

# Stratégie Nationale de Recherche dans le domaine de l'Energie

## Filière

# Les géothermies de surface et profonde

Février 2013

Révision octobre 2015

Révision février 2021



Dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale de Recherche en Energie, le ministère de la transition écologique et solidaire, le ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche, l'ADEME et ANCRE, ont, avec l'appui du cabinet SD Développement, réalisé un état des lieux factuel du paysage de la recherche en énergie en France sur une série de thèmes, auxquels la présente fiche appartient.

## LES FICHES REALISEES

### Les filières de production d'énergie

- Les géothermies de surface et profonde
- Energies solaires
- Energies marines
- Energies fossiles
- Eolien
- Captage, stockage, valorisation du CO<sub>2</sub>
- Hydraulique
- Nucléaire
- Hydrogène et piles à combustible
- Mobilisation et transformation de la biomasse

### Les filières de gestion et d'usages de l'énergie

- Réseaux électriques intelligents
- Stockage d'énergie
- Energies et sociétés
- Efficacité énergétique des procédés industriels
- Efficacité énergétique des transports terrestres
- Efficacité énergétique des bâtiments



## Sommaire

1. La géothermie, une énergie naturelle, renouvelable et décarbonée	3
2. L'état des lieux de la filière	7
3. Les objectifs français dans les programmations énergétiques	27
4. La filière à l'international	33
5. La filière géothermie en France : acteurs et organisation	36
6. La recherche développement	42
7. Les enjeux scientifiques et technologiques	44
8. Les « game changers »	49
9. Les enjeux non technologiques	50
10. Les enjeux réglementaires	51
11. Sources documentaires	52

# 1. La géothermie, une énergie naturelle, renouvelable et décarbonée

**La géothermie**, du grec géo et thermos ou chaleur de la Terre, désigne à la fois la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre, et les technologies qui visent à l'exploiter. Il s'agit d'une énergie naturelle dont le renouvellement peut être considéré comme inépuisable à l'échelle du temps humain, ce qui la qualifie ainsi **d'énergie renouvelable**.

Même si la Terre est constituée d'un noyau central dont la température est comprise entre 3 800°C et 5 500°C selon la profondeur, ce n'est pas de cette chaleur dont il est directement question pour la géothermie. Il s'agit en fait de la chaleur présente dans la croûte terrestre, et dont l'essentiel, selon la théorie, proviendrait de la désintégration des éléments radioactifs contenus dans les roches constituant la croûte comme par exemple le thorium, le potassium ou l'uranium.

Cette chaleur est présente partout, en tous points du globe, et elle génère un flux thermique diffus moyen de l'ordre de 60 mW/m<sup>2</sup>. A titre de comparaison le flux de chaleur solaire est de l'ordre de 350 W/m<sup>2</sup>, soit 6 000 fois plus. Cependant, elle est indépendante des phénomènes superficiels de type climatique, ce qui la distingue des autres énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne ou solaire, et elle est disponible 24h sur 24 tout au long de l'année.

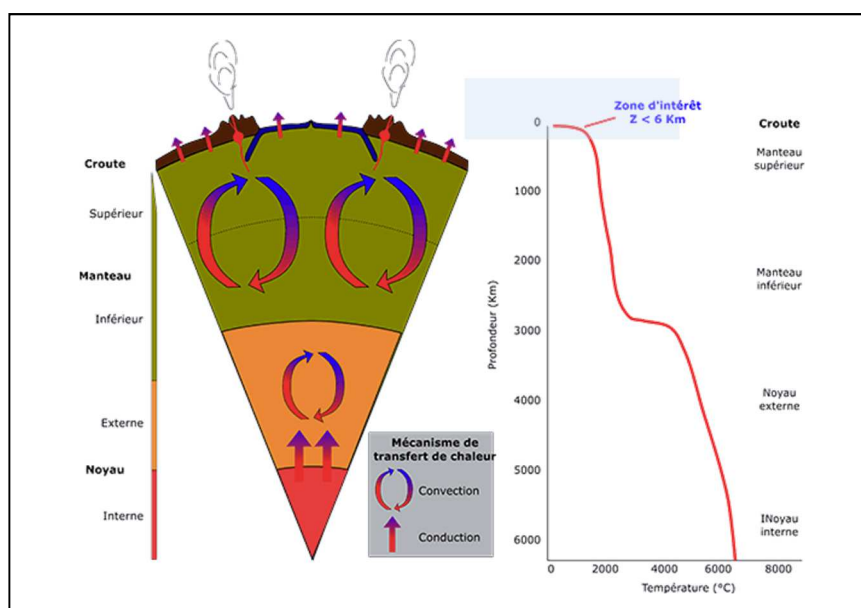


Figure 1 : Représentation de la zone d'intérêt en profondeur pour la géothermie.

La présence de cette chaleur se traduit par l'élévation de la température avec la profondeur ou **gradient géothermique**. La valeur du gradient n'est pas uniforme et dépend du contexte géologique. On distingue ainsi généralement, les zones de volcanisme actif ou récent, à la frontière des plaques tectoniques, et les zones plus géologiquement stables à l'intérieur des plaques. Les premières, comme la « **ceinture du feu** » autour du Pacifique ou le **grand Rift Africain** en Afrique de l'Est, de l'Erythrée au nord jusqu'au Mozambique au sud, par exemple, se caractérisent par des remontées de magma proches de la surface, et un gradient géothermique élevé qui peut atteindre plusieurs dizaines de °C par 100 m. Le flux de chaleur terrestre y est de l'ordre du W/m<sup>2</sup>. Ces zones sont propices à la production d'**électricité géothermique**.

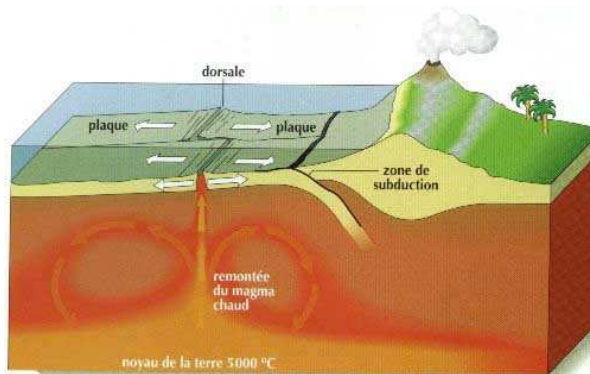


Figure 2 - Aux frontières des plaques tectoniques, les remontées de magma vers la surface - à quelques km de profondeur - constituent une source de chaleur très importante.

Les secondes, beaucoup plus étendues, présentent un gradient géothermique moyen de l'ordre de 3°C à 4°C par 100 m. La valeur du flux de chaleur est celle du flux moyen de chaleur terrestre. Les niveaux de température rencontrés dans ces zones limitent généralement l'exploitation de la chaleur à des **usages thermiques**, sauf à atteindre des profondeurs importantes (3 à 5 km) permettant une production d'énergie électrique.

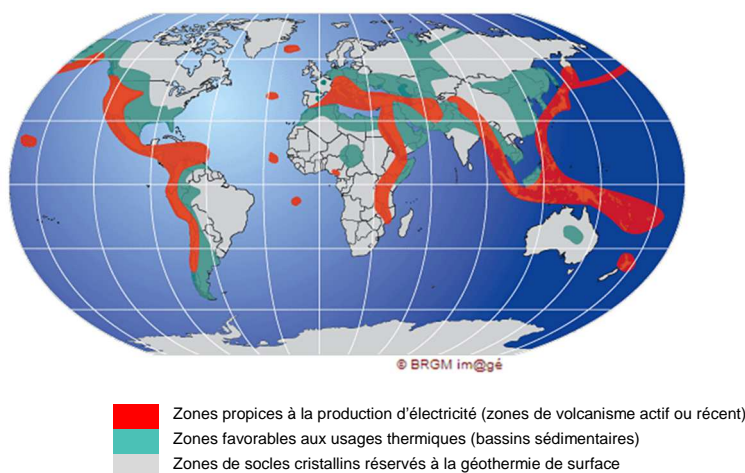


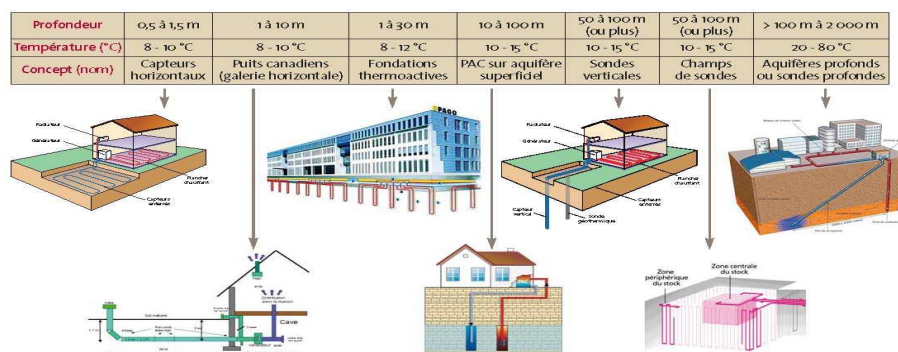
Figure 3 - Représentation des zones géographiques potentiellement les plus favorables pour le développement de la géothermie profonde (en rouge et vert).

D'une manière générale, on considère deux grands types de géothermie : la **géothermie de surface** et la **géothermie profonde**.

La **géothermie de surface** concerne des horizons géologiques superficiels (profondeur < 200 m). A ces profondeurs, la température varie peu et reste de l'ordre d'une dizaine de °C. Cette température n'est pas suffisante pour une exploitation directe de la chaleur présente. On recourt donc à des **pompes à chaleur** qui permettent de relever le niveau de température de la chaleur prélevée pour ensuite valoriser cette chaleur. Plusieurs techniques sont possibles qui se différencient par les éléments de captage : l'exploitation de la chaleur présente dans des aquifères superficiels par **doublet de forages** (pompage et réinjection) ou - en l'absence d'aquifères - l'exploitation de la chaleur des terrains grâce à des **capteurs enterrés (sondes géothermiques verticales ou capteurs horizontaux)** en polyéthylène dans lesquels circule en circuit fermé un fluide caloporteur (généralement de l'eau glycolée). Ce type de géothermie vise principalement le **chauffage** et le **refroidissement** de bâtiments : maisons individuelles, immeubles de logements collectifs, bâtiments tertiaires ou agricoles de tous types.

D'autres techniques existent comme les **puits canadiens** ou **provençaux**, appelés aussi **puits climatiques** (ces techniques valorisent la stabilité en température du sous-sol à faible

profondeur pour préchauffer ou rafraîchir des bâtiments) ou les **fondations géothermiques** (ces ouvrages de soutien sont alors utilisés, en plus, comme structure de captage de l'énergie du sous-sol pour chauffer et rafraîchir les bâtiments qu'ils supportent).



**Figure 4** - Principales techniques de géothermie de surface : des capteurs enterrés horizontaux jusqu'aux champs de sondes verticales (la limite de profondeur pour la géothermie de surface a été portée il y a quelques années de 100 à 200 m). Ces techniques (hormis les puits canadiens) nécessitent le recours à une pompe à chaleur.

**La géothermie profonde** concerne l'exploitation **directe** de l'énergie du sous-sol, au moyen de forages, soit pour produire de l'électricité, soit de la chaleur ou du froid. C'est l'eau présente dans des aquifères profonds que l'on exploite et qui sert de vecteur pour transférer la chaleur des profondeurs vers la surface. La géothermie profonde concerne des horizons géologiques situés à plusieurs centaines, voire des milliers, de mètres de profondeur.

Les ressources géothermiques pour la **production d'électricité** se rencontrent principalement dans des réservoirs naturellement et fortement fracturés, offrant des débits d'exploitation importants, et présents, comme déjà indiqué, dans des zones de volcanisme actif ou récent, aux frontières des plaques tectoniques, entre **500 et 1 500 m de profondeur**. En France, ces ressources sont potentiellement présentes dans les **DROM insulaires** (Guadeloupe, Martinique, Réunion, Mayotte).

L'eau qui circule librement dans le réservoir est soit de l'eau primitive présente au moment de la création de la formation géologique, soit de l'eau d'origine météorique qui provient d'infiltrations depuis la surface. Elle est réchauffée en profondeur au contact des roches dont la température peut atteindre jusqu'à 350°C. On distingue les gisements de **haute énergie** (température du fluide extrait supérieure à 150°C) et ceux de **moyenne énergie** (température du fluide extrait comprise entre 90 et 150°C). Leur exploitation fait appel à des technologies de conversion thermoélectrique différentes. Dans le cas de la haute énergie, l'eau prélevée par les forages se présente à la surface sous la forme d'un mélange d'eau et de vapeur d'eau, les deux phases sont ensuite séparées dans un « séparateur », puis la vapeur est détendue dans une turbine pour produire de l'électricité (la puissance électrique unitaire des installations varie de 10 à 50 MW). Dans le cas des gisements de moyenne énergie, on utilise des turbines dites à **fluide binaire** ou à **fluide organique** (ou **ORC** en anglais, pour Organic Rankine Cycle). Le fluide géothermique extrait est dirigé vers un échangeur thermique où il cède sa chaleur à un fluide organique volatil qui se vaporise et dont les vapeurs sont ensuite détendues pour produire de l'électricité. En sortie de turbine, le fluide est condensé, il revient à l'état liquide puis il est acheminé vers l'échangeur thermique par une pompe pour effectuer un nouveau cycle. Le fluide volatil évolue en circuit fermé. La puissance électrique unitaire des installations varie de quelques centaines de kW à quelques MW.

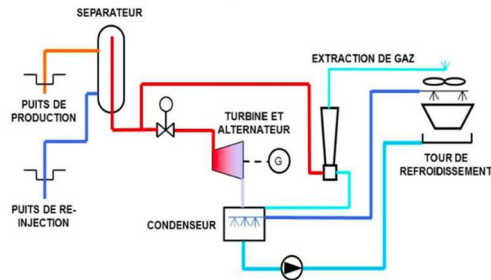


Figure 5a – Centrale géothermique à vapeur d'eau

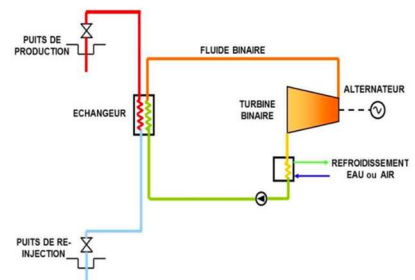


Figure 5b – Centrale géothermique à fluide binaire

Les ressources géothermiques profondes valorisées pour la production de chaleur - on parle alors de **géothermie**, ou **de gisements, de basse énergie** - se rencontrent généralement dans des **formations sédimentaires**, très étendues, de haute porosité et perméabilité, situées entre **500 et 2 500 m de profondeur**. La température des eaux de ces gisements y est typiquement comprise entre 30 et 90°C. C'est ce type de ressources que l'on rencontre en France dans le **Bassin parisien** ou le **Bassin aquitain**. Leur chaleur est couramment valorisée pour le chauffage urbain, le chauffage de serres, de piscines et d'établissements thermaux, l'aquaculture ou le séchage.

C'est en région parisienne que l'on rencontre la plus grande densité au monde de réseaux de chaleur géothermique avec actuellement plus d'une cinquantaine d'opérations en fonctionnement alimentant plus de 200 000 équivalent logements. L'installation type est constituée d'un **doublet de forages**, avec un forage producteur qui puise le fluide géothermique dans l'aquifère en profondeur (le Dogger, dans le cas de la région parisienne, situé en 1 700 et 1 900 m de profondeur) et un forage de réinjection pour le rejet du fluide géothermique dans l'aquifère d'origine après exploitation en surface de son contenu énergétique. Le doublet est connecté à un échangeur thermique qui prélève la chaleur du fluide géothermique et la transfère au réseau de chaleur pour distribution. Une installation type dessert en moyenne de 4 000 à 5 000 équivalent-logements.

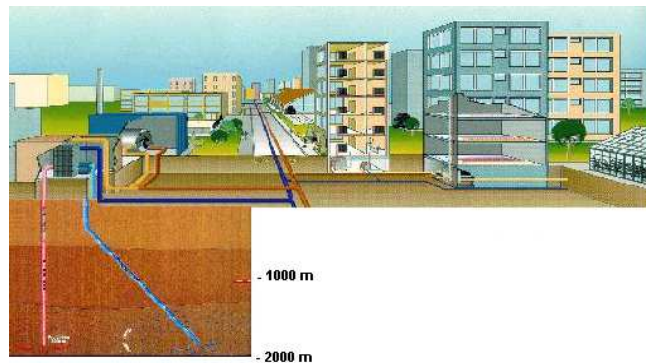


Figure 6 – Schéma type d'une installation de géothermie profonde en région parisienne alimentant un réseau de chaleur

On notera également l'existence de ressources géothermiques profondes qui s'adressent à des réservoirs à faible perméabilité (bassins d'effondrement, zones périphériques des champs géothermiques de haute énergie...), fracturés naturellement, et qu'il est nécessaire de stimuler par voie hydraulique ou chimique pour en augmenter la perméabilité. On parle alors de géothermie **EGS** (pour Enhanced Geothermal System ou géothermie assistée). Les centrales produisent de l'électricité via une turbine à fluide binaire ou de la chaleur ou les deux (fonctionnement en cogénération) ; c'est le cas en France du Bassin Rhénan où les températures atteintes pour ce type de ressources sont de l'ordre de 150 à 200°C, pour des profondeurs comprises entre 2 500 et 5 000 m.



### **Les atouts de la filière**

La géothermie est une énergie naturelle, renouvelable, décarbonée et disponible en tous points du globe. De plus, c'est une énergie sans intermittence qui peut être produite en continu tout au long de l'année et ce quelles que soient les conditions extérieures.

Il existe deux grands types de géothermie : la géothermie de surface et la géothermie profonde. Elles mettent en avant de nombreuses technologies éprouvées, qui autorisent de nombreuses valorisations : du chauffage de bâtiments, de façon centralisée par le biais de réseaux de chaleur, ou de façon plus individuelle par l'emploi de pompes à chaleur couplées à des forages sur aquifère ou à des capteurs enterrés (horizontaux ou verticaux), à la production d'énergie d'électricité, voire de vapeur industrielle. La géothermie permet également d'envisager la production de froid, soit par absorption lorsque la ressource géothermique est à une température suffisante (> 90°C), soit lorsqu'une pompe à chaleur est utilisée et qu'elle est réversible, soit directement en utilisant en été les propriétés thermiques du sous-sol (géocooling). De ce fait, il est possible aussi de valoriser le sous-sol comme stockage de chaleur inter-saisonnier pour optimiser la couverture des besoins énergétiques d'un bâtiment tout au long de l'année.

Par ailleurs, les installations de géothermie comportant une grande part d'ouvrages enterrés (forages, réseaux, capteurs), elles s'intègrent parfaitement au paysage ou dans l'environnement urbain, du fait d'une faible empreinte au sol. C'est surtout le cas des installations de production de chaleur. Cependant, les installations de production d'électricité, si elles sont plus visibles, sont parmi les énergies renouvelables celles qui occupent le moins de m<sup>2</sup> rapporté à l'énergie produite.

Enfin, la géothermie est une énergie locale, qui peut créer des emplois non délocalisables dans les territoires où elle est implémentée.

## **2. L'état des lieux de la filière**

Après une période de développement très dynamique au début des années 80, la géothermie en France a connu une longue période de retrait, jusqu'au milieu des années 2000. Depuis, c'est une filière qui dans son ensemble, grâce à ses atouts, à son histoire, et aux compétences développées par ses professionnels, bénéficie d'une politique de soutien favorable de l'Etat avec des perspectives de croissance prometteuses.

### **2.1. LA GEOTHERMIE DE SURFACE EN METROPOLE**

#### **2.1.1. Historique**

Comme indiqué, l'exploitation de la chaleur du sous-sol dans les **deux cents premiers mètres** – profondeurs qui caractérisent la géothermie de surface - nécessite le recours à des pompes à chaleur pour relever le niveau de température de la chaleur prélevée. On parle ainsi de **pompe à chaleur géothermique** lorsque l'énergie est prélevée directement dans le sous-sol au moyen de capteurs enterrés (horizontaux ou verticaux) ou dans l'eau d'un aquifère superficiel captée par un forage. Pompes à chaleur et géothermie de surface sont donc étroitement liées.

**En France**, le développement des pompes à chaleur (**PAC**), et donc de la géothermie de surface, est associé aux chocs pétroliers des années 70 avec le lancement, au début des années 80 du programme **PERCHE** (Pompe à chaleur En Relève de CHaudière Existante) sous l'égide d'**EDF**. Visant le chauffage d'habitations, les solutions techniques proposées consistaient à adjoindre à une chaudière existante (généralement au fuel) une pompe à

chaleur assurant une montée en température jusqu'à un certain niveau de l'eau du circuit de chauffage, la relève étant prise par la chaudière pour atteindre une température suffisante de distribution (généralement 90°C).

Parmi les solutions de pompes à chaleur proposées, celle sur aquifère superficiel. C'est à cette époque qu'est créée, à l'initiative de l'ADEME et d'EDF, la procédure **AQUAPAC** (toujours en vigueur aujourd'hui) pour couvrir le risque de ne pas trouver la ressource en eau souterraine prévue au droit du site du projet.

Il est mis fin au programme PERCHE après le contre-choc pétrolier de 1985 ; les solutions techniques proposées n'étant plus économiques par rapport à des solutions plus traditionnelles avec chaudière fuel ou gaz, compte tenu d'un coût d'énergie fossile redevenu beaucoup plus attractif.

La situation est différente en Europe où les PAC continuent à intéresser plusieurs pays. En termes de technologies, on commence à voir apparaître vers la fin des années 1980, en Suisse, en Allemagne et en Suède, des solutions de PAC couplées à des capteurs enterrés ; les premiers sont horizontaux, puis se développe le concept de **sonde géothermique verticale** (c'est-à-dire un forage de plusieurs dizaines de mètres de profondeur et d'une dizaine de centimètres de diamètre dans lequel est inséré un double tube en U en polyéthylène scellé par du ciment et dans lequel circule un fluide caloporteur). La dénomination de **PAC géothermique** (Ground Source Heat Pump, en anglais) prend naissance à ce moment-là, intégrant à la fois les PAC sur capteurs enterrés horizontaux ou verticaux et les PAC sur aquifère superficiel. Durant cette période, les PAC connaissent des progrès techniques significatifs – notamment les compresseurs - qui permettent une amélioration notable de leurs performances et de leur fiabilité. Parallèlement, commencent à se diffuser pour le chauffage de bâtiments des techniques de distribution de chaleur à basse température comme les planchers chauffants-rafraîchissants, plus compatibles avec les PAC que les circuits de chauffage plus traditionnels avec radiateurs.

En France, il faut attendre la fin des années 1990 pour reconsidérer les pompes à chaleur, avec la volonté d'EDF de relancer une nouvelle offre commerciale basée sur ces technologies pour endiguer la baisse progressive du marché du chauffage électrique dans le bâtiment qu'EDF rencontre à cette époque. L'accord-cadre entre EDF et l'ADEME signé en 1998 intègre le sujet des pompes à chaleur, ce qui se traduit par un certain nombre d'initiatives comme la réalisation des premières opérations de **sondes géothermiques verticales** chez les particuliers (2000), la création de l'**AFPAC** (2002), l'élaboration d'une charte de qualité **Qualipac** pour les installateurs (2007) et d'une charte de qualité, **Qualiforage**, pour les **foreurs** de sondes géothermiques (2004), la mise en place du référentiel **NFPAC** pour les pompes à chaleur (2007), L'AFPAC est créée avec le soutien d'EDF et de l'ADEME notamment par plusieurs entreprises pour la plupart très investies dans la fabrication et la commercialisation de PAC géothermiques, essentiellement sur capteurs enterrés horizontaux et destinées au chauffage des particuliers. En 1998, le nombre d'installations vendues annuellement était de l'ordre de 800. Ce nombre atteignait environ 3 000 unités à la création de l'AFPAC en 2002 et près de 20 000 en 2008. Sur le terrain, commencent à se réaliser les premières opérations sur **champs de sondes géothermiques** pour le chauffage et le rafraîchissement de bâtiments résidentiels ou tertiaires (2005) ainsi que quelques opérations sur **pieux de fondations** (autrement appelées **géostrucures**) comme le **Silex** (2009) à Auxerre ou la **Cité du Design** à St-Etienne (2010). Le **BRGM** pour sa part, met en service en 2008 sur son site d'Orléans, une **plateforme<sup>1</sup> d'essais**, destinée à tester et à optimiser les différents types d'échangeurs géothermiques en boucles fermées (des échangeurs horizontaux et verticaux, mais aussi des échangeurs compacts tels que les **corbeilles géothermiques** de différentes géométries). Depuis 2019, cette plateforme permet d'étudier les échanges de chaleur entre le sous-sol et des systèmes énergétiques (pompes à chaleur, panneaux solaires, etc.), aussi bien en injection qu'en prélèvement de chaleur et à des niveaux de puissance thermique pouvant atteindre 200 kW.

<sup>1</sup> <https://plateforme-geothermie.brgm.fr/>

### 2.1.1. La situation actuelle<sup>2</sup>

Depuis 2010, on observe deux tendances opposées en matière de géothermie de surface.

- 1) Une baisse progressive du **marché du particulier** qui s'explique à la fois par la crise économique de 2008 et son corollaire dans le bâtiment avec une baisse significative des mises en chantier de nouvelles maisons individuelles – un marché jusqu'alors porteur pour les PAC géothermiques sur capteurs enterrés – puis par la montée en puissance des **PAC aérothermiques** (c'est-à-dire valorisant l'énergie contenue dans l'air ambiant et non dans le sous-sol), certes moins performantes que les PAC géothermiques, mais moins coûteuses à l'investissement (contrairement aux PAC géothermiques, les PAC aérothermiques ne comportent pas d'ouvrages sous-sol pour capter l'énergie : le captage de l'énergie dans l'air se limitant à un simple caisson extérieur muni d'un ventilateur et d'un échangeur de chaleur). En 2016, le nombre annuel de PAC géothermiques installées chez les particuliers était retombé à environ 2 500 unités, pour se stabiliser depuis à ce niveau, contre plusieurs dizaines de milliers de PAC aérothermiques (un marché en progression constante depuis 2010).

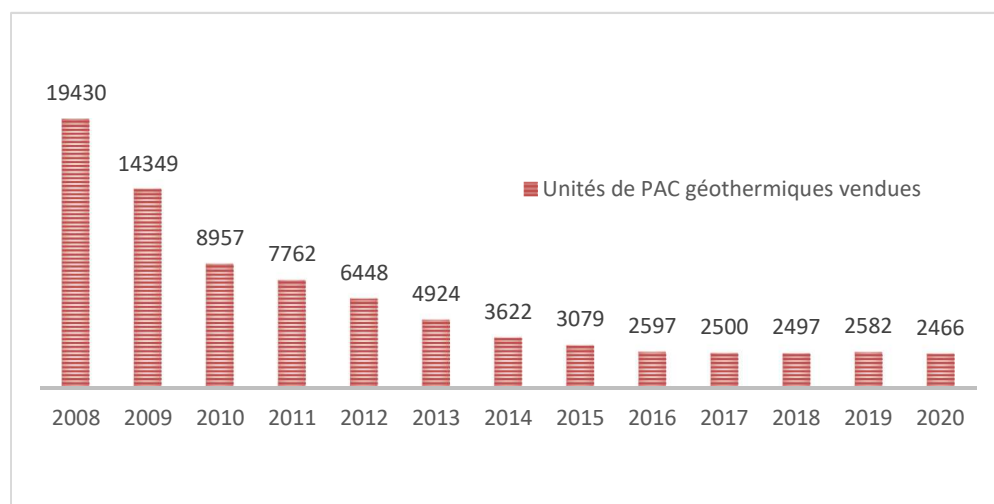
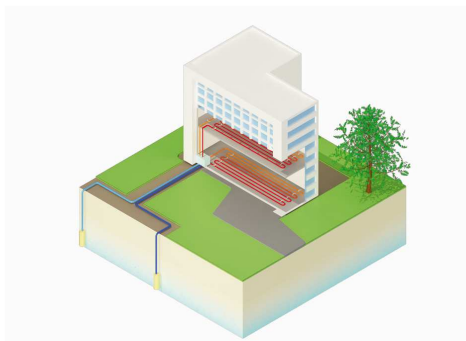


Figure 7 – Evolution depuis 2008 du marché des pompes à chaleur géothermiques chez le particulier (AFPG)

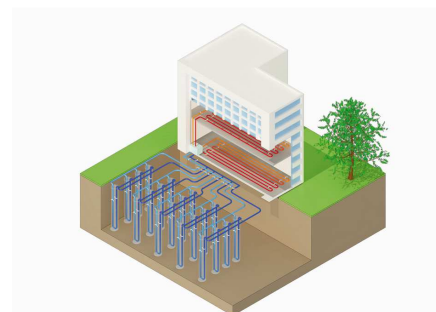
- 2) Pour les **installations dites collectives**, c'est-à-dire équipant des bâtiments tertiaires ou résidentiels, voire agricoles, la tendance est effectivement plutôt à l'opposé avec un nombre croissant d'opérations. Plusieurs raisons peuvent être avancées : une montée en compétence des professionnels avec notamment la mise en place progressive de qualifications RGE (études et travaux) pour les bureaux d'études et pour les foreurs - s'accompagnant d'une simplification de la réglementation sous-sol pour ce type de solutions -, des solutions techniques comme les opérations sur aquifères superficiels ou sur champs de sondes qui deviennent plus courantes, et donc mieux connues des prescripteurs, un soutien effectif par le Fonds chaleur renouvelable qui à la fois apporte une crédibilité aux projets aidés et un retour sur investissement plus court, la diversité des techniques proposées rendant ainsi possible le choix d'une solution géothermique pour pratiquement chaque projet, et enfin la possibilité de couvrir à la fois des besoins de chauffage et de refroidissement avec un seul et même équipement.

<sup>2</sup> [https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/brochure-geothermie2020\\_bd\\_v2.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/brochure-geothermie2020_bd_v2.pdf)



**Figure 8a** – PAC géothermique sur aquifère superficiel (ADEME/BRGM)

En présence d'un **aquifère superficiel** possédant un débit suffisant, deux forages sont nécessaires, un forage d'alimentation pour pomper l'eau à la surface, et un forage pour réinjecter l'eau refroidie dans l'aquifère. Entre les deux une pompe à chaleur pour élever le niveau de température de la chaleur prélevée et transférer cette chaleur à température plus élevée dans le bâtiment.



**Figure 8b** – PAC géothermique sur champ de sondes (ADEME/BRGM)

Le captage par sondes géothermiques relève d'une boucle (« tube en U ») dans laquelle circule en circuit fermé un fluide caloporteur (de l'eau ou de l'eau glycolée). Cette sonde est insérée et scellée par du ciment dans un forage d'une dizaine de cm de diamètre pour favoriser le captage des calories du sol. La profondeur peut atteindre jusqu'à 200 m. En fonction des besoins thermiques du bâtiment à couvrir, il est possible de multiplier le nombre de sondes, on parle alors de **champs de sondes**.

Entre 2009 et 2018, 453 opérations ont été aidées financièrement via le Fonds chaleur géré par l'ADEME dont 261 opérations sur sondes pour une production annuelle de 39 GWh, et 192 sur nappe pour une production annuelle de 139 GWh (Source ADEME). Ce bilan, s'il est positif, reste malgré tout modeste. Il est donc nécessaire de poursuivre et d'intensifier les actions engagées au niveau public pour soutenir ces solutions qui répondent bien aux enjeux d'une politique de transition énergétique et écologique.

Pour aller dans ce sens, on voit apparaître depuis quelques années des solutions techniques innovantes qui reposent sur l'intégration de PAC géothermiques. C'est le cas par exemple, **des boucles d'eau tempérée géothermiques**. Ces boucles peuvent s'assimiler à un réseau de chaleur urbain. Elles permettent de mutualiser les ouvrages de captage (sondes, forages), qui cèdent la chaleur prélevée dans le sous-sol à une boucle composée généralement de deux tubes (un « chaud », un « froid ») transportant de l'eau et desservant un ensemble de bâtiments équipés chacun d'une pompe à chaleur. Les bâtiments nécessitant du chauffage prélèvent de la chaleur dans la boucle et refroidissent le tube « froid ». Cela améliore les performances de la production de froid des bâtiments nécessitant du rafraîchissement, qui eux-mêmes réchauffent le tube « chaud » de la boucle, améliorant les performances des bâtiments à chauffer. On optimise ainsi la gestion des besoins **en chaud et/ou en froid**. Ces projets se sont multipliés au cours des dernières années avec des installations particulièrement adaptées pour l'approvisionnement énergétique de nouveaux **éco-quartiers** et de **ZAC** (Zone d'Aménagement Concerté). Depuis 2009, plus d'une dizaine d'installations en boucles d'eau tempérée géothermiques alimentant des éco-quartiers en chaud et froid ont ainsi été accompagnées par le Fonds chaleur renouvelable.

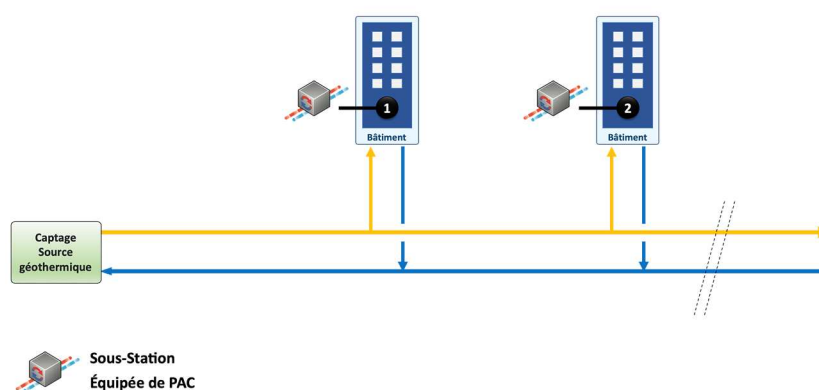


Figure 9 – Schéma de principe d'une boucle d'eau tempérée géothermique © Accenta

Dans le même ordre d'idée, les **stockages thermiques souterrains intersaisonniers** peuvent être aussi une solution géothermique adaptée pour répondre aux enjeux de la transition écologique. Comme leur nom l'indique, ils permettent de jouer sur l'intersaisonnalité des besoins. En été, la chaleur excédentaire d'un bâtiment est injectée dans le stockage souterrain, ce qui permet de refroidir le bâtiment, et en hiver, cette chaleur stockée peut être restituée au bâtiment pour le chauffer.

Les stockages souterrains intersaisonniers peuvent prendre différentes formes :

- Un aquifère superficiel (voire profond) équipé de forages par lesquels est injectée ou extraite la chaleur. Depuis le début des années 2000, les Pays-Bas ont réalisé plusieurs centaines d'installations de ce type pour chauffer et refroidir des serres, selon un concept original de « serre fermée ». Ce type de stockage suppose cependant un aquifère qui présente une vitesse d'écoulement très faible pour assurer la conservation de l'énergie stockée.
- Des cuves métalliques enterrées. Plusieurs opérations existent en Europe (Réf. Etude GEOBAT – 2007 – CSTB/BRGM).
- Un champ de sondes réalisé en configuration stockage. Contrairement à un champ de sondes classique où les sondes doivent être suffisamment espacées les unes des autres pour éviter des interférences thermiques entre elles, les sondes dans le cas d'un stockage sont rapprochées pour créer un effet de masse thermique. Avec la multiplication des champs de sondes, le savoir-faire grandissant des acteurs, et la problématique du réchauffement climatique qui conduit à des étés de plus en plus chauds, il est possible que ce type de solution se multiplie dans les années à venir.

Enfin, dans une perspective d'une plus large diffusion des technologies, plusieurs initiatives récentes sont à relever :

- L'approche développée par **Celsius Energy** qui consiste à réaliser un **champ de sondes géothermiques en étoile** : les sondes sont réalisées avec inclinaison, à partir d'une même plate-forme, ce qui limite l'emprise au sol du champ de sondes. Et un pilotage digital permet d'optimiser en temps réel l'exploitation du sous-sol et l'utilisation des pompes à chaleur couplées au champ de sondes et au bâtiment.

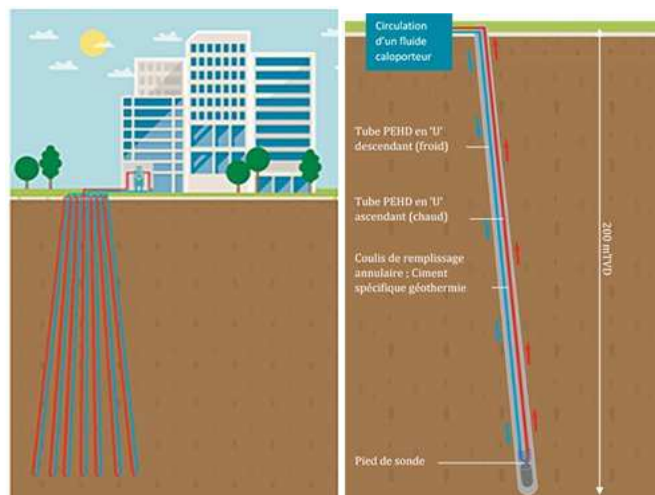


Figure 10 – Champ de sondes réalisé en étoile © Celsius Energy

- La conception d'un **logiciel d'aide à la décision** développé par **Constance Energy**. Ce logiciel détermine le potentiel de valorisation immobilière du sous-sol pour les bâtiments tertiaires, via la géothermie de surface. Il permet ainsi aux entreprises foncières, propriétaires de bâtiments de bureaux, de diminuer à la fois les risques techniques et commerciaux liés à la réalisation d'une installation de géothermie de surface.

Plus précisément, le logiciel donne la possibilité de déterminer :

- Le **potentiel technique** d'une installation pour un bâtiment donné en fonction des ressources du sous-sol au droit du bâtiment, et ses besoins thermiques ;
- Le **retour sur investissement** de l'installation, via l'augmentation de la **valeur verte immobilière** du bâtiment.

## 2.2. LA GEOTHERMIE PROFONDE EN METROPOLE

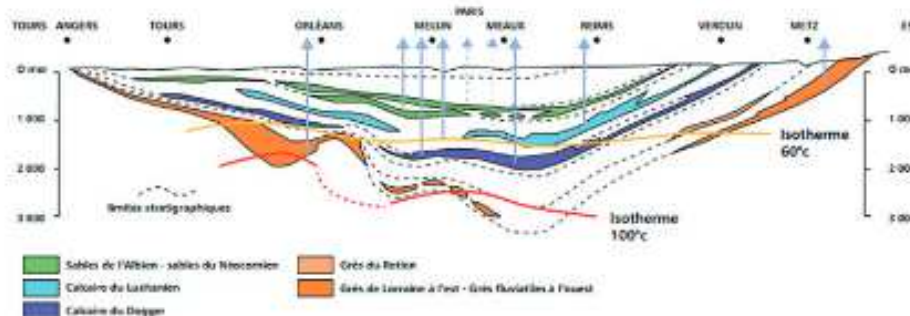
### 2.2.1. Historique

La France dispose aujourd'hui d'une réelle expérience en matière de géothermie profonde couplée à des réseaux de chaleur urbains et qui en fait l'un des pays leader dans ce domaine. Les premiers développements remontent aux années 70, puis plusieurs périodes se sont succédées, d'activité intense, de retrait et de relance. Parallèlement, fin des années 80, elle a initié un grand programme de Recherche en **Alsace**, qui s'est rapidement transformé en programme européen, et qui portait au départ sur la mise en œuvre du concept développé par les Américains des **Roches Chaudes Sèches** (ou **Hot Dry Rocks** en anglais) ; l'objectif étant d'exploiter la chaleur du sous-sol profond en n'importe quel endroit. Ce programme s'est terminé en 2012 après avoir connu plusieurs évolutions et avancées significatives.

Les premiers développements de la géothermie profonde visant l'alimentation de **réseaux de chaleur urbains** remontent aux années 70 suite aux chocs pétroliers et à la forte hausse du prix des hydrocarbures.

Préalablement, la recherche de ressources pétrolières en France avait permis, dans les années 60, d'approfondir la connaissance géologique du sous-sol dans les bassins sédimentaires profonds, notamment dans le **Bassin parisien** et dans le **Bassin aquitain**. A partir des données recueillies par ces forages profonds réalisés jusqu'à 2 500 m de profondeur et avec l'élaboration de cartes identifiant les principales caractéristiques des aquifères rencontrés, établies par le **BRGM** et par l'**IFP** (Institut Français du Pétrole), les ressources géothermiques profondes ont pu ainsi être identifiées. Ces cartes mentionnaient d'une manière prévisionnelle : la profondeur, l'épaisseur et la transmissivité des aquifères traversés, la température et la salinité de l'eau géothermale présente. Ainsi, dans le Bassin parisien, l'exploration pétrolière a permis de mettre en évidence plusieurs aquifères superposés, dont l'aquifère du **Dogger**. Située entre 1 700 et 1 900 mètres de profondeur,

cette formation géologique recèle des eaux très chargées en minéraux, et donc impropres à la consommation, dont la température varie entre 56°C (dans l'ouest parisien) et 85°C (dans l'est parisien).



**Figure 11** - Coupe du bassin parisien avec la position des différents aquifères en profondeur (source : BRGM)

La première expérience significative démarre en 1969, à **Melun l'Almont**, au sud-est de Paris, par le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire de 3 300 logements collectifs à partir d'eaux à basse température (72 °C) pompées dans le **Dogger**, avec la mise au point de la technique dite du « **doublet** » (**une première mondiale**). L'eau géothermale est pompée par un forage puis réinjectée dans un second forage après épuisement calorifique par échange, évitant ainsi le rejet en surface d'une eau fortement minéralisée, et le maintien en pression du réservoir (Cf. **figure 6** p. 6). Plus de 50 ans après, cette installation est toujours en fonctionnement. Elle dessert aujourd'hui environ 7 000 équivalent-logements, et la ressource géothermale, malgré son exploitation sur une aussi longue durée, n'a pas connu de baisse de température.

Quelques opérations sont ensuite réalisées entre 1974 et 1979, puis à partir de 1980 et jusqu'en 1986, on assiste à un développement très important du nombre d'opérations, aussi bien en Ile de France qu'en Aquitaine.

Contrairement aux opérations du Bassin parisien, celles du **Bassin aquitain** sont conçues en **puits unique**, avec un rejet en surface du fluide géothermique extrait, après son passage dans l'échangeur de chaleur ; le fluide exploité étant de qualité potable.

Les premiers forages sur Saint-Paul-les-Dax sont réalisés à plus de 1 700 mètres de profondeur en 1975 et 1979, et sur Mont-de-Marsan entre 1 800 et 2 000 mètres de profondeur en 1976 et 1984. Sur Bordeaux Métropole, plusieurs ouvrages sont forés entre 1981 et 1986 à des profondeurs de l'ordre de 1 000 à 1 200 mètres, pour alimenter en chaleur certains quartiers : Mériadeck (bâtiments administratifs jusqu'à l'hôtel de ville, piscine Judaique), Pessac-Saige (logements collectifs), Base Aérienne 106. A noter également, le cas particulier de l'esturgeonnière du Teich, exploitant un ancien forage de prospection pétrolière réhabilité pour la production d'eau chaude et le chauffage des bassins d'élevage.

Durant cette période de forte activité, **69** opérations au total seront réalisées sur le territoire national.

Cet essor particulier est lié à une politique incitative mise en place en réponse aux conséquences du choc pétrolier de 1973 mettant en évidence la dépendance énergétique de la France.

Les éléments essentiels de cette politique ont été :

- La création, en 1974, du **Comité Géothermie**, placé sous la responsabilité du **Ministère de l'Industrie** dans un premier temps, puis, à partir de 1982, sous celle de l'**AFME** (Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie) créée cette année-là, devenue par la suite l'**ADEME**. Ce Comité était composé de représentants de structures publiques et d'experts, et était chargé de valider la faisabilité des projets et de proposer une aide à la réalisation des forages.

- La mise en place de deux **fonds de garantie** pour couvrir les risques géologiques inhérents à ce genre d'opération. Le Fonds Court Terme, en 1982, pour couvrir le risque d'échec lié à la recherche de la ressource, et le Fonds Long Terme, en 1981, pour couvrir le risque lié à l'exploitation de la ressource.
- La création en 1984 d'une structure paritaire (BRGM-AFME) dédiée à la R&D et basée à Orléans : l'**IMRG** (Institut Mixte de Recherche Géothermique).

Dès **1986-1987**, les opérations du Bassin parisien se trouvent confrontées à de graves difficultés à la fois techniques et économiques. Le fluide géothermal exploité est particulièrement corrosif et des phénomènes de corrosion apparaissent, conduisant au percement des tubages et au colmatage des puits, entraînant des coûts supplémentaires d'exploitation et de réparation, au moment où la situation financière des installations se dégrade sous l'effet de la baisse du coût des énergies fossiles et du recul de l'inflation (les recettes étaient indexées sur le coût de ces énergies et les opérations étaient financées essentiellement sur emprunt avec les taux très élevés en vigueur au début des années 1980).

Les aides publiques à la réalisation de nouvelles opérations de géothermie profonde sont alors arrêtées et, **entre 1987 et 1993**, l'Etat n'intervient plus que sur les opérations existantes : aide à la renégociation de la durée des emprunts contractés par les maîtres d'ouvrage, et mise en œuvre d'un programme technique prioritaire pour apporter des solutions aux problèmes rencontrés (dont les techniques de curage des puits et les dispositifs préventifs contre la corrosion). En dépit des dégâts causés par la corrosion, toutes les installations du Bassin parisien, encore en service, seront rapidement équipées d'un tel dispositif de prévention ; ce qui aura le mérite, non pas de stopper la corrosion, mais d'en ralentir fortement la vitesse.

Dans ce contexte, une quinzaine d'opérations, parmi les plus exposées, cessent leur exploitation.

En **1994**, l'IMRG est supprimé et, en **1995**, le Comité Géothermie est dissous. En **1996**, le Fonds Court Terme, qui n'a plus d'utilité, est clos.

A partir de **1998**, la priorité est donnée par l'Etat au maintien en fonctionnement des installations existantes avec notamment l'octroi d'aides de l'ADEME et de la Région Ile de France pour favoriser l'extension des réseaux géothermiques existants permettant ainsi de conforter l'économie des opérations.

Ensuite, des efforts sont menés, pendant quelques années, pour communiquer sur les opérations et pour montrer, qu'en dépit des problèmes rencontrés, la filière était devenue suffisamment mature pour envisager une reprise de l'activité, avec la réalisation de nouvelles opérations.

En **2007**, l'OPAC du Val de Marne sollicite le concours de la Région Ile de France et de l'ADEME pour l'une de ses deux opérations de géothermie d'Orly, mise en service en 1981, et dont les puits, trop atteints par la corrosion, doivent être remplacés.

A titre exceptionnel, puisqu'il n'existait plus de soutien financier public pour la réalisation d'opération de géothermie profonde depuis 1987, et dans une perspective d'une relance de l'activité, l'ADEME et la Région Ile de France répondent favorablement à la demande de l'OPAC et une aide financière – relativement limitée (15% du coût des investissements) - est apportée ; le projet se réalise démontrant ainsi qu'un maître d'ouvrage important, ayant exploité pendant longtemps la géothermie, pouvait trouver des raisons suffisantes pour poursuivre en toute confiance l'exploitation de cette énergie pendant un nouveau bail d'une trentaine d'années.

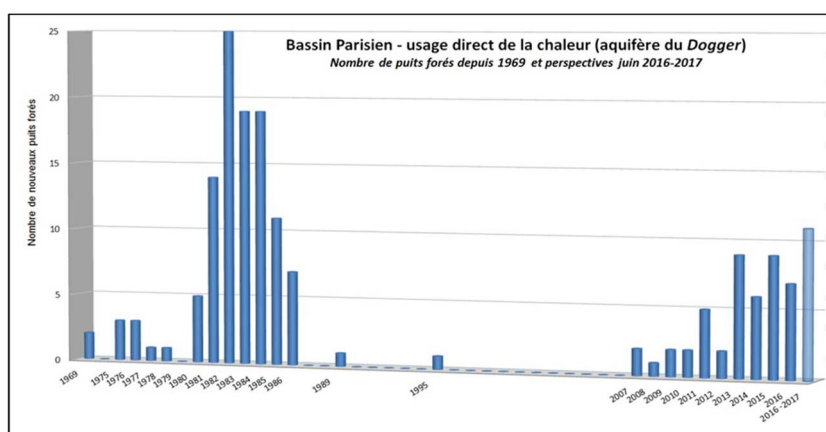
Parallèlement, dans la perspective de cette relance de l'activité - et le Fonds Court Terme ayant été supprimé - **un nouveau dispositif de garantie** couplant un volet « court terme » et un volet « long terme » est mis en place par anticipation par l'ADEME en 2006 pour de nouvelles opérations ; ce nouveau dispositif trouve effectivement sa raison d'être avec, en 2008-2009, la création du **Fonds chaleur renouvelable** permettant d'aider financièrement



la réalisation de nouvelles opérations de géothermie ou le forage de nouveaux puits sur des installations existantes.

A partir de là, la dynamique de relance est enclenchée. De nouveaux forages profonds ont depuis été entrepris, pour l'essentiel dans le Bassin parisien, soit pour remplacer des puits existants défaillants, soit pour de nouvelles opérations (Paris porte d'Aubervilliers, Orly Aéroport de Paris, Val Maubuée, Neuilly sur Marne, Arcueil/Gentilly, Villejuif, Bagneux, Rosny Sous-Bois, ...). A ce jour, la plupart des installations existantes du Bassin parisien ont été réhabilitées et une trentaine de nouvelles opérations ont été réalisées.

La figure 12 ci-après présente la répartition dans le temps des puits géothermiques forés en région parisienne de 1969 à 2016-2017, mettant bien en évidence les trois périodes successives qu'a connues la géothermie profonde en métropole (déploiement – retrait – puis relance).



**Figure 12** – Répartition dans le temps du nombre de puits forés dans l'aquifère du Dogger du Bassin parisien pour des usages géothermiques, de 1969 à 2016-2017

**En dehors du Bassin parisien et du Bassin Aquitain**, la structure de graben du **Fossé Rhénan** offre aussi des possibilités pour des exploitations de géothermie profonde. A l'Ouest de Strasbourg, des forages exploratoires ont également été réalisés dans d'autres géologies durant les années 70. Le forage de Strasbourg Cronembourg (1980) qui ciblait le Trias gréseux n'a pas produit des débits permettant une faisabilité économique bien que la température trouvée au moins égale à 150-160°C était intéressante.

Il fallut attendre le projet franco-allemand de recherches de **Soultz-sous-Forêts**, démarré en 1987, et devenu en 1989 avec le soutien de l'Europe, le Programme Européen de Géothermie Profonde, pour mettre en lumière l'existence de réservoirs à haute température (200°C à 5 000 mètres) en milieu faille/fracturé dans le socle en contexte de rift (3 000 à 5 000 mètres de profondeur).

Le site de Soultz-sous-Forêts a été un site d'expérimentation scientifique et de démonstration à l'échelle européenne avec la construction d'un pilote composé de trois puits profonds de 5 000 m et d'une première unité de production d'électricité (de type ORC) d'une puissance électrique de 1,5 MW. Il s'agit alors, en 2008, de la première production d'électricité au monde issue de tels systèmes géothermiques raccordée au réseau électrique.

En 2016, le site (exploité par le GEIE - groupement européen d'intérêt économique, Exploitation minière de la chaleur, détenu par Électricité de Strasbourg et l'allemand EnBW) est transformé en site industriel dédié à la production d'électricité. De nouveaux équipements sont installés pour remplacer les équipements existants (échangeurs, turbine). La puissance électrique nette de cette nouvelle installation s'élève à 1,7 MW.

### Historique du projet SOULTZ

Le projet est né d'un accord de coopération franco-allemand signé en 1987, suite à des travaux préliminaires conduits, pour la France, par le BRGM avec le soutien de l'AFME (dans le cadre d'un programme initié en 1984 par la Mission Scientifique et Technique, avec le concours de l'AFME, et à la demande du Ministère de l'Industrie et de la Recherche ultérieurement appelé Programme de Géothermie Profonde Généralisée - **GEOPROGE**), et pour l'Allemagne, par le Geologisches Landesamt du Bade-Wurtemberg. La Commission Européenne s'est rapidement intéressée au projet et a contribué à son financement dès 1989.

Le projet s'est déroulé ensuite par étapes successives ayant donné lieu à chaque fin d'étape à une évaluation indépendante permettant de statuer sur la poursuite du programme.

1987 à 1992	1993 à 1997	1998 à 2000	2001 à 2005	2006-2009	2010-2012
<p>Faisabilité de l'exploitation géothermique des milieux fracturés profonds.</p> <p>Cas du Fossé Rhénan.</p> <p>Forage d'un puits d'exploration (GPK1) jusqu'à 2 000 m,</p> <p>Carottage (puits EPS1) jusqu'à 2250 m,</p> <p>Création d'un réseau de puits d'observation à partir d'anciens puits pétroliers abandonnés.</p> <p>Opérateur SOCOMINE (filiale du BRGM).</p>	<p>Deux puits forés distants de 450 m (approfondissement de GPK1 à 3 600 m et forage d'un nouveau puits (GPK2) jusqu'à 3 878 m)</p> <p>Développement des techniques de base pour stimuler la perméabilité au voisinage de puits forés dans un granite chaud et riche en fractures hydrothermalisées</p> <p>Test de circulation de 25 kg/s en 1996 pendant 4 mois en continu entre GPK1 et GPK2 – pas de pertes d'eau, température atteinte en fin de test 142° C.</p> <p>Mission d'évaluation menée en 1996 par Hubert Curien.</p> <p>Création en 1997 du GEIE « Exploitation Minière de la Chaleur » pour assurer la maîtrise d'ouvrage d'un futur pilote.</p>	<p>Approfondissement du puits GPK2 jusqu'à 5 000 m de profondeur. Température atteinte de 203°C.</p> <p>Développement du découvert entre 4 500 m et 5 000 m par stimulation pour créer une première partie de l'échangeur thermique profond</p>	<p>Construction de la partie souterraine d'un pilote de production géothermique fondé sur trois puits profonds de 5 000 m (GPK2, 3 et 4).</p> <p>Deuxième puits (GPK3) foré avec succès en 2002 et "stimulé" en 2003.</p> <p>Connexion entre GPK2 et GPK3 démontrée par tests d'interférences</p> <p>Troisième puits (GPK4) et échangeur développé et testé en 2004/2005</p>	<p>Tests exhaustifs sur le court/moyen/long terme du comportement hydraulique et thermique de l'échangeur profond : production électrique de 1,5 MW.</p> <p>Mise au point de méthodes de stimulation généralisées et de pompes de production à hautes températures</p>	<p>Programme d'accompagnement scientifique s'appuyant sur la réalisation d'essais de circulation hydraulique mettant en jeu 2 puits, 3 puits ou 4 puits (incluant GPK1).</p>

Figure 13 - Les différentes étapes du projet

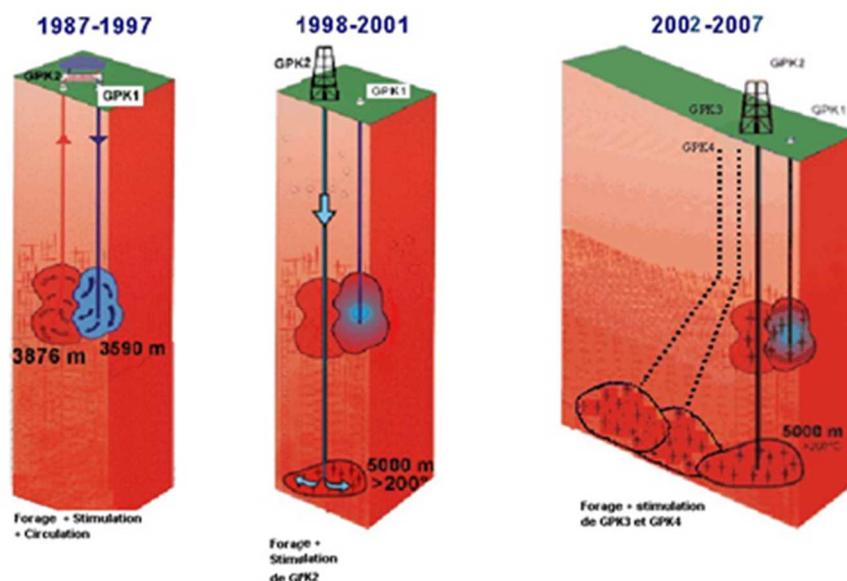


Figure 14 – Création de l'échangeur thermique profond - représentation schématique



Photo 15 – La centrale géothermique de Soutz-sous-Forêts en Alsace du nord avec ses installations de surface (ADEME)

Les travaux de recherche menés à Soutz-sous-Forêts, basés à l'origine sur le concept dit **HDR (Hot Dry Rocks)**, visaient à la création d'un échangeur à grande profondeur pour y injecter de l'eau de surface à l'aide d'un puits d'injection afin qu'elle se réchauffe en profondeur et la récupérer par un autre puits. L'eau ainsi réchauffée et les calories récupérées en surface devaient être valorisées par une production d'électricité. Face à la réalité géologique (présence d'eau géothermale circulant naturellement dans un réseau de failles préexistantes à grande profondeur), **ce concept a été progressivement revu et abandonné.**

Sur ces nouvelles bases, une nouvelle filière de géothermie profonde dite **EGS (Engineered/Enhanced Geothermal System)** a pris ainsi naissance, elle consiste à valoriser des **réservoirs situés dans les zones faillées** continentales associées aux fossés d'effondrement avec l'aide de techniques de développement de puits appropriées à chaque situation rencontrée (e.g. injections de type hydro-chimique, hydro-thermique...) pour améliorer l'injectivité et/ou la productivité de ceux-ci (accès au réservoir) et améliorer la connexion entre les puits.

### 2.2.2. La situation actuelle

La France possède deux principaux bassins sédimentaires (les Bassins parisien et aquitain) et cinq plus restreints (Hainaut, Fossé Rhénan, Bresse, Limagne et couloir Rhodanien) qui contiennent de nombreux aquifères souterrains, empilés les uns sur les autres et séparés par des roches imperméables.

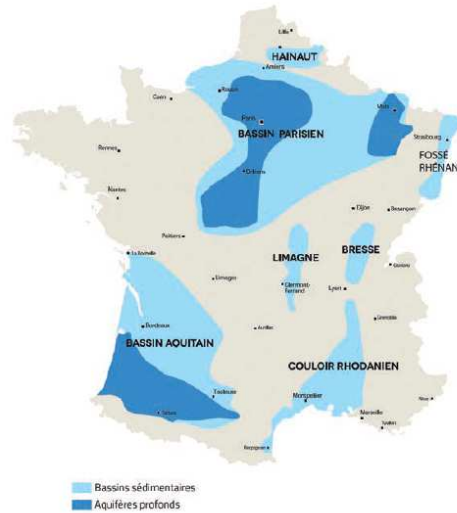


Figure 16 : Carte des ressources géothermiques profondes en France (source : BRGM)

Pour le bassin parisien, c'est en Île-de-France que se concentrent la plupart des opérations réalisées avec 46 installations de réseaux de chaleur urbains exploitant l'aquifère du Dogger et 6 opérations pour le chauffage de bâtiments exploitant les aquifères sableux de l'Albien et du Néocomien (formations moins profondes que le Dogger, situées à moins de 1 000 m de profondeur).

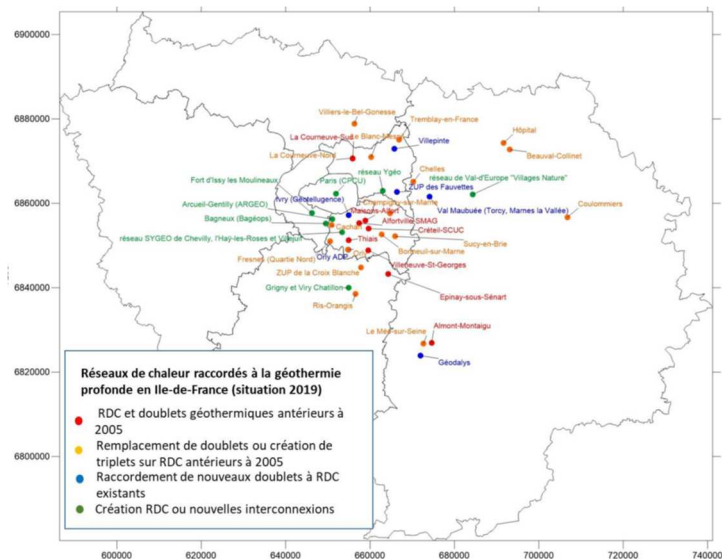
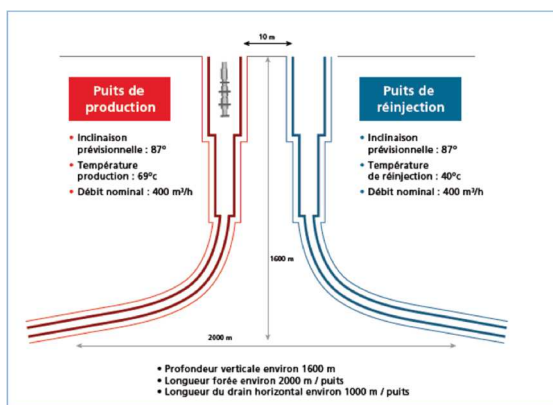


Figure 17 – Localisation des opérations de géothermie profonde en région parisienne

Les technologies permettant la production de chaleur par géothermie profonde présentent aujourd'hui une maturité certaine, portée par des acteurs à la compétence reconnue, comme la relance de l'activité a pu le démontrer ces dix dernières années. Ce cadre stable a permis ainsi à des **innovations** d'émerger afin de mieux exploiter les ressources du sous-sol,

comme cela a été le cas depuis quelques années sur plusieurs opérations réalisées dans le Bassin parisien.

A Cachan, par exemple, la réalisation en 2017 par **Dalkia** du doublet avec **forages sub-horizontaux** – un chantier inédit pour la géothermie – a permis d’augmenter la production du doublet jusqu’à 450 m<sup>3</sup>/h, soit une progression d’environ 50% par rapport aux derniers doublets réalisés en gros diamètre. Cette augmentation de débit a été rendue possible grâce à une architecture innovante des puits, forés avec une déviation de 90°, au lieu des 40° traditionnels améliorant ainsi les surfaces de drainage dans l’aquifère traversé et avec pour résultat une augmentation significative du débit et du potentiel de chaleur valorisable<sup>3</sup>.



**Figure 18**– Schéma de principe du forage sub-horizontale de Cachan (Dalkia)

Parmi les autres innovations récentes, l’utilisation de **matériaux composites** pour le tubage des puits, pour une meilleure protection des ouvrages vis-à-vis de la corrosion. Cette solution a été mise en œuvre avec de bons résultats lors du rechemisage des doublets de Chevilly-Larue et l’Haÿ-les-Roses en 2015 et lors du forage d’un nouveau puits à Bonneuil sur Marne en 2018.

Enfin, en 2020, **ENGIE Solutions** a réalisé avec succès sur l’un des puits du nouveau doublet de Vélizy-Villacoublay, un **forage multi-drains** composé de trois drains. Le forage traverse ainsi trois fois les niveaux producteurs et maximise de ce fait le volume de réservoir drainé naturellement. Les résultats attendus ont été largement confirmés puisque cette solution a permis de porter le débit exploitable à 400 m<sup>3</sup>/h, soit 30% de plus que le débit d’un doublet standard, avec un surcoût de 15%.<sup>4</sup>

**Hors Île-de-France**, mais toujours au niveau du Bassin parisien, il existe actuellement cinq installations : à Châteauroux, avec un réseau de chaleur urbain couplé à une installation exploitant une eau géothermale à 34°C, en Lorraine, avec quatre installations de chauffage de bâtiments, de thermes et de pisciculture et où les ressources géothermales exploitées ont des températures comprises entre 25°C et 45°C. Au total, le bassin parisien comporte 57 installations de géothermie profonde.

**Dans le Bassin aquitain**, il existe une petite vingtaine d’installations datant pour la grande majorité des années 1980. Les usages y sont très diversifiés (réseaux de chaleur pour le chauffage de bâtiments, installations pour le chauffage de bassins de pisciculture ou de serres, thermes, production d’eau potable et chauffage de bâtiments). Les températures varient de 25°C à 73°C.

Certaines installations ont la particularité de bénéficier de la réhabilitation d’anciens forages pétroliers, reconvertis pour l’utilisation de l’eau géothermale, comme le forage de Mios le Teich sur le Bassin d’Arcachon qui permet le chauffage de bassins d’élevage d’esturgeons pour la production de caviar ou celui de Sore dans les Landes pour l’élevage de poissons

<sup>3</sup> Source : Dalkia, Géothermie : 1<sup>er</sup> forage sub horizontal au monde

<sup>4</sup> <https://www.engie-solutions.com/fr/actualites/geothermie-velizy-66-enr>

tropicaux destinés aux animaleries. Cette pratique est extrêmement intéressante en termes d'investissement (ré-utilisation d'un forage existant), mais **elle nécessite que les utilisateurs potentiels de la chaleur soient situés dans l'environnement proche des puits.**

Dans le même ordre d'idée, l'opération de **Parentis-en-Borne** valorise elle aussi une eau géothermale liée à l'activité pétrolière. Cette opération a reçu en 2013 le **Prix « Entreprises et Environnement »** dans la catégorie « Ecologie industrielle et territoriale » récompensant les sociétés **Tom d'Aqui** et **Vermilion** pour la mise en place de **dix hectares « d'Eco-serres »** chauffées à partir d'une ressource en eau chaude non utilisée auparavant et issue de la production pétrolière. Au sud du Bassin d'Arcachon, la société Vermilion exploite en effet depuis de nombreuses années plusieurs dizaines de forages d'extraction de pétrole. Le produit extrait par pompage est dirigé par une canalisation sur le site de Parentis où il est ensuite décanté dans une cuve de 3 000 m<sup>3</sup>. Il se compose de 5% de pétrole, expédié ensuite vers le port de Bordeaux par pipeline, et de 95% d'une eau très chargée en minéraux et à une température de 65°C. Cette eau est réinjectée dans les puits pour un nouveau cycle, et jusque dans les années 2010, sa chaleur n'était pas valorisée. Un groupement de jeunes ingénieurs agronomes (Tom d'Aqui) a proposé à Vermilion d'exploiter cette chaleur en installant, à proximité du site, des serres pour produire des tomates. Outre la valorisation d'une ressource énergétique locale, l'opération s'inscrit dans une approche environnementale totalement intégrée (gestion optimisée de l'eau et des nutriments, recyclage complet des déchets, non utilisation d'insecticides, commercialisation des tomates en circuit court pour limiter les transports). L'opération a permis de créer localement plus d'une centaine d'emplois permanents.

Toujours en Aquitaine, Bordeaux Métropole a retenu en 2017, l'offre d'ENGIE, portée par **Storengy** et **ENGIE Solutions**, pour concevoir, construire et exploiter un nouveau réseau de chaleur au cœur de Bordeaux. Cette opération est emblématique car elle a intégré d'une part l'exploration d'un réservoir profond (Jurassique) et d'autre part, le déploiement d'un premier doublet de géothermie en région Aquitaine. Au final, le Jurassique n'ayant pas les caractéristiques attendues, le doublet a été réalisé sur le Crétacé. Cette exploration a pu se réaliser grâce à l'intervention cumulée du Fonds de garantie et du Fonds chaleur renouvelable, portés par l'ADEME, avec l'objectif de relancer la géothermie profonde en Aquitaine.

Au total pour le bassin aquitain, sont dénombrées 17 opérations, pour une puissance géothermique installée de 28,1 MW (source AFPG). Le bassin aquitain qui représente, après le bassin parisien, la deuxième ressource d'énergie géothermale en France métropolitaine, reste actuellement sous-exploité.

Parmi les autres bassins sédimentaires français, seuls trois sont actuellement exploités pour la géothermie profonde : le Bassin Rhénan, la Vallée du Rhône et le Massif central.

**Pour l'Alsace, la centrale ECOGI, inaugurée en juin 2016 à Rittershoffen est la première centrale de géothermie profonde à vocation de chaleur industrielle au monde exploitant un réservoir de type EGS.**

Dans la continuité de l'expérience acquise sur le site de Soultz-sous-Forêts, la société **ÉS Géothermie** a développé un système permettant de couvrir 25% des besoins en chaleur (24 MW) de la société « **Roquette Frères** », spécialisée dans la production d'amidon (2<sup>ème</sup> amidonnier européen et 4<sup>ème</sup> mondial) – ; l'extraction d'amidon de produits végétaux nécessitant l'apport de chaleur à une température d'au moins 140°C.

## FICHE FILIERE

### Les géothermies de surface et profonde

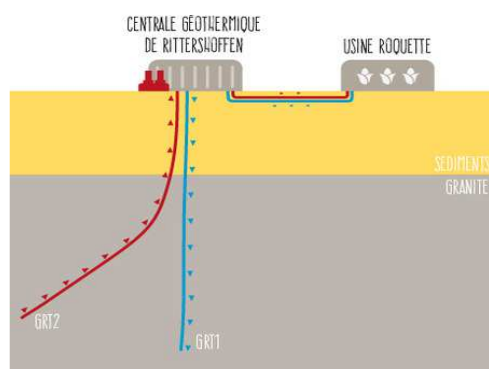


Figure 19 a – Schéma de principe du projet ECOGI

Photo 19 b – La centrale géothermique de Rittershoffen

Deux puits forés à 2 500 m de profondeur exploitent un fluide géothermal à 165°C avec un débit de 250 m<sup>3</sup>/h pour alimenter en chaleur un réseau enterré long de 15 km reliant la centrale géothermique au site de Beinheim, situé en bordure du Rhin, où se trouve l'usine. Le retour de l'eau du réseau à la centrale géothermique s'effectue à 70°C.

Suite à cette réussite, des projets ambitieux ont été lancés notamment sur les sites de **Illkirch**, avec comme opérateur Electricité de Strasbourg, et de **Vendenheim**, avec comme opérateur Fonroche Géothermie, en vue d'une cogénération chaleur/électricité.

La centrale géothermique de **Illkirch** devrait produire la chaleur à destination du futur réseau de chaleur urbain qui sera déployé par l'Eurométropole de Strasbourg sur Illkirch et auprès des industriels ; de l'électricité qui sera également injectée sur le réseau public. La centrale développera une puissance de 26 MW, elle produira entre 28 000 et 50 000 MWh de chaleur et 22 000 MWh d'électricité par an, ce qui permettra d'éviter le rejet à l'atmosphère de 11 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an (source ObservER-Barometre-EnR-Electrique-France-2020.pdf).

L'unité de cogénération géothermique d'Ecoparc Rhénan, à **Vendenheim**, devait permettre d'alimenter entre 15 000 et 20 000 logements en électricité. Pour sa part, son réseau de chaleur aurait été accessible à 26 000 logements et à 70 hectares de serres agricoles à installer à proximité du site.

Cependant, après avoir rencontré des difficultés lors des phases de forage, plusieurs événements sismiques sont survenus en lien avec les activités de stimulation des puits. Un séisme de 3,4 s'est produit le 4 décembre 2020 ; ce qui a conduit la préfecture du Bas-Rhin à décider l'arrêt des travaux et à proposer la création d'un comité d'experts. Le rôle de ce Comité est de mieux comprendre les phénomènes sismiques qui sont intervenus pour apporter tous les éclairages nécessaires à l'autorité administrative. Composé de huit experts pluridisciplinaires, sous l'autorité du ministère de la transition écologique et solidaire, il a été installé en février 2021 à Strasbourg pour une durée minimum d'un an.

**Encore en Alsace, les forages géothermiques réalisés ont aussi permis de montrer que les eaux géothermales y étaient riches en éléments susceptibles d'être valorisés, comme le lithium.**

Plusieurs projets de R&D sont en cours dans la perspective d'extraire commercialement le lithium, composant essentiel des batteries, et dont la valorisation pourrait contribuer à l'élaboration d'un nouveau modèle économique pour l'exploitation de certains sites de géothermie.

Enfin, on peut citer l'existence dans **le couloir rhodanien** de deux sites en activité pour chauffer des serres et des bassins de pisciculture avec des températures d'eau comprises entre 30°C et 52°C, et en **Limagne**, l'existence de deux sites pour chauffer des serres avec une température de 43°C. De nouveaux projets de géothermie profonde sont actuellement en cours d'étude en Auvergne et dans le couloir rhodanien.

## 2.3. LA GEOTHERMIE PROFONDE DANS LES DEPARTEMENTS ET REGIONS D'OUTRE-MER (DROM)

Les Départements et Régions d'Outre-Mer (**DROM**) français correspondent tous à des zones non interconnectées (**ZNI**) à un réseau continental d'électricité. Dans le cadre de leur transition énergétique, ces territoires doivent atteindre à l'horizon d'une quinzaine d'années leur **autonomie énergétique** ; l'électricité produite actuellement à partir de centrales thermiques, toutes très émettrices de CO<sub>2</sub>, devra donc progressivement être remplacée par une électricité d'origine renouvelable.

**Les DROM les plus peuplés comme la Martinique, la Guadeloupe, la Réunion, Mayotte et un territoire comme la Polynésie française sont tous situés en domaine volcanique actif, ce qui en fait des territoires favorables au développement de la production d'électricité par géothermie.**

Le contexte volcanique actif bénéficie en général, comme déjà indiqué, d'un très fort gradient géothermique permettant la présence de températures importantes (comprises en général entre 180 °C et 350°C) à des profondeurs relativement faibles (1 000-1 500 mètres) accessibles par des forages géothermiques classiques à des coûts raisonnables. De plus, un climat tropical et la présence de la mer est très favorable à la présence d'importants aquifères qui alimentent régulièrement une ressource géothermique abondante.

### 2.3.1. Historique

#### a) Dans les Antilles

- **En Guadeloupe**, quatre forages d'exploration réalisés par la société EURAFREP dans les années 60 et 70 sur la commune de **Bouillante**, localisée sur la côte ouest de l'île de Basse-Terre, ont permis de mettre en évidence un champ géothermique haute température. Une première centrale de production d'électricité de 4,2 MW construite par EDF y est mise en service en 1986, puis exploitée jusqu'à son arrêt en 1992. En 1995, la centrale est reprise par une société créée à cet effet, **Géothermie Bouillante** (GB), détenue à 60% par le groupe BRGM et à 40% par Charth, une filiale financière d'EDF. L'installation est remise en service en 1996, et son exploitation est confiée à CFG Services, filiale du BRGM. En 1998, avec 23,2 GWh fournis au réseau EDF, l'électricité provenant de Bouillante représentait 2% de la production d'électricité en Guadeloupe.

En **1999**, un projet de développement du champ est proposé par Géothermie Bouillante avec la réalisation d'une nouvelle centrale de 11 MW. Trois forages profonds sont réalisés en 2000-2001, sur les hauteurs de Bouillante, recoupant pour les deux premiers des failles productrices à 1 000 m de profondeur. La réalisation de ces forages a été rendue possible par la mise en place par l'ADEME d'un dispositif de garantie sur les forages sous la forme d'une avance remboursable (l'avance était apportée au premier forage, qui en cas de succès, était reportée sur le deuxième forage, puis en cas de succès du deuxième forage, reportée sur le troisième forage. En cas d'échec sur le premier forage, l'opération s'arrêtait, et l'avance était transformée en subvention, idem en cas d'échec sur les deux forages suivants. Au final, les deux premiers forages ont permis à eux seuls d'atteindre les objectifs initiaux fixés pour le projet en termes de débit exploitable ; le troisième forage a été réalisé, la machine de forage étant présente sur le site, mais il s'est avéré non producteur. L'avance remboursable, a ensuite été remboursée à l'ADEME). La nouvelle centrale (Bouillante 2) a été mise en service en **2005**.

En **2009**, Géothermie Bouillante obtient de l'Etat une concession minière de 24 km<sup>2</sup> sur le territoire de Bouillante pour une durée de 50 ans.

Depuis **2016**, Géothermie Bouillante est détenue majoritairement par la société américaine ORMAT Technologies ; la Caisse des dépôts et Consignations et le BRGM participant de façon minoritaire au capital. Les personnels de Géothermie Bouillante ont



## FICHE FILIERE

### Les géothermies de surface et profonde

été conservés et continuent d'assurer l'exploitation du site, mais avec des moyens financiers d'intervention accrus. Avec une capacité installée de l'ordre de 15 MW, les deux unités ont produit ces dernières années environ 110 GWh d'électricité par an, soit 6 à 7% de l'électricité produite en Guadeloupe, avec un facteur de charge de l'ordre de 90%.

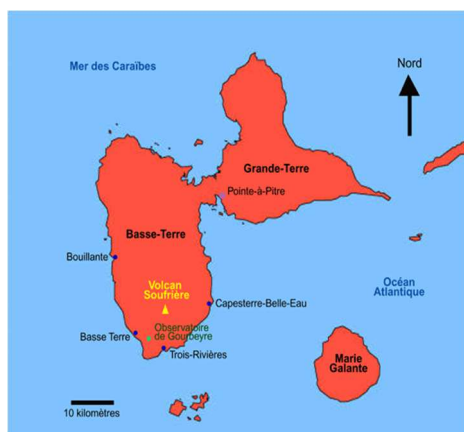


Figure 20a - Localisation de Bouillante



Figure 20b – Localisation de la centrale, à l'entrée de la commune

En 2014, les **Investissements d'Avenir** ont donné leur accord pour l'engagement du projet **GEOTREF** ; un projet soumis à l'**AMI Géothermie** lancé par l'ADEME fin 2011. GEOTREF a pour lieu de réalisation le sud de l'île de Basse-Terre (Permis Exclusif de Recherche de Vieux-Habitants). Il a objectif de relever plusieurs défis :

- Elaborer des méthodes et outils innovants pour étudier, modéliser et intégrer toutes les données disponibles des champs géothermiques fracturés sur une plate-forme logicielle unique.
  - Développer des compétences et des synergies sur tous les aspects méthodologiques de la modélisation de réservoir, en s'appuyant sur **des méthodes et des outils appliqués couramment dans le secteur pétrolier** et en les adaptant à la géothermie.
  - Appliquer ces méthodes et outils sur un champ propice au développement de la géothermie en Guadeloupe (Sud de la Basse Terre) avec la réalisation d'une **centrale de production d'électricité** (hors financement IA), si les études montraient l'existence d'une ressource géothermale valorisable.
- En **Martinique**, de nombreux travaux ont été menés depuis le début des années 1990 pour essayer de mettre en évidence des ressources géothermiques valorisables pour produire de l'électricité.

En **2000**, une campagne de trois forages d'exploration a ainsi été réalisée dans cet objectif, sur la plaine du Lamentin, près de l'aéroport, par Géothermie Bouillante. Le résultat n'a pas été concluant, mais la présence de venues d'eau chaude (90-100°C) vers 500 m de profondeur laisse à penser qu'il existe probablement dans ces horizons une ressource géothermale à moyenne température. Cette ressource n'a pas été qualifiée en termes de débit, le diamètre des forages ne permettant pas la réalisation de tels essais. Cette ressource, si elle se confirmait pourrait être valorisée pour produire du froid par absorption pour alimenter l'aéroport, proche, ou la zone d'activités industrielle et commerciale du Lamentin.

Suite à des travaux d'exploration conduits par le BRGM en **2003-2004**, des compléments ont été réalisés en **2010-2014** (également par le BRGM), au nord, au centre et au sud de l'île. Ces compléments ont identifié deux zones d'intérêt géothermique permettant d'envisager une production d'électricité : l'une au nord (SW Pelée) et l'autre au sud (**Anses**

**d'Arlet**) - ces deux zones présentant cependant la particularité de se situer dans des « zones naturelles d'intérêt majeur » du Parc Naturel Régional de la Martinique (PNRM).

En **2018**, le BRGM a poursuivi ses travaux en se focalisant sur le site des Anses d'Arlet avec l'objectif de définir plus précisément le lieu d'implantation de futurs forages d'exploration destinés à confirmer la présence ou non d'un réservoir géothermique.

- La **Dominique** est une île anglophone indépendante située entre la Guadeloupe au nord et la Martinique au sud. Cette île, dont près de 60% du territoire sont classés au Patrimoine mondial de l'Unesco, est probablement l'île de la Caraïbe qui possède le potentiel géothermique le plus important. Elle a fait l'objet, en effet, de nombreux travaux de prospection géothermique depuis les années 1970 qui ont mis en évidence trois zones d'intérêt géothermique, dont celle de la vallée de Roseau au centre de l'île. En **2005**, une étude de faisabilité technico-économique financée par l'AFD et l'ADEME a permis de montrer l'intérêt d'un projet qui viserait à produire en Dominique de l'électricité par géothermie pour assurer la quasi-totalité des besoins en électricité de l'île (20 MW) et à exporter le surplus produit (100 MW) par câbles sous-marins vers la Guadeloupe et la Martinique. En **2008-2009** des compléments d'études ont été réalisés par le BRGM pour définir les conditions de réalisation d'une campagne de forages d'exploration dans la vallée de Roseau. Cette campagne a été menée en **2011-2012** sur financements AFD, FFEM (Fonds Français pour l'Environnement Mondial) et Facilité Energie de l'Europe ; elle a permis de mettre en évidence une ressource géothermale importante de caractéristiques similaires à celles de Bouillante, mais plus étendue.

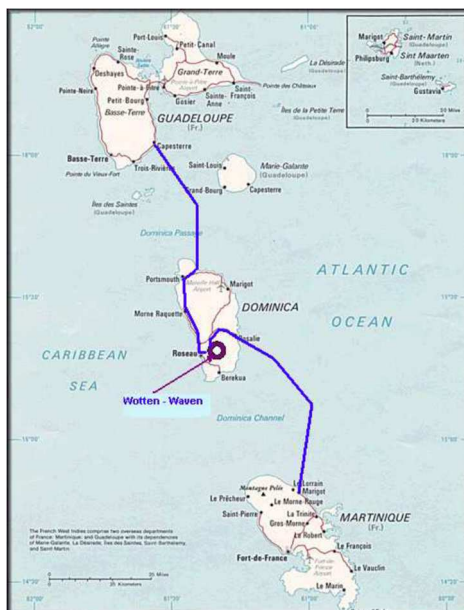


Figure 21 – Le projet Dominique

- **Zone Caraïbe**

Depuis 2008, la Région Guadeloupe et l'ADEME ont conduit plusieurs projets de soutien à la géothermie dans le cadre du **Programme Européen Interreg « Espace Caraïbe »** en partenariat avec le BRGM, notamment.

En **2008**, un premier projet a permis de financer des compléments d'étude sur l'île de la Dominique pour préparer la réalisation de la campagne de forages d'exploration dans la vallée de Roseau.

En **2012-2015**, une dizaine d'études ont été menées au titre d'un second projet : le projet Interreg **Géothermie Caraïbe – Phase 2**, avec le support du BRGM, de l'AFD et de la Caisse des Dépôts et Consignations. L'objectif était d'aider à faire émerger des projets de

géothermie sur l’Arc Antillais. Parmi ces études, la préfiguration d’un **Centre d’excellence sur la géothermie** qui serait implanté en Guadeloupe.

	Consomm. électrique de référence (2013) GWh	2020-2022 - Potentiel net court terme			2030 – Potentiel long terme			2030 – Potentiel long terme (incluant la connexion Guadeloupe-Dominique-Martinique)		
		Puissance installée (MW)	Production (GWh)	Part du Mix 2013 (%)	Puissance installée (MW)	Production (GWh)	Part du Mix 2013 (%)	Puissance installée (MW)	Production (GWh)	Part du Mix 2013 (%)
St Kitts & Nevis	186	10	75	40%	35	263	141%	35	263	141%
Montserrat	24	3	23	94%	5	38	156%	5	38	156%
Guadeloupe	1 729	40	300	17%	50	375	22%	50	675	22%
Dominique	101	7,5	56	56%	100	750	744%	100	150	39%
Martinique	1 577	-	-	0%	10	75	5%	10	225	149%
Sainte Lucie	383	10	75	20%	30	225	59%	30	225	24%
St Vincent	125	10	75	56%	20	150	111%	20	150	111%
Grenade	191	-	-	0%	20	150	79%	20	150	79%
	4 326	81	604	14%	270	2 025	47%	270	2 025	47%
		Production maximum (la part du mix par île étant limitée à 100%) et % du mix total				1 261	29%		1 711	39%

**Figure 22** - Potentiel de développement de la production d’électricité géothermique à moyen et long terme et contribution aux mix énergétiques sur l’Arc Caraïbe (source : Projet Interreg Géothermie Caraïbe 2 – 2015)

**b) L’Océan indien**

- L’île de la **Réunion** a toujours été considérée comme une zone d’intérêt pour la géothermie et de nombreuses études d’exploration y ont été conduites depuis les années 1970. Cependant, malgré ces efforts, aucune exploitation géothermique n’a vu le jour à l’heure actuelle.

Lancé en **1978** par le BRGM, le **Projet d’exploitation Géothermique haute énergie de l’île de La Réunion** a conduit à la réalisation en 1985 et 1986 de deux forages profonds, l’un dans le cirque de Salazie (à 2 108 m de profondeur) et l’autre au Grand Brulé (à 3 003,5 m de profondeur) dans le secteur du Piton de la Fournaise. Ces deux forages se sont avérés non producteurs mais les températures relevées, notamment sur le forage de Salazie (192°C en fond de puits) ont pu montrer l’existence dans ce Cirque d’un gradient géothermique élevé (90°C par km).

Le projet est repris début **2000** par le Conseil Régional qui, en **2005**, décide de retenir le site de la **Plaine des Sables** pour la réalisation d’un projet géothermique de production d’électricité (évalué à 20 MW). En **2008**, un appel d’offre est lancé pour la réalisation des forages et du génie civil. Mais en **2010**, le nouveau Conseil Régional, qui vient d’être élu, annonce l’abandon du projet pour ne pas obérer l’inscription du Parc National de la Réunion, créé en **2007**, au Patrimoine Mondial de l’Unesco, ; la Plaine des Sables se situant dans le cœur du Parc.

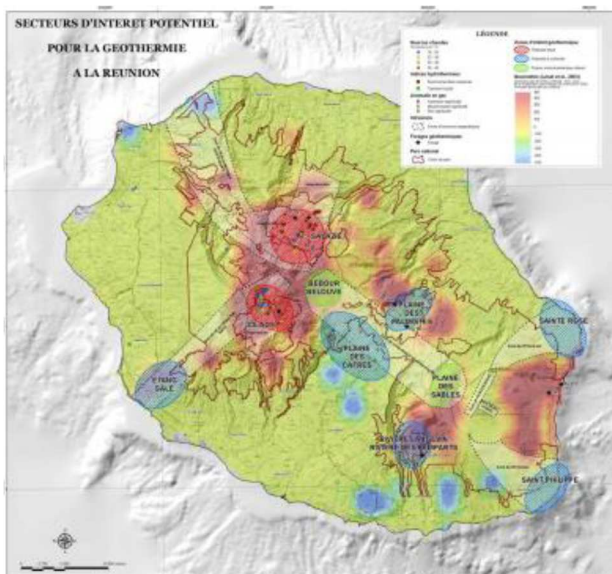


Figure 23 - Secteurs d'intérêt et potentiel pour la géothermie à la réunion (source BRGM)

- A **Mayotte**, un programme d'exploration géothermique réalisé par le BRGM entre **2005 et 2008** a permis d'identifier la zone de **Petite Terre** comme un secteur présentant des indices d'une potentielle ressource géothermale active profonde (> 1 000 m) de haute température (> 200 °C) susceptible d'être utilisée pour la production d'électricité. Ces indices indiquaient par ailleurs la présence d'une chambre magmatique profonde, ce qui s'est confirmé par la suite avec la crise sismo-volcanique en cours au large de Petite Terre.

Dans la poursuite de ces travaux, le BRGM a conduit en **2018 et 2019** un programme d'exploration du potentiel géothermique profond de Petite Terre. Dans le cadre de ce projet, de nouvelles observations géoscientifiques ont été collectées et ont permis de conclure au fort potentiel géothermique profond de Petite Terre, mais également à la nécessité de réaliser plusieurs forages d'exploration profonds (pouvant aller jusqu'à 2 000 m de profondeur) pour mieux caractériser le sous-sol et évaluer le potentiel géothermique supposé.

**c) Océan Pacifique,**

Plusieurs travaux ont été menés par le BRGM récemment, notamment, (en Nouvelle-Calédonie et en Polynésie Française) mais sans résultats concluants.

**2.3.2. La situation actuelle**

**a) Dans les Antilles**

- **En Guadeloupe**, plusieurs projets sont en cours.

En 2021-2022, il est prévu à **Bouillante** la réalisation de nouveaux puits sur le site existant et la mise en place d'une nouvelle unité de production de 10,3 MW pour une production annuelle nette de 90 GWh ; ce qui portera la production du site en 2024 à environ 200 GWh, soit 12 à 13% de la production d'électricité en Guadeloupe.

D'ici à 2030, Géothermie Bouillante envisage la réalisation, dans le périmètre de sa concession, d'un nouveau projet de plusieurs dizaines de MW (20 à 30 MW sont espérés).

Au sud de Bouillante, le projet **GEOTREF** se poursuit, avec la réalisation probable en 2022 d'une campagne de forages d'exploration dans le secteur de St-Claude près de la Soufrière conduite par Storengy. Le potentiel estimé serait de l'ordre de 30 MW.

- **Martinique**

Deux PER (Permis Exclusif de Recherche) ont été déposés sur la zone des Anses d'Arlet par deux industriels. Ces permis sont actuellement en cours d'instruction. L'objectif à terme est la réalisation d'une campagne de forages d'exploration pour confirmer la présence ou non d'un réservoir géothermique profond.

En 2020, l'ADEME, avec ses partenaires locaux, a lancé un **AMI** pour intéresser les industriels à la ressource géothermique potentielle du Lamentin dans le but d'une production de froid par géothermie. Plusieurs réponses ont été reçues. Elles sont actuellement en cours d'analyse.

- **Dominique**

Le projet d'une centrale domestique d'une puissance de 7 MW destinée à couvrir les besoins électriques de l'île devrait pouvoir se réaliser en 2021-2022. Le projet « export » vers la Martinique et la Guadeloupe reste d'actualité avec probablement des avancées à court terme.

- **Arc Caraïbe**

Début **2020**, un troisième projet, après ceux de 2008 et de 2012, a été lancé par la Région Guadeloupe, l'ADEME, le BRGM et l'OECO (l'organisation des Etats de la Caraïbe Orientale) pour une durée de 3 ans - le projet **TEC** (Transition Energétique dans la Caraïbe) - dans le cadre du Programme Européen Interreg Espace Caraïbe. Ce projet comporte principalement trois volets : un volet géothermie, piloté par l'ADEME avec des contributions du BRGM, et deux autres volets, sous la responsabilité de la région Guadeloupe, respectivement sur l'énergie et les transports et sur l'énergie dans les bâtiments.

Le volet géothermie inclut notamment la mise en œuvre opérationnelle du **Centre d'excellence** dont la mise en place en Guadeloupe est prévue **fin 2021**. Ce centre à vocation internationale aurait pour ambition d'être un centre de ressources pour l'ensemble des îles de la caraïbe avec plusieurs missions :

- L'accompagnement par la R&D de projets industriels de géothermie.
- Une offre de formations en matière de géothermie.
- La communication et l'information.
- Les échanges internationaux.

- **L'Océan indien**

Un Permis Exclusif de Recherches (PER) est en cours à la **Réunion** sur Cilaos et Salazie, détenu par la société AKUO, et des compléments d'exploration seraient envisagés dans la plaine des Palmistes. A **Mayotte** une demande d'attribution d'un nouveau PER a été déposée sur Petite Terre et une étude est actuellement en cours, conduite par le BRGM, afin de définir l'implantation de futurs forages d'exploration et d'évaluer leur probabilité de succès.

### 3. Les objectifs français dans les programmations énergétiques

En 2015, la **loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé le cadre de la politique de l'énergie** avec un objectif de 38 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en 2030. Elle a également fixé l'objectif de multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid d'ici à 2030 par rapport à 2012.

**Pour les territoires ultra marins, son article 215** précise par ailleurs : « *Une stratégie nationale de développement de la filière géothermie dans les départements d'outre-mer est élaborée. Cette stratégie identifie notamment les moyens nécessaires au soutien de la*

**recherche et du développement** dans les techniques d'exploration et dans le lancement de **projets industriels**, ainsi que les moyens à mettre en œuvre pour le **soutien à l'exportation** des entreprises de la filière géothermie ».

Parmi les outils créés pour piloter à moyen et long terme la politique de la France en matière d'énergie et de climat, **les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE)**. Celles-ci concernent la métropole continentale et les zones dites non interconnectées (ZNI), à savoir la Corse, la Réunion, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe, Wallis et Futuna et Saint-Pierre et Miquelon.

La PPE de métropole continentale fixe pour chacune des filières énergétiques des objectifs pour deux périodes distinctes de cinq ans : 2019-2023 et 2024-2028, déterminant ainsi l'évolution du mix énergétique, ainsi que les objectifs d'efficacité énergétique pour les dix prochaines années. C'est à un niveau plus local que les départements et régions d'outre-mer fixent leurs objectifs respectifs.

Dans ce cadre-là, **des objectifs fixés ont été fixés pour la filière géothermie**, à la fois pour la France métropolitaine continentale, et dans les départements et régions d'outre-mer.

### 3.1. LES OBJECTIFS DE LA PPE 2020 EN METROPOLE

Le tableau ci-dessous rappelle les objectifs pour la nouvelle programmation de la PPE 2023-2028 pour **la production de chaleur et de froid renouvelables** et de récupération en France métropolitaine, ainsi que les quantités à livrer, et les objectifs fixés pour la géothermie.

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Scénario bas	Scénario haut
Géothermie de surface	4,6	5	7
Géothermie profonde	2,9	4	5,2
Quantité livrée (en TWh)	2023	2028 (bas)	2028 (haut)
Livraison de chaleur renouvelable et de récupération	24,4	31	36
Livraison de froid renouvelable et de récupération	1,1	1,4	2,7

Figure 24 : (source : <https://www.ecologie.gouv.fr> ; décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

### 3.2. LES OBJECTIFS DE LA PPE 2020 DANS LES DROMS

La LTECV a inscrit l'autonomie énergétique comme l'objectif à atteindre en 2030 dans les régions ultramarines. Cet objectif impose une croissance rapide des énergies renouvelables dans la consommation énergétique.

Pour la géothermie, les objectifs de production d'électricité sont indiqués dans le tableau suivant ainsi qu'un scénario à 2030 proposé par le **SER** (Syndicat des Energies Renouvelables). La spécificité de la géothermie rend cependant difficile les projections chiffrées dans la mesure où seule la réalisation de campagnes d'exploration permet de confirmer la présence ou non d'une ressource géothermique exploitable et d'évaluer son potentiel éventuel. (A titre d'exemple, le scénario du SER n'intégrait pas de production pour Mayotte à l'horizon 2030, entre temps les études ont montré l'existence possible, à confirmer

par des forages, d'une ressource géothermique à valoriser, dont on ignore aujourd'hui encore les potentialités mais qui pourrait se traduire, si elle existait, par la réalisation d'un projet avant 2030).

	PARC CUMULÉ 2015 (MW)	PARC CUMULÉ 2023 (MW)	PARC CUMULÉ 2030 (MW)
Guyane	-	-	-
Guadeloupe	14	44	74 ?
Martinique	-	40	40 ?
Réunion	-	5	7
Mayotte	-	-	-

**Figure 25** : Objectifs des PPE (2018-2023) dans les DOM, pour la géothermie, et scénario 2030 établi par le SER (source : [https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/ser-autonomie2030\\_web.pdf](https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/ser-autonomie2030_web.pdf))

### 3.3. LES MECANISMES DE SOUTIEN A LA FILIERE

Pour atteindre les objectifs de la PPE, plusieurs dispositifs de soutien ont été mis en place pour chaque valorisation.

#### 3.3.1. Les dispositifs de soutien pour la géothermie de surface

##### a) Les aides aux particuliers

Les particuliers disposaient depuis le 1er septembre 2014 d'un **crédit d'impôt pour la transition énergétique** (CITE) simplifié et renforcé avec un taux unique de 30 % sans condition de ressources. **Ce CITE a fait l'objet d'une révision en 2020 pour tenir compte des coûts d'investissement plus élevés de la géothermie et de son avantage sur le long terme.** Il porte désormais le nom de **Ma Prime Rénov**. Cette prime est une prime forfaitaire dont le montant est variable selon le type d'équipement de chauffage retenu, privilégiant les équipements les plus performants. Elle se monte ainsi à 10 000 € pour les PAC géothermiques contre 4 000 € pour les PAC aérothermiques, par exemple. La Prime Rénov peut se cumuler avec les certificats d'énergie (CEE), les aides locales et les aides d'Action logement, comme l'éco-subvention créée par l'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH). Les travaux bénéficient aussi d'un taux réduit de TVA (7%).

La réglementation thermique 2012, prévoyait la généralisation à partir du 1er janvier 2013 des bâtiments à basse consommation dans le neuf avec une exigence de recours aux énergies renouvelables ou à des systèmes très performants en maison individuelle. La RT 2012 est remplacée en 2021 par la **Réglementation environnementale (RE) 2020**, encore plus exigeante en termes de recours aux énergies renouvelables. Cette nouvelle réglementation devrait constituer un élément de soutien supplémentaire pour le marché des pompes à chaleur géothermiques.

##### b) Les dispositifs de soutien aux installations collectives

Les aides sont principalement apportées par le **Fonds chaleur renouvelable**, géré par l'ADEME et devenu opérationnel fin 2009. Le Fonds s'adresse aux installations collectives de production de chaleur renouvelable (biomasse, **géothermie**, solaire thermique, biogaz) et de récupération, ainsi qu'à leur distribution grâce aux réseaux de chaleur. Il concerne également les installations de production de froid renouvelable, et, depuis 2019, les boucles d'eau tempérée. Pour la géothermie, sont éligibles les installations sur aquifère superficiel, les installations sur capteurs enterrés, les géostructures et les boucles d'eau tempérées géothermiques. Les aides sont destinées à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises, dont celles du secteur agricole. Elles concernent à la fois les études d'accompagnement des projets (aides à la décision) et les investissements (aides à la réalisation). Ces dernières sont forfaitaires pour la plupart des dossiers ; les dossiers les plus importants étant traités différemment avec une instruction basée sur les éléments techniques

et financiers du projet. Les dossiers sont instruits par les Directions régionales de l'ADEME en réponse à des Appels à Projets lancés régulièrement. En 2021, le montant du Fonds chaleur a connu une augmentation significative. Il s'élève à 350 M€ (contre 250 M€ en moyenne, les années précédentes). **Ce fonds insufflé une dynamique forte à la filière de la chaleur renouvelable, avec en ligne de mire l'objectif fixé par la LTECV.**

En moyenne, les aides accordées pour les installations de géothermie de surface correspondent à 30-40% du montant des investissements engagés (source ADEME). Elles sont cumulables avec les aides locales (dans la limite des règles de l'encadrement communautaire des aides) et depuis récemment avec les certificats d'énergie pour les aides non forfaitaires.

Comme pour les particuliers, la **Réglementation environnementale** est aussi un moyen de soutenir les solutions géothermiques puisqu'elle concerne non seulement les maisons individuelles mais aussi les logements collectifs, les bureaux et les bâtiments d'enseignement primaire et secondaire. Dans un second temps, elle concernera également les bâtiments tertiaires spécifiques : hôtels, commerces, gymnases.... Soit autant de cibles pour les solutions géothermiques.

En dehors des aides financières, les installations de géothermie sur aquifère superficiel peuvent recourir à la procédure **AQUAPAC**. Cette procédure a été mise en place au début des années 80 conjointement par EDF et l'ADEME (l'AFME à l'époque) pour garantir la ressource en eau souterraine. En cas d'une ressource insuffisante pour réaliser le projet ou en cas d'absence de ressource, le porteur du projet ayant souscrit à la procédure est indemnisé, dans la limite d'un plafond de 140 000 €, des coûts de forage qu'il a engagés. Cette procédure repose sur l'existence d'un Fonds, **le Fonds AQUAPAC**, doté par l'ADEME et géré par la **SAF Environnement**.

Enfin, on peut citer les contrats de développement des énergies renouvelables thermiques qui s'articulent autour d'un accord entre l'ADEME et le bénéficiaire de l'aide, qui s'engage à réaliser sur la période du contrat (généralement 3 ans) un groupe de projets d'EnR thermiques, avec des objectifs en termes de production de chaleur et de nombre d'installations. Il existe 2 types de contrats : les contrats patrimoniaux, portés par un opérateur sur son patrimoine propre (au moins 3 installations), et les contrats territoriaux, portés principalement par des « personnes morales publiques » (collectivités, établissements publics, métropoles, syndicats...) sur un territoire (au moins 10 installations).

### **3.3.2. Les dispositifs de soutien pour la géothermie profonde**

#### **a) Production de chaleur et de froid**

La géothermie profonde pour la production de chaleur ou de froid est également éligible au **fonds chaleur renouvelable** selon les mêmes modalités d'instruction que la géothermie de surface. Le montant moyen de l'aide accordée pour une installation type est de l'ordre de 20% à 25% du coût d'investissement (source ADEME). Ces opérations étant souvent associées à l'extension ou à la création d'un réseau de chaleur, voire à l'adaptation d'un réseau de chaleur existant, le fonds chaleur intervient aussi sur le volet distribution avec des aides spécifiques apportées aux réseaux de chaleur/ou de froid.

Il est important de signaler également que les aides du Fonds chaleur pour les opérations de géothermie profonde sont soumises à la condition, pour le porteur du projet, de souscrire au **dispositif de couverture du risque géologique**.

Le **risque géologique** a toujours été identifié comme l'un des freins majeurs au développement de la géothermie sur aquifères. Il correspond au risque financier pour un porteur de projet de ne pas trouver en profondeur de ressources exploitables en quantité ou qualité suffisantes. En effet, la mise en évidence de ces ressources nécessitant la réalisation de forages, qui par nature sont coûteux, le risque existe alors pour le porteur du projet, malgré la qualité des études préalables réalisées, de perdre l'argent engagé en cas d'absence ou d'insuffisance de ressources exploitables.



Le « risque géologique » n'étant pas couvert par les assurances privées (ce type de risque n'est pas classique pour un assureur), les pouvoirs publics ont décidé **au début des années 1980** de mettre en place un dispositif spécifique et public de couverture du risque géologique.

Ce dispositif comporte deux volets :

- Un **volet court terme**. Il permet au porteur du projet de se voir rembourser en cas d'échec jusqu'à 65% du coût du forage réalisé (et jusqu'à 90% en Ile de France, grâce à l'intervention de la région).
- Un **volet long terme**. Il intervient à partir du moment où le projet est finalement réalisé et mis en service. Ce volet permet au porteur du projet d'être couvert pendant 20 ans contre les dommages liés directement au fluide géothermal (corrosion, colmatage, perte de débit et/ou de température de la ressource...).

Ce dispositif de couverture du risque géologique repose sur l'existence d'un **Fonds de garantie**, doté par la puissance publique (via l'ADEME) et dont la gestion a été confiée depuis l'origine, à la **SAF-Environnement** – une petite structure créée spécifiquement à cet effet. Une convention de gestion passée entre l'ADEME et la SAF-Environnement précise contractuellement les missions de gestion confiée à la SAF-Environnement et sa rémunération. La SAF est assistée d'experts indépendants qui interviennent à la demande.

En contrepartie des indemnités dont ils peuvent bénéficier, les porteurs de projet cotisent au Fonds de garantie à hauteur de 3,5% du coût du forage, pour le volet court terme, et de 11 000 €/an pour le volet long terme.

**Ce dispositif, pionnier en la matière, a joué un rôle essentiel dans le développement de la géothermie profonde en France.**

Pour répondre aux objectifs de la PPE, l'ADEME a proposé en 2020 de revoir le dispositif pour le rendre plus incitatif et permettre ainsi la réalisation, sur l'ensemble du territoire métropolitain d'un plus grand nombre d'opérations sur des aquifères profonds moins connus que le Dogger en région parisienne. Un travail a été conduit en ce sens par l'ADEME fin 2020-début 2021 avec les acteurs de la filière. Ses conclusions devraient faire l'objet de décisions courant 2021.

### a) Production d'électricité

**La production d'électricité** par géothermie bénéficiait jusqu'en 2016, comme les autres filières de production d'électricité issue d'une énergie renouvelable, d'un soutien sous la forme d'un tarif d'achat. A compter de 2016, et conformément aux lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides d'État, ce tarif a été remplacé par un **complément de rémunération<sup>5</sup> en guichet ouvert** pour les opérations réalisées en **métropole** où toute installation éligible pouvait conclure directement un contrat de complément de rémunération avec EDF Obligation d'achat. Dans **les territoires ultramarins**, la situation est différente puisque le tarif d'achat pour un projet donné fait l'objet d'une négociation entre le porteur du projet et la **CRE** (Commission de Régulation de l'Énergie).

Le montant du complément tarifaire pour l'électricité géothermique en métropole a été fixé par décret à 246 €/MWh, ce qui a permis de donner à la filière un élan significatif puisqu'à fin 2016, 17 permis exclusif de recherche de gîtes géothermiques avaient été octroyés. Cependant, dans le cadre de la révision de la PPE 2020, et compte-tenu du montant élevé de ce complément, comparé à celui d'autres énergies renouvelables comme l'énergie solaire photovoltaïque ou l'énergie éolienne, ce complément a été abandonné (le décret devrait être abrogé) et **le soutien à la filière en métropole** a été recentré sur la production de chaleur

<sup>5</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques telles que visées au 5° de l'article D. 314-23 du code de l'énergie

(et/ou de froid) ; les projets innovants pouvant le cas échéant être soutenus dans le cadre de dispositifs à la R&D.

**Le Fonds GEODEEP** : un fonds de garantie dédié à la production d'électricité géothermique en métropole.

Dans le but d'accompagner le développement de la production d'électricité en métropole, les professionnels de la filière et la Caisse des Dépôts et Consignations, appuyés par l'ADEME, ont proposé en 2014 la création d'un fonds de garantie spécifique, dénommé **GEODEEP**.

L'objectif du fonds était d'accorder des garanties aux porteurs de projets afin de couvrir le risque financier lié à l'incertitude sur la ressource géothermale (remboursement partiel des coûts de forage en cas d'échec sur la ressource). En contrepartie, les bénéficiaires versaient un dépôt de garantie assorti du versement de redevances sur l'exploitation en cas de succès du projet de production d'électricité réalisé.

Le fonds à créer devait être organisé sous la forme d'une société immatriculée en France, la **SAS GEODEEP**, avec comme actionnaires, le Groupe Electricité de Strasbourg, Electerre de France et Fonroche Géothermie – des acteurs industriels directement intéressés ; son financement d'un montant total de 27,6 M€, dimensionné pour garantir une dizaine d'opérations, étant réalisé par voie d'apports en fonds propres et quasi fonds propres des actionnaires de la SAS et par une avance récupérable de l'ADEME. Par ailleurs, il était prévu que la Caisse des Dépôts et Consignations entre au capital de la SAS, une fois le dispositif notifié à la Commission européenne.

Après un long processus de conception puis de notification, le dispositif a finalement été notifié début 2020 par la Commission Européenne, soit au moment même de la révision de la PPE. Le fonds n'a donc pas pu être mis en œuvre, faute de projets en raison de l'abrogation du tarif.

**Pour l'outre-mer**, d'autres dispositifs de soutien existent ou sont à l'étude. Il s'agit respectivement du dispositif « **Coûts échoués** » et du **Fonds de garantie DROM et export**.

Le dispositif « **Coûts échoués** » a été mis en place par la CRE. Il permet à des producteurs d'électricité renouvelable intervenant dans les ZNI (Zones Non Interconnectées) de bénéficier du **financement des études de faisabilité** pour les projets qu'ils souhaitent réaliser, dès lors que ces projets sont inscrits dans les objectifs fixés localement par la PPE et qu'ils aboutissent ou non. Des plafonds de dépenses sont définis différemment pour chaque filière renouvelable, l'un est rapporté au MW installé proposé et l'autre correspond à un montant maximal de dépenses éligibles - pour la géothermie ces deux plafonds sont respectivement de 300 k€/MW et 15 M€, sachant que le droit européen et national limitent le cumul des aides apportées pour les études à un maximum de 50% des dépenses engagées. Pour la géothermie, l'intérêt du dispositif est qu'il prend en compte le coût des forages d'exploration (qui sont effectivement considérés comme des outils d'étude et non stricto-sensu comme des investissements) ; le coût d'une campagne de forages d'exploration standard étant de l'ordre de 10 à 15 millions d'€.

Le dispositif « Coûts échoués » est intéressant mais il présente pour la géothermie des limites avec un taux d'aide maximum qui peut varier de 50% pour un projet de 25 MW à 15% seulement pour un projet de 5 MW ; le montant des dépenses pour une campagne de forages d'exploration étant quasiment indépendant de la taille du projet. Avec la difficulté supplémentaire qu'en géothermie il est difficile d'apprécier la taille d'un projet tant que les forages d'exploration n'ont pas été réalisés.

C'est la raison pour laquelle, l'ADEME travaille au montage d'un dispositif de garantie tel qu'il existe pour les projets de production de chaleur géothermique en métropole, mais adapté au DROM et à la production d'électricité. Les contextes géologiques et la finalité des projets ne

sont pas les mêmes, ce qui nécessite une approche différente. Le dispositif à l'étude repose sur la création d'un Fonds de garantie (le **FGGF**, Fonds de garantie géothermique français). **Il concernerait à la fois les DROM et des projets à l'export.** Il interviendrait seul ou en complément de dispositifs de soutien financier existants localement (comme le dispositif des coûts échoués pour les DROM) pour permettre une couverture des dépenses engagées à hauteur de 80% au minimum. Le FGGF interviendrait sous la forme d'une couverture du risque géologique, avec indemnisation des dépenses engagées, en cas d'échec sur la ressource (ressource inexistante, débit et/ou température insuffisants, ressource inexploitable car de mauvaise qualité géochimique, ...). Il prendrait en compte également des projets géothermiques de production de chaleur et/ou de froid.

## 4. La filière à l'international

Au niveau international, l'utilisation de la géothermie peut évoluer rapidement dans les prochaines années car elle apporte des réponses aux nouveaux défis qui attendent le monde de l'électricité, mais aussi de la chaleur et du froid. Concernant **la production d'électricité**, le marché de la géothermie devrait à nouveau se renforcer dans la décennie 2020-2030, après un temps où les décideurs publics et privés auront concentré leur intérêt sur le développement de l'électricité à bas coût à partir de sources éoliennes et photovoltaïques. Capable d'apporter une fourniture d'électricité disponible 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, en toutes saisons, la géothermie est une alternative décarbonée et crédible au renouvellement d'une base minimale de centrales fossiles nécessaires **pour sécuriser un mix désormais fortement intermittent.** Une croissance annuelle de 4% du marché mondial est attendue pour la décennie 2020-2030, avec des développements importants en Afrique de l'Est, en Amérique du Sud et en Asie du Sud-Est.

Le **chauffage et le froid** posent quant à eux d'immenses défis en matière de **pollution urbaine de l'air**, d'émissions de **gaz à effet de serre** et pour la climatisation de **pointe sur les systèmes électriques**, en particulier dans les pays à fort développement. Le marché mondial de la climatisation, déjà plus important que celui du chauffage, est en **croissance de 8% par an**. La géothermie, qu'elle soit profonde ou de surface, offre une variété de solutions qui peut effectivement aider à relever ces défis. Ainsi, depuis 2015, sa croissance en termes d'énergie produite s'est élevée à **11,5% par an**<sup>6</sup> et devrait s'accélérer dans les prochaines années, notamment la géothermie de surface, même si son développement reste encore freiné en raison du coût relativement bas des énergies fossiles et du montant de l'investissement initial des solutions qu'elle propose.

### 4.1. AU NIVEAU EUROPEEN (EUROPE ET PAYS ASSOCIES)<sup>7</sup>

Fin 2019, l'EGEC (European Geothermal Energy Council ou Association européenne pour la géothermie) comptabilisait en matière de **production d'électricité géothermique**, 130 centrales en exploitation, 36 projets en cours de réalisation, et 124 projets programmés pour le moyen terme, pour une puissance totale cumulée de 3 300 MW. Dans les 5 à 8 ans à venir, le nombre d'installations en service devrait donc doubler. Cette croissance est largement due à la forte expansion du secteur de la géothermie électrogène en Turquie, appuyée notamment par la Banque Européenne de Reconstruction et de Développement (BERD), et qui en une dizaine d'années est passée de 212 MW à 1 549 MW installés. Trois pays représentent la quasi-totalité de la puissance installée en Europe, avec la Turquie (1 549 MW), l'Italie (916 MW) et l'Islande (755 MW). En France, si le développement de cette activité reste marginal en métropole, compte tenu de la géologie existante, elle présente un réel intérêt pour les territoires ultramarins, comme cela été exposé.

Concernant **les réseaux de chaleur** (et de froid) **géothermiques**, le marché européen peut être considéré comme l'un des marchés les plus actifs dans ce domaine. En 2019, la

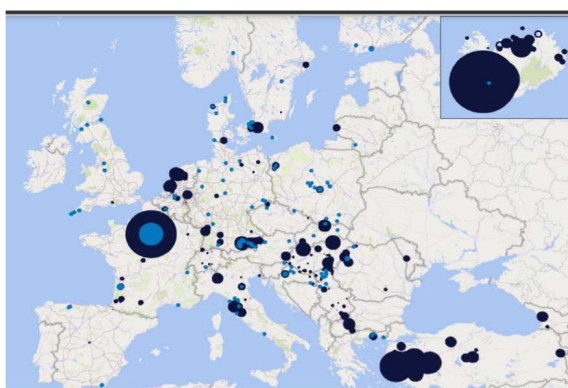
<sup>6</sup> Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review – World Geothermal Congress 2020

<sup>7</sup> EGEC, Market Report Update 2019

puissance thermique totale installée s'élevait à 5 500 GW répartie dans 25 pays et sur 327 installations, et de nombreux projets étaient programmés.

Les politiques de soutien à la chaleur renouvelable décidées tant au niveau de l'Europe que des Etats membres devraient favoriser ce développement ; le chauffage et le refroidissement géothermiques apparaissant comme une solution rentable pour répondre aux défis de la décarbonisation du chauffage et du refroidissement, notamment en milieu urbain (de nombreux réseaux fonctionnant avec des énergies fossiles existent encore en Europe).

Ainsi, en décembre 2018, la directive révisée sur les énergies renouvelables (directive (UE) 2018/2001 prévoyait que chaque État membre augmente au minimum de 1,3 points par an le taux de chaleur renouvelable et de récupération entre 2020 et 2030. Ce qui s'est traduit en France, par des engagements avec un objectif global de 23% d'énergies renouvelables qui a été décliné en une cible de 33 % pour la chaleur renouvelable en 2030. Ce nouvel objectif est compatible avec le cadre fixé par la LTECV et les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.



**Figure 26** : Carte de la capacité de chaleur géothermique pour les réseaux de chaleur en Europe, et position de la filière française au sein de l'EU – bleu clair (puissance installée en prévision en MW) et bleu foncé (capacité géothermique installée en MW) (source EGEC, F Market Report, 2019)

Enfin, **le marché européen des pompes à chaleur géothermiques a franchi le cap des 2 millions d'installations** en 2019. Dans certains pays, comme la Suède par exemple où 90% des systèmes de chauffage installés sont des pompes à chaleur géothermiques, la géothermie de surface est une filière de premier plan montrant ainsi sa maturité pour amener le secteur du chauffage à une plus grande valorisation des énergies renouvelables.

## 4.2. A L'INTERNATIONAL<sup>8,9</sup>

Les tendances observées en Europe sont les mêmes au niveau international.

La production d'électricité est présente dans 24 pays (Europe comprise) et totalisait en 2020 une puissance installée de 15 950 MW. Les projets planifiés indiquent une puissance totale installée qui devrait atteindre 19 361 MW en 2025, **soit une croissance annuelle moyenne de 4%**. Les pays leaders sont respectivement, les Etats-Unis, l'Indonésie, les Philippines, la Turquie, et le Kenya.

<sup>8</sup> Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report - World Geothermal Congress 2020

<sup>9</sup> Direct Utilization of Geothermal Energy 2020, Worldwide Review – World Geothermal Congress 2020

## FICHE FILIERE

### Les géothermies de surface et profonde

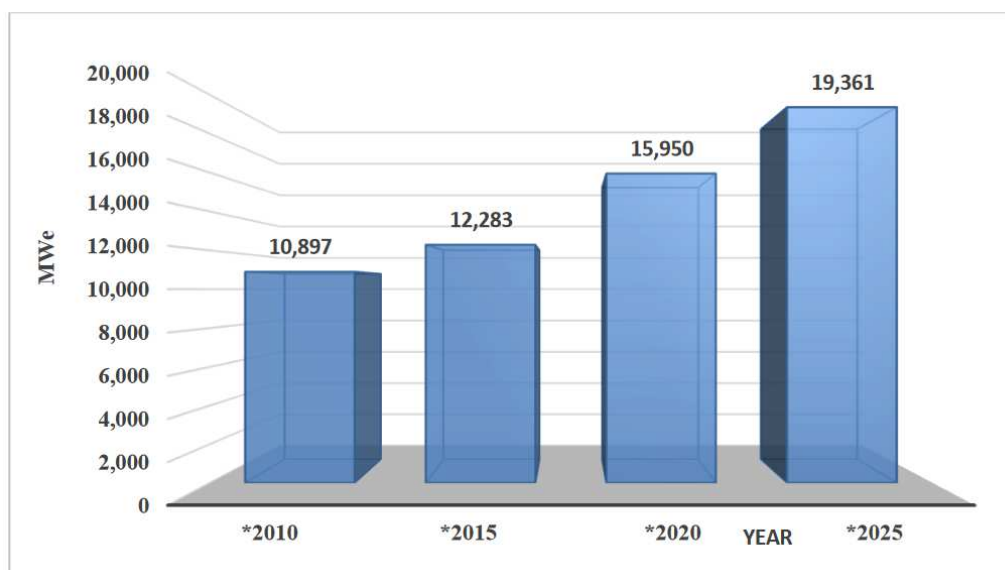


Figure 27 – Production d'électricité géothermique Capacité mondiale installée

Concernant la **géothermie profonde pour les usages thermiques**, la progression annuelle observée entre 2015 et 2020 était de **8,7 %**. En 2020, la puissance mondiale installée s'élevait à 107 727 MW, répartie dans plus d'une soixantaine de pays.

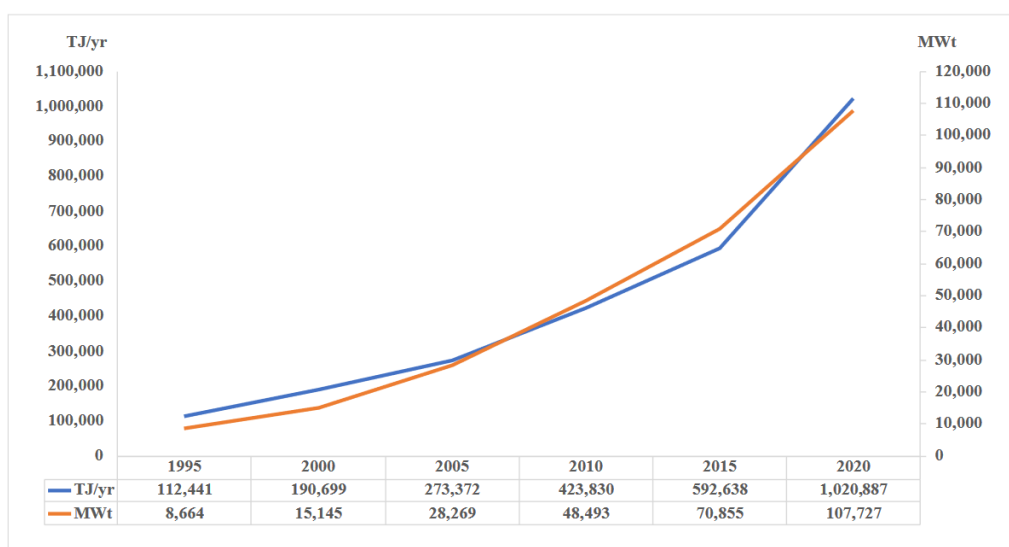


Figure 28 – Géothermie profonde des usages thermiques : évolution de la capacité installée et de la production mondiale de 1995 à 2020

La **géothermie de surface**, enfin, a connu une forte progression ces dernières années (près de **13% par an** en puissance installée depuis 2015). La puissance totale installée en 2020 était de 77 547 MW et le parc mondial installé s'élevait à 6,46 millions d'unités (58 pays ont répondu à l'enquête réalisée pour le World Geothermal Congress de 2020). Pour le particulier, la puissance moyenne des installations est de 5,5 kW. Elle est de 150 kW pour les installations collectives.

## 5. La filière géothermie en France : acteurs et organisation

### 5.1. HISTORIQUE

Comme indiqué, le développement de la géothermie en France remonte aux années 70-80, avec notamment la création du **Comité Géothermie** en 1974, placé dans un premier temps sous la responsabilité du Ministère de l'Industrie, puis à partir de 1982, sous celle de l'**AFME**, devenue par la suite l'ADEME en 1992. Il s'agissait essentiellement, à l'époque, de **géothermie profonde**.

En France, le sous-sol appartenant à l'Etat, qui autorise ou non son exploitation, le **Code Minier** a dû être adapté pour assurer un encadrement réglementaire des opérations, avec la parution en 1978 d'un décret permettant à la fois la recherche et l'exploitation des ressources géothermiques profondes.

En 1979, année du second choc pétrolier, était créé **GÉOCHALEUR**, un organisme ayant pour mission de favoriser le développement de l'utilisation de l'énergie géothermique pour économiser l'énergie importée, avec un objectif social.

En 1981 et 1982 sont mis en place **les fonds de garantie** pour couvrir le risque géologique et dont la gestion est confiée à la SAF-Géothermie (qui deviendra ensuite la **SAF Environnement**), ainsi qu'un dispositif de soutien aux opérations (sous forme d'**avances remboursables**, et de **subventions**).

L'AFME est chargée d'animer cette politique de soutien (un Département géothermie y est créé qui deviendra ensuite une cellule géothermie/réseaux de chaleur à partir de 1987). Cette animation est conduite en **partenariat** avec le **BRGM** qui, depuis sa création en 1959, a pour mission de promouvoir la recherche et l'exploitation des ressources du sous-sol.

#### 5.1.1. Le partenariat ADEME/BRGM

La collaboration entre les deux établissements se traduit notamment par la création conjointe en 1983 de l'**IMRG** (Institut Mixte de Recherches en géothermie) – structure de recherche sur la géothermie, basée au BRGM à Orléans, occupant une trentaine de personnes - et de la **CFG** (Compagnie Française de Géothermie) en 1984, basée elle aussi à Orléans ; CFG – bureau d'ingénierie sous-sol - est restée jusqu'en 1990 une structure avec participations de l'ADEME au capital. L'IMRG sera notamment chargée à la fin des années 80, en lien avec l'AFME, d'un programme prioritaire de Recherche pour résoudre les problèmes techniques rencontrés par les installations du Bassin parisien.

La collaboration est très fructueuse pendant une dizaine d'années (1983-1994), puis devient moins active à partir de 1994 (avec notamment la disparition de l'IMRG cette année-là, puis de la cellule géothermie/Réseaux de chaleur de l'ADEME, la même année, et enfin du Comité Géothermie l'année suivante), et cela jusqu'au début des années 2000. Pendant ces années, le BRGM et l'ADEME poursuivent leur collaboration au travers du programme de R&D de Géothermie Profonde de Soultz-sous-Forêts en Alsace et de quelques actions (information, contrats européens) menées par le CITEG (Centre d'information sur l'Energie Géothermique) – une structure au BRGM rattachée alors au Service Géologique National.

A partir de 2000, la collaboration redevient plus active. L'accent est mis d'abord sur la communication et l'information (avec la création d'outils, comme le site institutionnel ADEME/BRGM consacré à la géothermie [www.geothermie-perspectives.fr](http://www.geothermie-perspectives.fr) rebaptisé récemment [www.geothermies.fr](http://www.geothermies.fr)). Parallèlement, hormis le soutien continu des deux établissements au projet de Soultz-sous-Forêts (ADEME financeur et BRGM président l'EHDRA (l'European Hot Dry Rock, Association regroupant les partenaires scientifiques français et européens du projet)), des activités de R&D sont relancées concernant le Dogger

d'île de France et le champ géothermique de Bouillante. A partir de 2003, l'action conjointe de l'ADEME et du BRGM amène les Pouvoirs publics à mieux reconsidérer la place de la géothermie dans le mix énergétique. Aux actions de communication/Information viennent s'ajouter des actions portant sur la formation, sur la structuration de la filière géothermie, sur la réglementation et l'élaboration de normes ; ces actions concernant essentiellement la **géothermie de surface** alors en émergence. De leur côté, grâce aux compétences des professionnels et du savoir-faire acquis, les opérations de **géothermie profonde** existantes ne posent plus réellement de difficultés et la plupart des réseaux géothermiques se développent, démontrant ainsi l'intérêt de ces solutions. En réponse à la demande des acteurs, l'ADEME anticipe une relance de cette activité en mettant en place en 2006 un nouveau dispositif de couverture du risque géologique. Avec le Débat national sur l'énergie de 2003, puis la loi POPE en 2005, puis le Grenelle de l'Environnement en 2007-2008, la géothermie, moins médiatisée et moins mise en avant que d'autres énergies renouvelables, est à nouveau mieux prise en compte. A l'instar du Fonds chaleur renouvelable qui se construit en 2008 et 2009 avec la géothermie.

### **5.1.2. L'AFPG – Association Française des Professionnels de la Géothermie**

Comme indiqué, le savoir-faire développé par les professionnels a été déterminant pour la géothermie profonde qu'il s'agisse des bureaux d'études sous-sol et surface (CFG, GPC, ANTEA, SERMET,...), des énergéticiens (Dalkia, Cofely, Coriance, Idex), ou des entreprises de forage (Cofor, SMP). Les collectivités locales, ont joué également un rôle essentiel avec la création de Sociétés d'Economie Mixte (SEM) et comme interlocuteur privilégié des pouvoirs publics via l'**AGEMO** (Association des Maîtres d'Ouvrage en Géothermie) au moment où la géothermie profonde était en crise. Cette association a été créée en 1986 et elle regroupe aujourd'hui 24 communes d'Île de France représentant 80% des opérations de géothermie profonde en France. Son rôle est d'aider les maîtres d'ouvrage adhérents dans la gestion quotidienne de leur exploitation de géothermie.

La géothermie de surface se développant et la géothermie profonde étant prête pour une relance avec la réalisation de nouvelles opérations, dans un contexte post Grenelle porteur pour les énergies renouvelables, la création d'une **association nationale** qui regrouperait les professionnels de la géothermie dans son ensemble est apparue comme une nécessité. L'ADEME a donc proposé la création de cette association et facilité sa mise en place en 2010. L'**AFPG** (Association Française des Professionnels de la Géothermie) regroupe aujourd'hui une centaine d'adhérents représentatifs des différents métiers de l'énergie géothermique en France métropolitaine et dans les DROM : foreurs, fabricants et installateurs de pompes à chaleur, gestionnaires de réseaux de chaleur, bureaux d'études, organismes de recherche, fabricants de matériels, investisseurs, énergéticiens. Elle est organisée selon les deux filières géothermie de surface et géothermie profonde.

Ses missions sont définies selon trois axes majeurs :

- **Représenter et fédérer** les professionnels de la filière en France métropolitaine et dans les DROM.
- **Informier** les collectivités, les industriels et les particuliers des ressources et de la diversité de l'offre géothermique.
- **Accompagner** les pouvoirs publics en matière de réglementation, de législation et de démarche qualité.

## **5.2. SITUATION ACTUELLE**

### **5.2.1. Le partenariat ADEME/BRGM**

Le partenariat entre les deux établissements est toujours de mise avec le renouvellement successif de leur l'**accord-cadre** commun. Il se décline annuellement par une convention d'application qui permet d'engager chaque année une douzaine de projets cofinancés à parité pour accompagner le développement de la géothermie en France (site Internet, veille,

travaux sur les normes, organisation de journées de sensibilisation à la géothermie en région, conception de documents d'information, études spécifiques, ...).

### 5.2.2. L'AFPG

Depuis sa création en 2010, l'**AFPG** s'est progressivement structurée et a conforté son rôle d'interlocuteur représentatif de la filière professionnelle. Une convention annuelle passée avec l'ADEME permet d'aider l'AFPG pour la réalisation de nombreuses actions (études de marché, appui technique à la réglementation, communication - dont l'organisation des Journées de la Géothermie -, représentation à l'international, ...); la participation financière de l'ADEME restant dans les limites qu'elle se fixe pour les associations. Depuis 2014, l'AFPG héberge le cluster **GEODEEP**; celui-ci regroupe une quinzaine d'entreprises ayant pour objectif de mener des actions concertées à l'export. Par ailleurs, depuis 2020, l'AFPG représente la France au Comité Exécutif du **Programme de Collaboration Technologique Géothermie (PCT Géothermie)** de l'Agence Internationale de l'Energie (**AIE**) et sa Secrétaire Générale est membre depuis 2019 du nouveau Bureau de l'Association Internationale pour la Géothermie (**IGA**).

### 5.2.3. Comités techniques et animation régionale

#### a) Comités techniques

Deux Comités techniques ont été mis en place ces dernières années avec les professionnels, l'un pour la géothermie profonde, le **CT-GAP**, et l'autre pour la géothermie de surface, le **CT-SAGE**.

Le **CT-GAP** réunit l'ADEME, le BRGM, l'AFPG, l'AGEMO, le SNCU (Syndicat National du Chauffage Urbain), le Conseil Régional Ile de France et la DRIEE (Direction Régionale et Interdépartementale de l'Environnement et de l'Energie). Il vise à tirer parti de l'expérience acquise dans le Bassin parisien pour promouvoir les meilleures pratiques auprès des opérateurs de géothermie sur réseaux de chaleur en Ile de France. C'est un lieu d'échange technique entre professionnels avec des réunions trimestrielles et une réunion plénière annuelle rassemblant tous les professionnels intéressés.

Le **CT-SAGE** a été créé sur proposition de l'AFPG dans le même esprit que le CT-GAP. Il vise à donner une meilleure visibilité aux enjeux propres à la géothermie de surface en traitant plusieurs sujets s'y rapportant (qualification des acteurs, réglementation, techniques en devenir, utilisation du Fonds Chaleur, acceptabilité des projets, ...). Il associe l'ADEME, l'AFPG et le BRGM.

Enfin, il existe deux autres Comités dédiés aux **fonds de garantie**. Ils ont pour fonction de traiter les dossiers relatifs aux opérations garanties ou à garantir :

- Le **Comité AQUAPAC** pour les opérations de géothermie sur aquifère superficiel. Il rassemble l'ADEME, la SAF Environnement, EDF et le BRGM, et se réunit une fois par an en présentiel, avec un traitement des dossiers par échanges téléphoniques ou d'e-mails.
- Le **Comité Technique SAF** ou Comité Technique Géothermie pour les opérations de production de chaleur sur aquifère profond. Ce Comité est présidé par l'ADEME et son secrétariat est assuré par la SAF Environnement. Y participent la SAF-Environnement, l'AFPG, le Conseil Régional Ile de France, la DRIEE, le BRGM, un représentant des maîtres d'ouvrage publics et un représentant des maîtres d'ouvrage privés. Il se réunit en présentiel tous les trimestres.



## b) Animation régionale

Afin d'assurer une meilleure promotion de la filière géothermique en région, des animateurs régionaux ont été mis en place. Leur rôle est d'informer et de conseiller les entreprises et les collectivités sur les solutions géothermiques.

Début 2020, trois régions bénéficiaient de cet appui : Centre-Val-de-Loire, Hauts-de-France et Grand-Est.

La mission d'animation de la filière pour le Grand-Est est cofinancée par l'ADEME, la région, l'AFPG et la société ARVERNE Geothermal. Celle de la région Centre-Val-de-Loire est cofinancée par l'ADEME, la région et l'AFPG, celle de la région Hauts-de-France est cofinancée par l'ADEME, la Région et UniLaSalle.

D'autres régions sont actuellement intéressées pour recruter un animateur géothermie : Nouvelle Aquitaine, Normandie, PACA et Ile de France. L'objectif à terme serait de créer un réseau national avec un ou deux animateurs par région ; l'animation technique de ce réseau pouvant être assurée par l'AFPG et le BRGM, avec le soutien de l'ADEME.

### 5.2.4. Les professionnels de la filière

La géothermie fait appel à des acteurs aux profils très différents entre la géothermie de surface et profonde, entre problématique sous-sol et problématique surface, aussi bien pour les activités de R&D (voir chapitre 6) que pour le déploiement industriel.

Concernant la **géothermie de surface**, l'activité industrielle et commerciale se partage entre foreurs et bureaux d'études sous-sol et surface qualifiés RGE (Reconnu Garant de l'Environnement) – soit à ce jour 67 foreurs, 29 bureaux d'études pour les ressources sous-sol, et 44 bureaux d'études pour l'ingénierie des équipements de surface), des sociétés d'exploitation maintenance, et des installateurs QualiPAC (pour le marché du particulier).

Pour la **géothermie profonde sur réseaux de chaleur**, les principaux intervenants - en dehors des collectivités locales et des sociétés d'économie mixte – sont des énergéticiens comme Dalkia (filiale d'EDF), ENGIE, Cofely et Storengy (filiales d'ENGIE) et des opérateurs indépendants comme Coriance ou IDEX.

Des sociétés de services telles que CFG Services (filiale du BRGM), GPC IP/Geofluid et Antea, sont des acteurs historiques qui participent également à la promotion de la filière.

Pour la **production d'électricité**, (et pour la production de chaleur), on peut citer les sociétés :

- ÉS-Géothermie (créée en 2007), filiale de Electricité de Strasbourg et opérateur des sites de Soultz-Sous-Forêts et de Rittershoffen en alsace.
- Fonroche Géothermie (créée en 2011), avec plusieurs projets d'exploration.
- Géothermie Bouillante, exploitant de la centrale géothermique de Bouillante.
- Storengy, filiale d'ENGIE qui intervient aux Antilles et à l'international, notamment en Indonésie ou au Mexique.
- Un nouvel acteur français, Albioma, qui se développe actuellement dans la géothermie volcanique, notamment dans les territoires d'outre-mer, zone principale de son activité cœur de métier (la production d'électricité à partir de bagasse).
- Eiffage-Clemessy, comme EPC (Ingénierie, fourniture et construction).
- Des sociétés d'ingénierie en géosciences comme TLS géothermics, Teranov.
- Des sociétés de forage (Arvenes Drilling, SMP), des fabricants d'équipements (Vallourec pour les tubes, Cryostar pour les turbines ORC, Enertime pour des ensembles de production d'électricité sur ORC) ....

### 5.2.5. Autres intervenants

D'autres intervenants existent.

C'est le cas du **SER** (Syndicat des Energies Renouvelables) avec sa **Commission géothermie** ou de la **Caisse des Dépôts et Consignations** – un intervenant historique – en tant que gestionnaire, pour le compte de l'ADEME, des fonds de garantie AQUAPAC et Géothermie, via sa filiale la SAF-Environnement. La Caisse est également actionnaire de Géothermie Bouillante.

On peut citer aussi les pôles de compétitivité comme le **Pôle AVENIA** : pôle de compétitivité, dans le domaine des géosciences, et qui regroupe un **potentiel de recherche unique en France sur la filière géosciences**, avec plus de 4 000 chercheurs dans les centres de recherche présents en Aquitaine, tels le CSTJF, l'Institut Carnot ISIFOR, les universités de Bordeaux et de Pau, et d'autres sur l'ensemble du territoire national notamment les EPICs (BRGM, IFPEN, INERIS) avec une centaine d'industriels, dont les leaders mondiaux de l'énergie (Total, ENGIE, EDF, Vermillion, ...) des PME et ETI régionales, comme INT, Drillstar Industries, Well Staff, Verel Europe, SMP ... En chiffres, ce sont 172 membres, 68 projets labellisés, 40 projets financés et 123 millions d'euros de projets financés relevant du domaine des géosciences.

Les **pôles de compétitivité** du secteur de l'énergie sont aussi à citer. Regroupés dans le **collectif Smart Energy French Clusters**, ils sont au nombre de neuf, **Capénergies** (PACA, Corse, Guadeloupe), dédié aux énergies non génératrices de gaz à effet de serre ; **Fibres Energivie** (Grand Est), spécialisé dans l'efficacité énergétique dans le bâtiment ; **Minalogic** (Auvergne Rhône Alpes), spécialisé dans les technologies du numérique ; **S2E2** (Centre-Val de Loire, Pays de la Loire et Nouvelle-Aquitaine), dédié à la gestion des énergies électrique et thermique ; **Derbi** (Occitanie – Pyrénées Méditerranée), centré sur le développement des énergies renouvelables dans le bâtiment et l'industrie ; **Systematic** (île de France), spécialisé en logiciel et numérique pour les secteurs transports, énergie, sécurité, santé, télécommunications ; **Image et Réseaux** (Bretagne, Pays de la Loire), pôle de compétitivité à vocation mondiale spécialisé dans l'innovation technologique ; **Tenerrdis** (Auvergne Rhône Alpes), qui vise à améliorer la compétitivité des filières industrielles des nouvelles technologies de l'énergie grâce à l'innovation ; **Médée** (Hauts de France), une association professionnelle et scientifique en génie électrique au service des projets technologiques et commerciaux des entreprises.

A titre d'exemples, les pôles Avenia et Fibres Énergivie avec l'association Synergile adossée au pôle Capénergies, favorisant la mise en relation des acteurs, ont permis les études pour des tests d'interférence sur le site de Soultz-sous-Forêts (pôle Avenia), ou la labellisation du projet géothermique de Rittershoffen (pôle Fibres Énergies). Le pôle S2E2 en Région Centre Val de Loire a pour sa part accompagné la création de la plate-forme d'essais du BRGM d'équipements de géothermie de surface.

### 5.2.6. Synergies avec d'autres secteurs énergétiques

La géothermie peut profiter de synergies avec d'autres filières. La géothermie de surface avec les filières du bâtiment (le **CSTB** (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment), continue à jouer un rôle moteur pour l'intégration des solutions géothermiques dans le bâtiment, avec par exemple des travaux sur les stockages intersaisonniers ou sur les géostructures, une plate-forme d'essais sur son site de Sophia-Antipolis composée d'un champ de sondes géothermiques, des travaux concernant la qualification de produits), et la géothermie profonde avec les filières de l'industrie pétrolière et du stockage souterrain.

A ce propos, le rapport PIPAME<sup>10</sup>, publié en 2016, avait souligné la nécessité de développer des synergies entre les trois filières du sous-sol (hydrocarbures, géothermie, stockage) car elles reposent sur des compétences (R&D, formation) et des technologies largement communes quant à leur développement.

Leurs différents degrés de maturité suggéraient que des transferts de technologies et de compétences des filières les plus matures (exploration et production de produits pétroliers, stockage d'hydrocarbures) vers les filières les plus jeunes (géothermie profonde et stockage de CO<sub>2</sub>) soient autant d'opportunités d'accélérer le développement de ces dernières.

C'est une tendance que l'on observe ces dernières années, comme cela a pu être montré dans le présent document avec les innovations développées dernièrement en région parisienne (forages sub-horizontaux, forages multi-drains, utilisation de matériaux composites) ou avec un projet comme le projet GEOTREF en Guadeloupe (outils d'exploration).

### 5.3. EMPLOIS DE LA FILIERE

Depuis 2008, l'ADEME dresse chaque année un état des lieux des marchés et des emplois relatifs aux principales activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et au développement des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R).

Pour la géothermie, la dernière enquête menée (chiffres 2019 provisoires) par IN Numéri et qui devrait paraître prochainement indique **une forte croissance**. Le marché et les emplois dans la géothermie sont en effet en hausse de **24%** entre 2017 et 2019. Cette dernière année, le marché a atteint 613 M€ et les emplois 3 760 ETP contre 493 M€ et 3 030 ETP deux ans plus tôt. La hausse concerne aussi bien la géothermie de surface que la géothermie profonde.

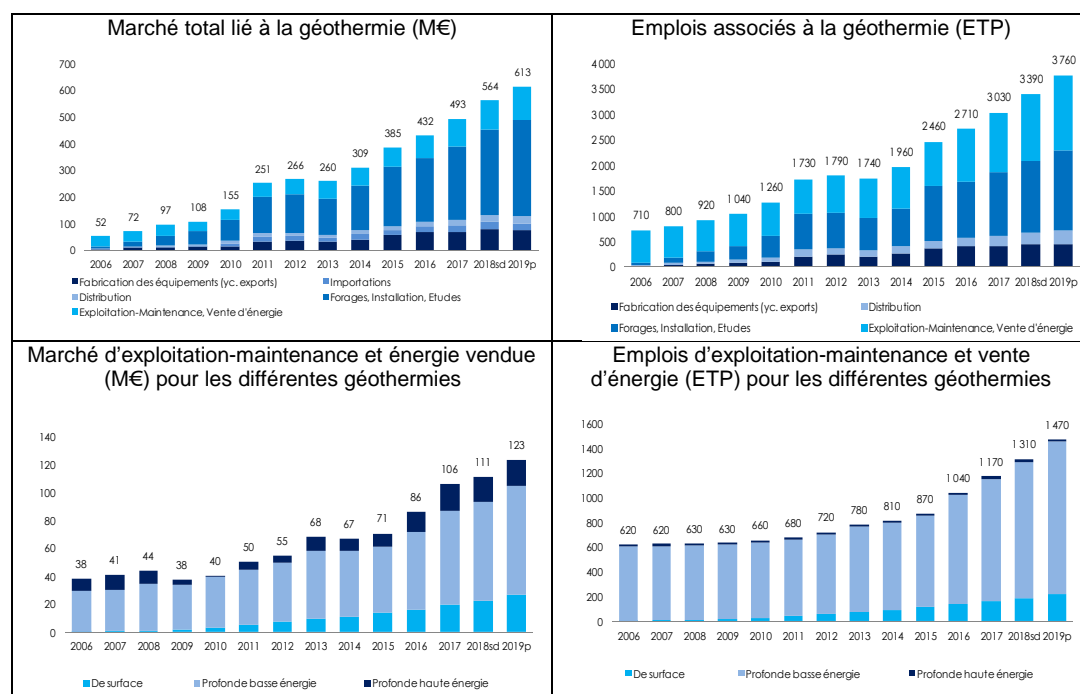


Figure 29 – Marchés et emplois de la filière géothermie en France (ADEME)

<sup>10</sup> Rapport PIPAME, « Enjeux et perspectives des filières industrielles de la valorisation énergétique du sous-sol profond » (DGE)

## 6. La recherche et développement

### 6.1. LES ACTEURS FRANÇAIS

Pour les sujets de recherche et développement, les trois **EPIC** (établissement public à caractère industriel et commercial), que sont le BRGM, l'IFPEN et l'INERIS, avec le CNRS, sont les centres d'excellence en France pour la R&D sur le sous-sol en général.

- **Le BRGM** contribue à des solutions qui pourraient être mises en œuvre aussi bien à l'échelle de sites spécifiques que des territoires, avec des compétences scientifiques et techniques pour explorer, évaluer et exploiter le potentiel du sous-sol et évaluer les risques et les impacts environnementaux liés au sous-sol.
- **L'IFPEN** contribue en modélisation de bassin et d'écoulements, en lien avec les problématiques de circulation des fluides, de pérennité de la ressource et de corrosion dans les puits avec des compétences en procédés et connaissance du sous-sol.
- **L'INERIS** contribue sur les risques pour l'environnement et les personnes, les impacts, les nuisances émergents liés à cette filière, notamment la sismicité induite.

Concernant le **CNRS**, plusieurs universités (Nice, Poitiers, Nancy, Strasbourg, Clermont-Ferrand, Cergy, l'université des Antilles) participent effectivement depuis de nombreuses années à des actions de recherche dans le domaine de la géothermie, essentiellement sur les aspects sous-sol.

Comme indiqué par ailleurs, le **CSTB** est un acteur de la R&D très impliqué sur des sujets intéressant la géothermie de surface et son intégration dans le bâtiment. L'**École des Mines de Paris** également a participé activement dans les années 80 à des projets concernant le stockage intersaisonnier et plus récemment a développé en géothermie son savoir-faire sur les ACV (ACV relatif au pilote EGS de Soultz-sous-Forêts, ACV de la centrale géothermique de Bouillante).

**Les acteurs privés** – ceux pour la plupart cités en 5.2.4 - sont aussi des acteurs de la R&D/innovation (ÉS Géothermie, Storengy, GPC IP, Fonroche, TLS geothermics, ...) avec une implication dans plusieurs projets financés soit par l'ADEME, par l'ANR ou les Investissements d'Avenir.

Au titre de la collaboration public/privé, on peut citer l'existence du **LabEx G-EAU-THERMIE profonde**. Ce Labex est un projet mixte intégrant Electricité de Strasbourg et le GEIE Exploitation Minière de la Chaleur avec les compétences académiques de l'EOST (Université de Strasbourg et CNRS) et l'IMF (Institut de Mécanique des Fluides et des Solides) créé pour une période de huit ans (de 2012 à 2020) afin d'étudier la structure et le fonctionnement des réservoirs géothermiques profonds du Fossé Rhénan Supérieur. Il est devenu récemment l'Institut Thématique Interdisciplinaire (ITI) **G-eau-TE** « Géosciences pour la Transition Energétique : valorisation de l'eau profonde du sous-sol » de l'université de Strasbourg, labellisé pour une durée de huit ans (2021-2028).

Concernant les projets collaboratifs de R&D/innovation, on peut citer aussi la création du **GIS** (Groupement d'Intérêt Scientifique) **GEODENERGIES** en juillet 2015 mobilisant notamment des financements à hauteur de 16,1 M€ apportés par l'ANR au titre des Investissements d'Avenir pour le financement de tels projets. Ce GIS avait pour ambition de développer des briques technologiques manquantes pour favoriser l'émergence de trois filières consacrées à l'exploitation et à la gestion des ressources du sous-sol au service des énergies sans carbone :

- Stockage du CO<sub>2</sub> (temporaire ou permanent).
- Stockage d'énergie (chaleur, électricité sous forme d'air comprimé, d'hydrogène).

- Géothermie de surface et géothermie profonde.

A l'échéance de trois ans, le GIS devait se transformer en un Institut pour la transition énergétique, mais cet objectif n'a pas pu être tenu.

Enfin, au niveau de l'**ANCRE (Alliance Nationale de la Coordination de la Recherche en Energie)**, le groupe programmatique N°2 sur les « **Ressources et usages du sous-sol pour la transition énergétique** » intègre la problématique de la géothermie ; ses domaines d'expertise étant ceux associés aux ressources minérales, aux énergies fossiles, à la géothermie, au stockage souterrain de la chaleur et de gaz à des fins énergétiques (gaz naturel, hydrogène, air comprimé), ou de séquestration géologique du CO<sub>2</sub>.

## 6.2. LA R & D AU NIVEAU EUROPEEN

La filière française est bien représentée au sein des programmes et des instances européennes œuvrant pour la recherche et l'innovation en géothermie.

### 6.2.1. Les instances

Plusieurs instances européennes œuvrent pour le développement des géothermies en proposant des stratégies de recherche et de développement et regroupant tous les organismes de recherche majeurs européens :

- **L'EERA (Alliance européenne de la recherche sur l'énergie) Geothermal** rassemble tous les principaux organismes de recherche européens dans une organisation orientée stratégie R&D. Les participants de l'EERA Geothermal (EERA-JPGE) sont actifs dans la recherche sur l'énergie géothermique allant de niveaux TRL faibles à élevés et collaborent activement dans tous les secteurs.  
**L'EERA-JPGE** oriente ses axes de recherche pour élargir les ressources géothermiques (type, taille et nombre) en vue d'augmenter la production d'électricité et de chaleur, améliorer l'efficacité, la durabilité et la flexibilité dans la production de ressources géothermiques et améliorer l'intégration de la chaleur et de l'énergie géothermiques dans le système énergétique.
- **L'ETIP-DG (European Technology & Innovation Platform Deep Geothermal)** est un groupe de parties prenantes, approuvé par la Commission européenne dans le cadre du Plan technologique stratégique pour l'énergie (plan SET), avec l'objectif principal de permettre le développement de la géothermie profonde et d'atteindre son plein potentiel partout en Europe. L'ETIP-DG rassemble des représentants de l'industrie, des universités, des centres de recherche et des associations sectorielles, couvrant toute la chaîne de valeur de l'exploration, de la production et de l'utilisation de l'énergie géothermique profonde. **A noter que la France compte quatre représentants sur quatorze au Comité exécutif de l'ETIP-DG.** L'objectif principal est la réduction globale des coûts, y compris des coûts sociaux, environnementaux et technologiques.
- **L'ETIP-RHC (Plateforme européenne de technologie et d'innovation sur le chauffage et le refroidissement renouvelables)** rassemble les parties prenantes des secteurs de la biomasse, de la géothermie, du solaire thermique, des pompes à chaleur, du chauffage et du refroidissement urbains et du stockage thermique afin de définir une stratégie commune pour augmenter l'utilisation des énergies renouvelables pour le chauffage et le refroidissement.
- **L'EGEC (Conseil européen de l'énergie géothermique)** est une organisation internationale dont le but est de promouvoir l'industrie géothermique européenne et permettre son développement à la fois en Europe et dans le monde, en façonnant les politiques, en améliorant les conditions des entreprises et en stimulant davantage la recherche et le développement. Il assure le secrétariat de l'ETIP DG et de l'ETIP-RHC.
- **Le SET-Plan (Plan stratégique pour les technologies énergétiques)** composé des représentants des Etats participants, de l'EERA et des ETIP (neuf plateformes dont l'ETIP-DG et l'ETIP-RHC) devrait permettre de dégager des synergies européennes tant

sur le plan des thématiques de recherche et d'innovation que sur la réalisation de démonstrateurs où par ailleurs les français sont bien représentés.

### 6.2.2. Les programmes

Le programme Horizon 2020 (**H2020**) regroupe les financements de l'Union européenne en matière de recherche et d'innovation et s'articule autour de trois grandes priorités : l'excellence scientifique, la primauté industrielle et les défis sociétaux. Concernant ce programme, plusieurs acteurs français de la filière géothermie ont pu s'impliquer sur différents projets ; le projet **MEET** par exemple sur le développement de la technologie EGS en Europe (avec les contributions française d'ES-Géothermie, d'UniLaSalle Beauvais, de Vermillon Energy et d'Enogia), ou le projet **DESTRESS** sur les méthodes de stimulation douce des EGS (associant côté français ES-Géothermie et l'Université de Strasbourg).

On peut citer également, dans le cadre du programme H2020, le **Geothermica ERA NET Cofund Geothermal** (2017-2022) qui combine les ressources financières et le savoir-faire de seize porteurs et gestionnaires de programmes de recherche et d'innovation en géothermie de treize pays dont la France. Son objectif est de lancer des actions conjointes démontrant et validant de nouveaux concepts d'utilisation de l'énergie géothermique au sein du système énergétique et qui identifient des voies pour la commercialisation ; côté participation française, celle du projet **HEATSTORE** avec Storengy et le BRGM, sur les stockages thermiques souterrains, ou celle du projet **ZoDreX** avec ES-Géothermie et le CETIM sur les inhibiteurs de corrosion adaptés à la géothermie haute température.

Au niveau du **NER300**, le programme de financement en faveur des technologies innovantes dans le domaine des énergies renouvelables au sein de l'UE, la géothermie a bénéficié de fonds pour la réalisation de plusieurs démonstrateurs pour la production d'électricité<sup>11</sup>, notamment en Croatie (projet de puissance installée à fin 2019, de 18,6 MWe +75 MWth), en Hongrie (projet d'exploration), en France (projet de puissance installée à fin 2021, de 46 MW).

## 7. Les enjeux scientifiques et technologiques

### 7.1. LA GEOTHERMIE DE SURFACE

Au-delà de la réduction des risques associés aux opérations de forages, des enjeux scientifiques et technologiques subsistent pour que la géothermie de surface prenne une place significative. Certains de ces enjeux sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Géothermie de surface	Enjeux scientifiques, technologiques et de R&D
<b>Evaluer le potentiel géothermique à l'échelle régionale et locale</b>	
Améliorer la cartographie des potentiels	Développement de méthodes moins coûteuses pour déterminer les propriétés thermiques du sol et du proche sous-sol. Elles sont un paramètre clé pour la conception des systèmes de pompes à chaleur sur sondes, mais ne peuvent actuellement pas être estimées de manière fiable sans une mesure in situ impliquant un forage de mesure. Le développement de méthodes permettant des mesures plus rapides est un enjeu majeur.
<b>Améliorer la récupération des ressources d'énergie géothermique</b>	
Développer les solutions pour des échangeurs compacts et des éléments de	Développement de méthodes de calcul efficaces pour simuler des échangeurs géothermiques en boucle fermée dans des configurations autres que les sondes géothermiques verticales. Peu ou pas de travaux ont été réalisés pour modéliser ces

<sup>11</sup> <http://setis.ec.europa.eu/ner300>

structures thermoactivés (radiers ou parois de tunnels de métro par exemple)	échangeurs (échangeurs horizontaux, corbeilles géothermiques ou autres échangeurs compacts, mais aussi structures en parois ou radiers thermoactivés en tunnels de métro par exemple) à un niveau de détail approprié pour les calculs d'énergie horaire pluriannuelle.
Développement de sondes verticales plus rentables	Le forage et l'installation des échangeurs en forage constituent la plus grande partie du coût initial, il est nécessaire de développer des sondes verticales pouvant être installées rapidement et offrant de meilleures performances, afin de minimiser le nombre de forages.
<b>Evaluer et réduire l'impact environnemental</b>	
Evaluer l'impact de la densification des installations en contexte urbain	Identifier et hiérarchiser les impacts potentiels en tenant compte des probabilités d'occurrence et de l'importance des impacts sur la base de l'analyse des conséquences sur le milieu naturel : sur les eaux souterraines (impact quantitatif et qualitatif : îlots de chaleur souterrains) et sur la structure des terrains (désordres, gonflements...)  Caractériser/instrumenter des zones d'études et analyse de retours d'expériences
Produire du froid	La production de froid par géothermie en valorisant son impact pour limiter les phénomènes d'îlots de chaleur urbains et favoriser les synergies entre installations géothermiques voisines plutôt que les interférences
<b>Développer les systèmes hybrides</b>	
Concevoir des pompes à chaleur géothermiques hybrides	Le domaine des pompes à chaleur géothermiques hybrides va continuer de croître. Des applications nouvelles seront facilitées par intégration dès leur conception lors de la simulation globale du système, prenant en compte les interactions simultanées entre les systèmes du bâtiment, les rejets de chaleur supplémentaires et l'échangeur de chaleur à boucle souterraine..
Développement de contrôleurs optimisés pour la gestion énergétique des bâtiments	Des recherches supplémentaires sur les stratégies d'optimisation des pompes à chaleur géothermiques hybrides déboucheront sur la réalisation de contrôleurs optimisés pour une gestion multi-systèmes de l'énergie du bâtiment ou en tant que dispositifs autonomes.
<b>Stocker de la chaleur</b>	
Améliorer les dispositifs de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage)	Acquisition de données de température par fibre optique sur chaque sonde, Stockage, traitement et analyse des données températures en continue (phase stockage et extraction), Optimisation des flux et du stockage d'énergie au sein du BTES, Machine Learning et IA sur le système global BTES et utilisateurs des flux thermiques
Optimiser un stockage intersaisonnier	L'optimisation du design et de la sollicitation d'un stockage intersaisonnier en champ de sondes ou aquifère. La nature complexe du transfert de chaleur dans le sous-sol compte tenu des hétérogénéités des couches et/ou des aquifères et la longue constante de temps des terrains posent certains défis dans la conception et la gestion des stockages.

## 7.2. LA GEOTHERMIE PROFONDE

La géothermie profonde à finalité de chaleur ou d'électricité est **une énergie vertueuse sur le très long terme** qui présente beaucoup d'atouts, mais seulement une fois les freins franchis sur l'aléa géologique, la productivité/injectivité des forages, et la qualité de la ressource prouvée.

Plusieurs axes de R&D ont été identifiés bénéficiant des retours d'expérience sur sites. Comme indiqué par ailleurs, le transfert de technologies du monde pétrolier vers la géothermie profonde est une voie à privilégier. Les axes sont cités ci-dessous :

Géothermie Profonde	Enjeux scientifiques, technologiques et de R&D
<b>Evaluations des potentiels géothermiques à l'échelle régionale et locale pour l'ensemble du spectre des ressources géothermiques identifiées</b>	
Améliorer la cartographie des potentiels	Développement de méthodes d'évaluation du potentiel plus fiables et précises
Développer une acquisition sismique en zone complexe avec un budget contraint	Mise en œuvre et du traitement de ce type d'acquisition pour la géothermie sur la base de nouveaux développements conjointement, en théorie du traitement du signal (compressive sensing) et en acquisition (blending) qui permettent de proposer des modes d'acquisition en diminuant fortement la contrainte géométrique du design orthogonal conventionnel et mieux adaptés des zones à explorer souvent urbanisée ou péri-urbanisée : préfaisabilité.
<b>Améliorer la détection des signaux souterrains</b>	
Améliorer la capacité d'identifier/caractériser les ressources	<b>Identification d'indicateur spécifique à la géothermie avec le déploiement de capteurs 3C lors d'acquisition sismique</b> ; outils rarement utilisés dans le cadre de la géothermie en particulier l'AVO et les études du ratio Vp/Vs
	<b>Identification de la corrélation entre concentration anormale de gaz et présence de failles sur les données de sismique 3D</b> : design et réalisation d'une campagne de mesure de la teneur en gaz : Des anomalies en concentration des gaz tels que radon / CO2 / CH4 peuvent être des marqueurs de failles perméables
Surveillance de la sismicité en secteur faillé	<b>Amélioration du design du monitoring</b> de la sismicité naturelle et utilisation des résultats comme éléments d'identification des failles actives.
	<b>Calibration du réseau sismologique et proposition du design de l'acquisition et méthodologie de traitement</b> : préfaisabilité technique (explosif vs Vibro) et financière. Les algorithmes usuellement utilisés se basent sur des modèles de vitesses très approximatifs pour localiser les événements.
	<b>Inversion du tenseur des moments</b> par analyse de données des séismes induits : passage à une analyse fine de la source sismique (mécanisme au foyer) et analyse du comportement des réservoirs géothermiques.
	Analyser dans quelle mesure <b>le réseau de fibre optique de télécommunication pourrait être utilisé par les opérateurs de géothermie</b> comme capteur sismique pour la détection d'événements



	microsismiques et configuration des paramètres d'acquisition DAS.
<b>Améliorer le forage géothermique et l'intégrité des puits de forage</b>	
Positionnement des puits géothermiques	Optimisation des trajectoires de forage et de l'agencement des puits producteurs/injecteurs sur des projets à 2 doublets en fonction de la géologie structurale. Caractérisation du réservoir à grande échelle par des tests d'interférence inter-projet : calcul de propagation du front de pression et du front thermique. <b>Dimensionnement de l'exploitation d'un réservoir à l'échelle d'un « champ géothermique ».</b>
Stabilité de puits	Analyse de la meilleure stratégie pour les cas de figures récurrents que sont les passages du Lias et de failles à pertes totale en prenant en compte le retour d'expérience sur les forages géothermiques en Alsace : étudier le risque géologique sédimentaire (Lias) et structural (failles) dans le cadre des futurs forages géothermiques avec <b>l'analyse en temps réel des cuttings par infrarouge et recalage de la sismique en temps réel.</b>
Seismic While Drilling (SWD)	<b>Développement d'une méthodologie adaptée à la géothermie afin de produire un VSP</b> (Vertical Seismic Profil) en utilisant le drill bit comme source sismique : Description mathématique de la fonction source d'un drill bit. Design et étude de préfaisabilité pour l'acquisition d'un VSP durant un forage géothermique.
Slimhole	Dans les zones vierges de tout forage, étude de la faisabilité technique et financière de procéder à un <b>slimhole afin de produire des données de calage</b> (vitesse sismique), identification des well top, validation d'intersection de failles, indice de productivité, etc... pour réduire les risques et augmenter les POS (Probability Of Success).
Gestion d'un forage géothermique	<b>Amélioration du process de récupération des boues avec optimisation des diagraphies</b> (bénéfices vs risques) : analyse en laboratoire de l'interaction boue / température en condition quasi réelle et analyse technique de l'apport de chaque diagraphie vs Risques.
Fibre optique de monitoring	<b>Assurer un monitoring temps réel</b> , permettant in fine de réduire les phases d'arrêts de maintenance et d'améliorer le contrôle des forages par déploiement d'une fibre optique entre la formation et le casing (au sein de la cimentation) et qui serait monitorée : température (DTS), déformation / pression (DTSS) et sismicité (DAS)  Mise en place d'une méthodologie de déploiement, mesure distribuée de la pression, outil de traitement des données
<b>Améliorer la récupération des ressources d'énergie géothermique en secteur faillé</b>	
Améliorer les méthodes de stimulation meilleure récupération des ressources géothermiques	Développer <b>des scénarios d'injection à basse pression en vue de stimulation chimique et thermique pour amélioration de l'injectivité/productivité</b> des puits : adaptation en fonction de l'environnement géologique (remplissage et structure des failles), des cinétiques chimiques et réactivité thermique (transport/diffusion)

Développer une modélisation et une cartographie avancées des fractures en temps réel et des circulation de fluide	Développement méthodes géophysiques à partir des puits, notamment via les CSEM (Controlled Source Electro Magnetism)
Quantifier la relation entre l'état de contrainte in situ, la sismicité induite et la perméabilité	Caractérisation et modélisation de l'état de contrainte versus sismicité naturelle : comportement hydromécanique des failles en fonction de leur perméabilité en fonction de scénarios d'injection
<b>Améliorer la surveillance, la modélisation et la gestion des ressources et des actifs géothermiques</b>	
Améliorer la surveillance, la modélisation et la prévision des performances des réservoirs.	<b>Développement d'un monitoring adapté pour établir lignes de base du système</b>
	Amélioration des modélisations et prévisions (y compris les applications des technologies d'apprentissage automatique) pour faciliter une prise de décision et une gestion des ressources meilleures et plus rapides : maîtrise des risques
Développer des traceurs de réservoir avancés et des techniques de déploiement de traceurs.	<b>Traceurs innovants</b> (thermosensibles, nanoparticules...), Méthodologies de test de traceurs et techniques d'interprétation pour identifier et comprendre la réponse dynamique et l'évolution du flux thermique, de la perméabilité, de la pression et de la chimie des fluides du réservoir aux changements des opérations sur le terrain
<b>Gérer et optimiser les Installation de surface</b>	
Standardisation des équipements	Adaptation des matériaux et des designs (têtes de puits, filtres, pompes de production) afin de standardiser les équipements de surfaces (prise en compte des conditions de pression et de température).
Pérennisation des installations de surface	Les saumures géothermales demeurent des eaux qui nécessitent une attention particulière au regard des installations de surfaces en raison des dépôts et de la corrosion induite. De plus, s'agissant de canalisation transportant du fluide géothermale, un suivi en maintenance préventive devra être étudié. Modélisations électrochimiques et procédés de la formation des dépôts (skid de tests mobile), revêtement anticorrosion, étude sur les inhibiteurs et leurs impacts. Mise en place d'une maintenance préventive sur les équipements de surface par des outils d'intelligence artificiel.
Bilan environnemental d'une centrale géothermique chaleur	Mise en place d'une méthodologie de calcul de l'ACV complet (exploration, forage, construction de la centrale et des canalisations, abandon de puits). Impact sur l'acceptabilité des projets par l'apport bénéfique et local de ces projets (emploi, agriculture locale, etc.)
Gestion des déchets	Un déploiement à large échelle de centrales géothermiques puisant des eaux géothermales en contact avec le socle granitique aura pour conséquence de prendre en compte en amont la gestion des déchets de types radiogéniques. <b>Aspect R&amp;D</b> : Travail transverse avec la filière nucléaire sur la caractérisation des déchets radiogéniques et évaluations des protocoles de traitement (construction d'un centre de traitement de référence).

## 7.3. LES MATIERES CONNEXES

### 7.3.1. Bilan des compositions chimiques des eaux géothermales

Les eaux géothermales contiennent des composés chimiques en quantités variables dont les usages et les besoins fluctuent avec les évolutions industrielles. Une analyse et une veille technologique sur les possibles débouchés des matières connexes présentes dans la saumure pourrait être conduite.

**Aspect R&D :** Utilisation des outils de caractérisation avancée sur la composition chimique exacte de l'eau et des dépôts. Analyse du potentiel commercial et stratégique de la ressource.

## 7.4. FOCUS SUR LE LITHIUM

### 7.4.1. Qualification de la ressource

Dans le **Bassin Rhénan**, l'eau géothermale présente une forte concentration en lithium (150 à 200 mg/l) dont plusieurs caractéristiques demeurent non maîtrisées comme sa géo-disponibilité et l'évolution de sa concentration dans le réservoir géothermique profond.

**Aspect R&D :** Identification du processus physico-chimique expliquant les concentrations élevées de lithium, évaluation de la mobilité du lithium dans le réservoir : expériences de lessivage en laboratoire sur les phases porteuses dans les conditions du réservoir.

### 7.4.2. Processus d'extraction : DLE (Direct Lithium Extraction)

S'inscrivant à part entière dans le plan de développement de la géothermie de centrales interconnectées à l'échelle régionale, une standardisation du design surface du processus d'extraction est nécessaire.

**Aspect R&D :** Analyse détaillée du retour d'expérience des pilotes laboratoires, définition du cahier des charges d'une unité industrielle d'extraction de lithium, études d'ingénierie de l'unité industrielle, design pour l'autoconsommation chaleur.

## 8. Les « game changers »

Au regard de la situation actuelle de la production d'énergie géothermique et de son potentiel prouvé, il apparaîtrait utile d'évaluer d'autres usages que les seuls besoins de chauffage urbain ou de production d'électricité dans le cas de la métropole.

Plusieurs filières d'exploitation de la géothermie sont identifiées ci-dessous :

- **La possibilité d'obtenir un label grâce à la production par chaleur résiduelle :** l'écoquartier "Les Portes du Pyla" du groupe Pichet, à la Teste-de-Buch, l'élevage d'esturgeons au Teich montrent qu'il est possible d'utiliser de la chaleur résiduelle venant d'autres activités, notamment des eaux pétrolières.
- **Les productions de chaleurs industrielle et agroalimentaire** pourraient se développer particulièrement dans les zones rurales où la ressource géothermale est déjà prouvée. La réalisation de serres agricoles chauffées par chaleur renouvelable pourrait être un atout supplémentaire (label ENR), en plus des emplois induits. Des couplages avec des procédés innovants du domaine agricole, comme l'aquaponie ou l'élevage d'insectes pourraient être une évolution pertinente envisageable.
- **La co-génération chaleur, électricité et lithium :** la valorisation de l'énergie géothermique en France métropolitaine se fait essentiellement via des réseaux de chaleur. Des réseaux de production de froid ou des boucles tempérées à énergie géothermique font leur apparition dans le paysage. En ce qui concerne la production

d'électricité en métropole, les coûts associés aux gisements existants sont actuellement élevés. **Toutefois, une production combinée d'électricité, de chaleur et de lithium mériterait d'être étudiée sur quelques sites pour en analyser la pertinence, notamment en région Alsace où l'eau géothermale est fortement chargée en lithium (de 150 à 200 mg/l).** Une stratégie de production de cet élément via la géothermie pourrait être évaluée. Des travaux sont actuellement en cours pour mettre au point cette technologie qui est actuellement au niveau d'un TRL de 5 à 7.

**Cette présence en forte concentration de lithium pourrait constituer un apport national à la fabrication des batteries électriques.**

- **La géothermie profonde sèche** : cette technologie consiste à créer un échangeur profond par forage de drains horizontaux. Elle consiste en quelques sorte à reproduire la technologie de sondes, mais en milieu plus profond. La société canadienne Eavor a lancé ce concept il y a peu de temps avec un site de démonstration au Canada qui semble, a priori, donner de bons résultats.
- **La géothermie supercritique** : L'objectif de cette géothermie est de produire de l'eau sous forme « supercritique » ( $T > 374^{\circ}\text{C}$  sous une pression de 150 bars) qui a comme propriétés d'avoir une enthalpie multipliée par 10 permettant d'avoir des centrales géothermiques nettement plus performantes. Le projet islandais IDDP est le plus avancé mais n'a pas encore abouti à une production industrielle d'électricité. Même si ce n'est pour l'instant qu'une voie de recherche la maîtrise de cette nouvelle géothermie très haute température pourrait changer les perspectives de la géothermie.
- Le concept de **stockage d'énergie géothermique par batterie** (Geothermal Battery) est proposé pour fournir un stockage de chaleur à grande échelle et à long terme pour être ensuite récupéré pour un avantage économique. L'eau chauffée en surface (ENRs, chaleur fatale) est ensuite injectée dans les couches géologiques. Cette eau chaude crée un réservoir géothermique à haute température acceptable pour des applications de chaleur directe ou pour la production d'électricité géothermique conventionnelle.

Le stockage souterrain de chaleur n'est pas une idée nouvelle, mais la particularité de ce concept est de considérer des régions dans des bassins sédimentaires avec des formations saturées d'eau à haute porosité, haute perméabilité. Le procédé utilise de l'eau de formation produite / injectée et, par conséquent, ni une alimentation en eau douce, ni un stockage en surface ou une évacuation de l'eau ne sont nécessaires. Des calculs montrent que la quasi-totalité de la chaleur injectée peut être pratiquement récupérée pour certains réservoirs.

## 9. Les enjeux non technologiques

Même si la filière bénéficie d'une image favorable, elle est parfois confrontée localement à des problèmes d'acceptabilité du grand public comme les autres activités liées à l'exploitation du sous-sol, en lien avec les techniques d'extraction et aussi plus spécifiquement pour cette filière de sismicité induite.

### 9.1. LES ENJEUX DE SOCIETE D'AVANTAGE INTERDISCIPLINAIRES

**Les acteurs de cette filière participent à plusieurs programmes de R&D dans les sciences sociales pour intégrer leur activité dans la demande sociétale.**

**Des études d'analyses de cycle de vie (ACV)** concernant la géothermie profonde devraient de nouveau être entreprises pour bien tenir compte des avancées technologiques et de l'augmentation de la puissance des centrales électriques. Ces nouvelles études devraient montrer le caractère décarboné de cette filière.

- Une analyse du cycle de vie a été réalisée par le passé sur quelques opérations exemplaires (site de Soultz-sous-Forêts, Rittershoffen et Bouillante), il serait intéressant de réaliser une ACV sur une opération type du bassin parisien.
- Le résultat pour la centrale de Rittershoffen totalement dédiée à la production de chaleur a montré une production de moins de 10g de CO<sub>2</sub> par an, ce qui la place parmi les meilleures dans le domaines des énergies renouvelables.

Au niveau local, les projets énergétiques du sous-sol profond sont pour une large part confrontés à une sensibilité forte des riverains aux activités touchant au sous-sol. Quel que soit le niveau d'acceptation global de la filière, la conduite d'activités opérationnelles (par exemple forages) soulève des questions de la part des riverains, des ONG et des responsables locaux.

Des guides de communication, d'information interdisciplinaires sont à mener auprès de l'opinion publique, ainsi que des décideurs.

## 9.2. LES ENJEUX DE TERRITOIRE ET L'OPTIMISATION DE SYSTEMES ENERGETIQUES, (RESEAU STOCKAGE ET PILOTAGE)

La géothermie à usage de chauffage urbain ou industriel fera de plus en plus partie d'un écosystème énergétique et sera complémentaire d'autres énergies renouvelables comme la biomasse, le solaire thermique, la chaleur fatale.

En y intégrant la composante du stockage de chaleur, pour cette ressource qui est constante alors que la consommation de chaleur est saisonnière, avec une consommation qui fluctue, il est possible de réinjecter des calories dans le réservoir préservant ainsi la ressource.

# 10. Les enjeux réglementaires relatifs au sous-sol

## 10.1. LA GEOTHERMIE DE SURFACE

Le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015<sup>12</sup> définit et encadre, à titre principal la réglementation des activités géothermiques dite « de minime importance » ou de surface.

Il a simplifié le régime applicable aux installations géothermiques en excluant certaines du régime légal des mines en raison de leur « faible incidence sur l'environnement » et en portant une procédure de déclaration simplifiée pour les installations et les activités de géothermie de minime importance.

Ainsi l'exploitant effectue la déclaration d'ouverture de travaux d'exploitation d'un site géothermique de minime importance, par télédéclaration auprès d'un téléservice dédié à l'accomplissement de ces procédures. Le téléservice délivre une preuve de dépôt de la déclaration des travaux. Dans ce cas, il est prévu que l'exploitant peut engager les travaux dès réception de la preuve de dépôt (article 22-4 du décret n°2006-649 modifié).

## 10.2. LA GEOTHERMIE PROFONDE

En 2019, une ordonnance modifiant les dispositions du code minier relatives à l'octroi et à la prolongation des titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques a été présentée. Son but est de simplifier et de clarifier le cadre juridique existant afin d'inciter les

<sup>12</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000030073515>

acteurs de la filière géothermie à investir davantage dans le développement de cette énergie renouvelable.

Cette réforme facilite le développement des projets par les entreprises et les collectivités en leur permettant de choisir le régime le plus adapté à leurs objectifs durant la phase de recherche, en fonction de la finalité et de la maturité du projet, du degré de complexité, du caractère innovant ainsi que de la durée des travaux.

L'ordonnance n ° 2019-784 du 24 juillet 2019<sup>13</sup> institue pour la géothermie deux nouveaux régimes, l'un « plus complet », l'autre « simplifié » qui, conformément à l'habilitation donnée par l'article 67 de la loi du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance, ne se distinguent plus par la température.

Les titres d'exploration, qui conservent la même dénomination (permis exclusif de recherche pour le régime « le plus complet » et autorisation de recherches pour le régime « simplifié »), sont désormais au choix du demandeur indépendamment de tout critère.

La détermination du titre d'exploitation, dont la dénomination reste la même (concession ou permis d'exploitation) est fonction de la puissance primaire du gîte.

### 10.3. LA REFORME DU CODE MINIER

Démarrée il y a dix ans et repoussée à plusieurs reprises, la réforme du code minier a été intégrée dans le projet de loi « lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets ». L'article 20 du projet de loi prévoit ainsi de renforcer les obligations des exploitants miniers pour la gestion de l'après-mine.

**Cette réforme veut doter l'État des outils juridiques permettant notamment de refuser des permis miniers d'exploration ou d'exploitation pour des motifs environnementaux.**

## 11. Sources documentaires

### Quelques sites pour aller plus loin

[www.allianceenergie.fr](http://www.allianceenergie.fr)

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

[www.geothermies.fr](http://www.geothermies.fr)

[www.afpg.asso.fr](http://www.afpg.asso.fr)

[www.geotref.org](http://www.geotref.org)

[www.brgm.fr](http://www.brgm.fr)

[www.geothermie-soultz.fr](http://www.geothermie-soultz.fr)

[www.geodeep.fr](http://www.geodeep.fr)

[www.guadeloupe-energie.gp/energies-renouvelables/geothermie](http://www.guadeloupe-energie.gp/energies-renouvelables/geothermie)

[www.geothermal-energy.org/](http://www.geothermal-energy.org/)

<https://www.egec.org/>

[www.irena.org](http://www.irena.org)

<sup>13</sup> <https://www.legifrance.gouv.fr/dossierlegislatif/JORFDOLE000038823819/>

### **Quelques ressources documentaires**

COÛT DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION (2020) Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME)

<https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/couts-energies-renouvelables-et-recuperation-donnees-2019-010895.pdf>

TECHNIQUES DE L'INGENIEUR <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/construction-et-travaux-publics-th3/environnement-et-construction-42552210/geothermie-be8590/>

LA GEOTHERMIE EN FRANCE (2019) Etude de la filière 2019 Association Française des Professionnels de la Géothermie

[http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2019/09/AFPG\\_etude\\_marche\\_2019\\_BAT.pdf](http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2019/09/AFPG_etude_marche_2019_BAT.pdf)

LE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES (2018) Cour des comptes – communication à la commission des finances du Sénat

<https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>

POLE INTERMINISTERIEL DE PROSPECTIVE ET D'ANTICIPATION DES MUTATIONS ECONOMIQUES (PIPAME)(2016) Enjeux et perspectives des filières industrielles de la valorisation énergétique du sous-sol profond. Rapport final.

[https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/directions\\_services/etudes-et-statistiques/prospective/Industrie/2016-03-Pipame-Sous-Sol-Profond-rapport.pdf](https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/directions_services/etudes-et-statistiques/prospective/Industrie/2016-03-Pipame-Sous-Sol-Profond-rapport.pdf)

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE 2020 Stratégie française pour le climat (2020) Projet pour consultation du public. Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire [http://www.consultations-publiques.developpementdurable.gouv.fr/IMG/pdf/ppe\\_pour\\_consultation\\_du\\_public.pdf](http://www.consultations-publiques.developpementdurable.gouv.fr/IMG/pdf/ppe_pour_consultation_du_public.pdf)

### **Quelques références réglementaires**

Décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 modifiant le décret n° 78-498 du 28 mars 1978 modifié relatif aux titres de recherches et d'exploitation de géothermie, <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000030073515/>

L'Ordonnance n° 2019-784 du 24 juillet 2019 modifiant les dispositions du code minier relatives à l'octroi et à la prolongation des titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000038821545&categorieLien=id>

Le Décret n° 2019-1518 du 30 décembre 2019 relatif aux titres d'exploration et d'exploitation des gîtes géothermiques est téléchargeable à l'adresse suivante :

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=D4119A04621ECBA4B37ADE77FDDFA234.tplgfr30s\\_2?cidTexte=JORFTEXT000039698393&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000039696466](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=D4119A04621ECBA4B37ADE77FDDFA234.tplgfr30s_2?cidTexte=JORFTEXT000039698393&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000039696466)