 2050 – Herausforderungen für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, présentation de Walter Steinmann, Office fédéral de l'énergie (OFEN), 6 juillet 2011
OFEN 2011b	Geothermal Energy in Switzerland: Focus on power generation, présentation de Gunter Siddiqi et Rudolf Minder, Office fédéral de l'énergie (OFEN), août 2011

- SSG 2014 Les projets géothermie profonde en Suisse, GEOTHERMIE.CH, Société Suisse pour la Géothermie (SSG), Frauenfeld, 2014, (www.geothermie.ch)
- SSG 2010 Die geothermische Doubletten-Anlage von Riehen, GEOTHERMIE.CH, Société Suisse pour la Géothermie (SSG), Frauenfeld, 2010
- TA-Swiss2015 Energy from Earth – Deep geothermal as a resource for the future?, TA-Swiss, vdf Zurich, 2015