

Etat des lieux de la géothermie dans l'outremer français

ADEME - Philippe LAPLAIGE – Service Chaleur Renouvelable - Février 2025

La Guadeloupe, la Martinique, la Réunion, et plus récemment Mayotte, ont fait l'objet depuis les années 1960 de nombreux travaux de géothermie (études exploratoires, forages, thèses, installation à Bouillante de la seule centrale géothermique électrogène actuellement en production en France, ...).

Le présent document dresse, pour chacun de ces territoires, un état des lieux synthétique de ces travaux, des projets en cours et des permis miniers existants validés ou en cours d'instruction¹.

1. LES ANTILLES

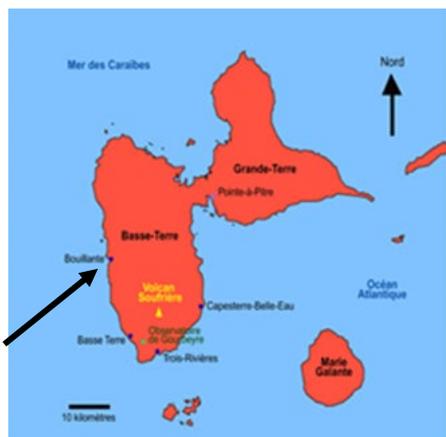
LA GUADELOUPE

La centrale d'électricité géothermique de Bouillante

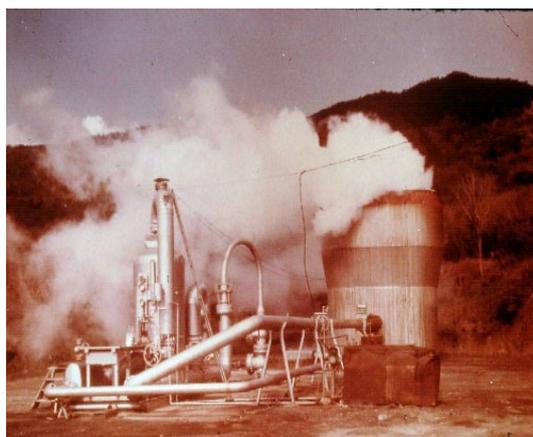
Les premiers travaux exploratoires de géothermie menés en Guadeloupe sont réalisés par le BRGM en **1963** sur la commune de Bouillante. Ils sont motivés par la présence de nombreuses sources chaudes et de fumerolles à l'entrée de la commune. Les principaux travaux comportent un levé géologique et une campagne thermométrique de surface effectuée au moyen de trous de 1,25 m de profondeur. Cette campagne met en évidence des températures comprises entre 30 et 50°C, voir localement de 100°C à côté des émergences les plus chaudes. Une campagne de sondages thermométriques plus profonds est ensuite entreprise avec huit puits d'une profondeur de 10 à 50 m. Les mesures de température effectuées dans ces puits confirment l'existence d'une forte anomalie thermique couvrant la surface de 30 hectares ayant été investiguée.

Sur la base de ces constatations, la société pétrolière EURAFREP réalise entre le début de l'année **1969** et le milieu de l'année **1970** trois puits d'exploration (BO1, BO2 et BO3) d'une profondeur comprise entre 350 et 800 m. Les températures mesurées atteignent 245 °C à environ 400 m de profondeur dans les puits BO2 et BO3. Le puits BO2 s'avère producteur d'un fluide géothermal composé d'eau et de vapeur d'eau avec un débit d'eau de 120t/h et un débit de vapeur de 35 t /h à 160°C.

¹ Pour une information plus détaillée, voir le rapport du BRGM publié en octobre 2023 et rendu public le 18 février 2025. Ce rapport a été rédigé à la demande du gouvernement à la suite de l'adoption de la Loi n°2023-175 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Il dresse un bilan de l'exploration géothermique et des exploitations existantes sur ces territoires, et présente surtout les perspectives de développement et des recommandations en la matière.
Référence : BRGM/RP-72887 – FR – octobre 2023 - Potentialités géothermiques des Zones Non Interconnectées (ZNI) de l'Outre-mer français. Le document est téléchargeable en indiquant sa référence.



Localisation de la commune de Bouillante sur l'île de Basse Terre



Tests de débits réalisés sur le puits BO2 dans les années 1970 (©BRGM)

Après quelques travaux géophysiques complémentaires, un 4^{ème} forage exploratoire (BO4) est réalisé en deux phases - jusqu'à 1 200 m de profondeur entre mai et juillet 1974, puis jusqu'à 2 500 m de profondeur entre avril et juin 1977. Ce puits s'avère très faiblement producteur.

Sur la base des résultats de ces forages, EDF décide en **1978** d'engager l'étude d'une centrale géothermique de production d'électricité d'une puissance nette de 4,2 MW alimentée en vapeur par le puits BO2.

La construction du groupe turbo-alternateur débute en usine en 1981 et la centrale est mise en service en **1986**. Elle est 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 la Compagnie Française de Géothermie (CFG), 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.



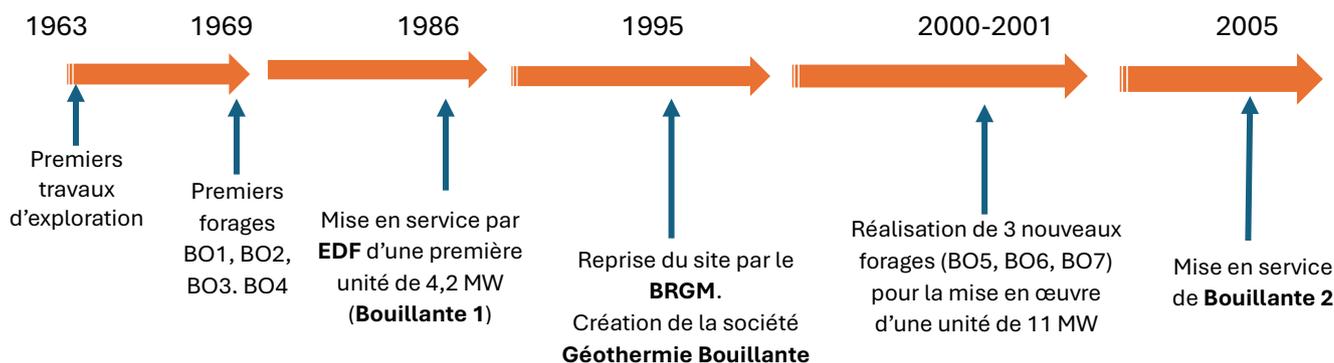
Vue aérienne du bourg de Bouillante et de la centrale géothermique (encadré) à l'entrée du bourg ((©Géothermie Bouillante)



Vue aérienne de la centrale géothermique (©Géothermie Bouillante)

En **1999**, un projet de développement de la capacité du site est proposé par Géothermie Bouillante avec la réalisation d'une nouvelle centrale de 11 MW. Trois forages profonds (BO5, BO6 et BO7) sont réalisés en 2000-2001, sur les hauteurs de Bouillante, recoupant des failles productrices à 1 000 m

de profondeur. La réalisation de ces forages est 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. La nouvelle centrale (Bouillante 2 ou B2) est mise en service en **2005**.



En **2009**, Géothermie Bouillante obtient de l'Etat une concession minière de 24 km² 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 été conservés et continuent d'assurer l'exploitation du site avec des moyens financiers d'intervention accrus.

Avec une capacité installée de l'ordre de 15 MW, les deux unités (B1 et B2) produisent annuellement, depuis, environ 110 GWh d'électricité, soit 6 à 7% de l'électricité produite en Guadeloupe, avec un facteur de charge annuel moyen² un peu supérieur à 90%.

En **2018**, Géothermie Bouillante étudie la faisabilité d'une augmentation de la production d'électricité du site avec une valorisation énergétique de l'eau séparée. Pour rappel, en tête de puits, le fluide géothermique extrait du sous-sol se présente sous la forme d'un mélange d'eau et de vapeur d'eau à une température voisine de 160°C. En tonnage, les proportions sont de 80% d'eau et de 20% de vapeur d'eau. Les deux phases sont séparées ensuite dans un séparateur, c'est-à-dire dans une enceinte cylindrique où les deux phases se séparent par gravité. La vapeur s'échappe du séparateur par le haut, et l'eau par le bas. C'est ce que l'on appelle l'eau séparée. Une partie de cette eau est réinjectée dans le sous-sol dans le réservoir géothermique via un forage de réinjection, et la majorité de cette eau est mélangée au niveau de la centrale à de l'eau de mer pour abaisser sa température et permettre ainsi le rejet du mélange à une température maximum de 40°C dans la baie de Bouillante.

Le projet de Géothermie Bouillante a donc consisté à extraire de la chaleur de cette eau séparée, avant qu'elle ne soit mélangée à de l'eau de mer, pour produire de l'électricité grâce à une unité ORC (ou centrale à fluide binaire).

La nouvelle unité de production, d'une puissance de 10,3 MW et dénommée **B1bis**, était en cours d'installation en 2024-2025 sur la plate-forme de forage existante créée en 2000 pour la réalisation des puits BO5, BO6 et BO7.

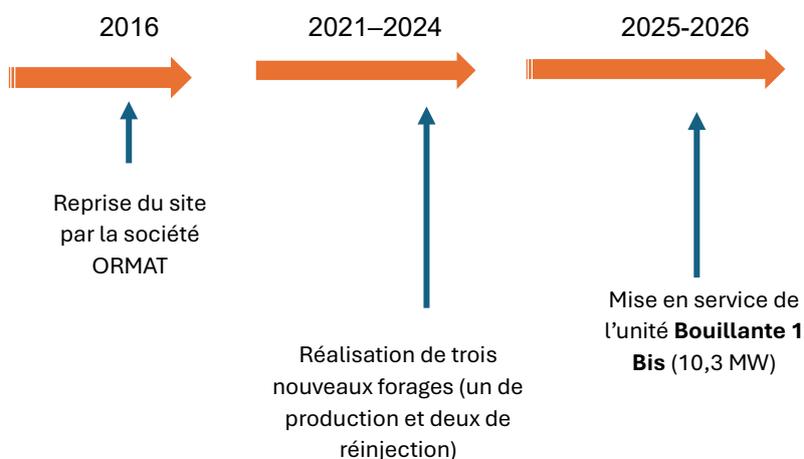
² Facteur de charge annuel moyen : exprime le ratio en pourcentage entre la production d'électricité réelle d'une centrale par rapport à ce qu'elle aurait pu produire à puissance maximale et sur une période continue d'une année. Les centrales géothermiques de production d'électricité présentent le facteur de charge annuel moyen le plus élevé de toutes les centrales de production d'électricité.



Photo 8 : wells BO-6, BO-4 and BO-7 (from the left to the right).

Plate-forme des puits sur les hauteurs de Bouillante (©Géothermie Bouillante)

Cette nouvelle installation devrait produire annuellement 90 GWh d'électricité supplémentaires, portant ainsi la production du site à 200 GWh/an, soit 12 à 13% de la quantité d'électricité produite en Guadeloupe. B1 bis doit entrer en service en 2025-2026. Parallèlement, trois nouveaux puits ont été réalisés (BO8, BO9 et BO12) : deux pour augmenter le volume de fluide à réinjecter dans le réservoir géothermique, et le troisième pour augmenter la production de fluide extrait.



D'ici à 2030, enfin, Géothermie Bouillante devrait étudier la faisabilité d'un nouveau projet de centrale (unité B3) dans le périmètre de sa concession, probablement au nord de la baie de Bouillante, et dont la puissance est estimée à 20-30 MW.

Le projet GEOTREF

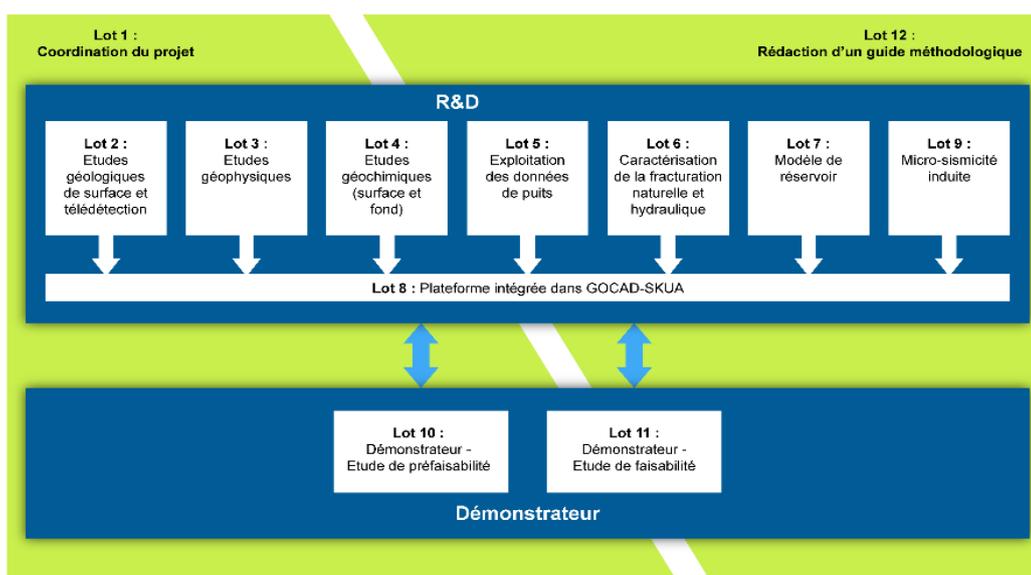
En 2014, les **Investissements d'Avenir (IA)** ont donné leur accord pour l'engagement du projet **GEOTREF** ; un projet soumis à l'**AMI Géothermie** lancé par l'ADEME fin 2011. GEOTREF a pour lieu de réalisation le sud de l'île de Basse-Terre (Permis Exclusif de Recherche de Vieux-Habitants/Sud Karukera attribué en 2016). Il a comme 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 l'île de 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.

Ce projet est porté par deux PME françaises (Teranov et Kidova) et associe neuf laboratoires issus d'organismes de recherche ou d'université, dont l'Université des Antilles.

Les études sont aujourd'hui terminées et ont montré l'existence possible d'une ressource géothermique de haute température dans le secteur de Matouba près du volcan de la Soufrière avec un potentiel évalué à 30 MW.

Une campagne de forages d'exploration préparée et conduite par Storengy (filiale d'Engie) devait être engagée en 2022-2023 pour confirmer l'existence de cette ressource ; Storengy ayant décidé d'arrêter ses activités dans le domaine de la géothermie (décision du groupe Engie en octobre 2023), le projet est actuellement en stand-by dans l'attente de trouver un industriel intéressé en capacité de réaliser les investissements nécessaires.



Le projet GEOTREF et ses différents lots (@GEOTREF)

Le projet INTERREG TEC « Transition Énergétique dans la Caraïbe »

Le projet TEC est un projet financé par le Programme Interreg Espace Caraïbe et porté par la Région Guadeloupe (comme chef de file), l'ADEME, le BRGM et l'OECO (l'organisation des Etats de la Caraïbe Orientale). Il a démarré en janvier 2020 et s'est achevé fin 2023.

Ce projet comportait 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 incluait notamment :

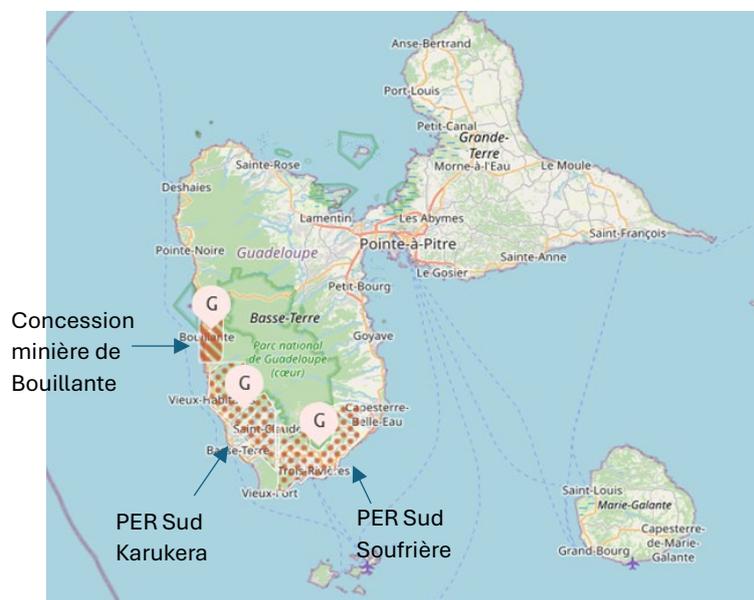
- La mise en place en Guadeloupe d'un **Centre caribéen d'excellence sur la géothermie** ayant pour ambition d'être un centre de ressources pour l'ensemble des îles de la caraïbe.
- La rédaction d'un guide consacré à l'intégration environnementale et sociétale des projets de centrale d'électricité géothermique en milieu insulaire.
- L'évaluation du potentiel des méthodes d'imagerie géophysique pour l'exploration des ressources géothermiques dans le contexte spécifique volcanique insulaire typique de l'arc Antillais.
- Une analyse technico-économique de la production de froid par machine à sorption géothermique en contexte tropical insulaire.

Les documents produits au titre de ce projet sont téléchargeables à l'adresse suivante <https://tec-interreg.com/geothermie/>

Situation sur les permis miniers de géothermie existants en Guadeloupe

Actuellement, la Guadeloupe est concernée par trois permis miniers de géothermie. Les trois sont localisés sur l'île de Basse Terre.

- Une **concession minière**³ de 24 km² couvrant une partie du territoire de la commune de Bouillante, attribuée pour 50 ans en 2009 à la société Géothermie Bouillante.
- Un Permis Exclusif de Recherche⁴ (**PER**) attribué en 2016 à la société Géothermie de Guadeloupe (GdG) pour 5 ans sous le nom de **PER Sud Karukera**. La prolongation de ce permis pour 5 ans supplémentaires est pour l'instant suspendue dans l'attente de la participation d'un industriel au capital de GdG . Il couvre une superficie de 62 km² sur les communes de Baillif, Gourbeyre, St Claude et Vieux-Habitants.
- Le **PER Sud Soufrière**, déposé par la société Albioma le 21 septembre 2020 et toujours en cours d'instruction. D'une superficie de 61,76 km², son périmètre s'inscrit sur les communes de Gourbeyre, St Claude, Capesterre, Vieux Fort et Trois Rivières.



Permis miniers géothermie en Guadeloupe
(Extrait site <https://camino.beta.gouv.fr/>)

³ Concession minière : Il s'agit d'un permis attribué au titulaire d'un PER pour exploiter la ressource géothermale qu'il a mise en évidence. Une concession est attribuée par décret pour une durée maximale de 50 ans.

⁴ PER ou Permis Exclusif de Recherche : c'est un arrêté ministériel qui donne à l'entreprise qui le sollicite un droit exclusif pour mener des travaux d'exploration géothermique à l'intérieur d'un périmètre défini par l'arrêté d'octroi. Un PER est attribué pour une durée de cinq ans. Il est renouvelable.

LA MARTINIQUE

La première campagne d'exploration géothermique en **Martinique** a débuté en 1966 et a duré jusqu'en 1971. Les travaux ont été menés par la société pétrolière EURAFREP en association avec la filiale locale d'EDF (SPDEM).

Zone du Lamentin

Un examen géologique de l'île et une étude géochimique des sources thermales existantes a conduit à limiter cette première phase d'exploration à la prospection de la **plaine du Lamentin** où se situent l'aéroport international Aimé Césaire et une importante zone d'activités, en bordure de la baie de Fort-de-France.



Carte de Martinique et localisation de la Plaine du Lamentin (encadré)

Durant cette phase d'exploration douze forages de gradient d'une profondeur de 75 m à 185 m sont réalisés pour des mesures de température, ainsi qu'un forage d'exploration (LA 101) foré en 1969 jusqu'à 771 m de profondeur. Les mesures de température montrent une forte croissance de température jusqu'à 150 m (91°C) ; au-delà de cette profondeur la température se stabilise (93°C) à 250 m, puis décroît jusqu'au fond (771 m) pour atteindre 70°C. Par ailleurs, des venues d'eau chaude à différentes profondeurs sont observées dans le puits LA1 mais ne dépassant pas 90°C.

En **2000-2001**, des travaux sont repris sur cette zone avec la réalisation par la CFG (Compagnie Française de Géothermie) d'une campagne de trois forages d'exploration en petit diamètre (slim-hole) forés en mode destructif jusqu'à 400 m de profondeur puis en carottage continu jusqu'à environ 1 000 m. Les résultats de cette campagne montrent l'absence en profondeur d'un réservoir de géothermie haute température comme à Bouillante, mais confirment ce qui avait été observé dans le puits LA 101 foré en 1969, avec la présence dans un des trois forages réalisés (forage Californie) de venues d'eau chaude (80-90°C) vers 400 m de profondeur. Cette ressource n'a pas pu être qualifiée en termes de débit, le diamètre trop petit des forages ne permettant pas la réalisation de tels essais.

En **2020**, enfin, l'ADEME avec ses partenaires locaux, lance un **Appel à Manifestation d'Intérêt** pour intéresser des industriels à la ressource géothermique potentielle de la plaine du Lamentin mise en évidence lors de la campagne d'exploration menée en 2000, dans le but d'une production de froid. Le groupement Engie Solutions/Storengy/TLS Geothermics est retenu.

Des compléments d'études doivent désormais être entrepris pour mieux comprendre le système géothermal supposé avant d'envisager la réalisation de forages d'exploration. Au préalable, il était nécessaire pour le groupement de déposer un permis minier qui lui a été accordé par l'administration, après instruction, en septembre 2023 (voir ci-après situation des permis miniers).

Sites haute et moyenne température

À la suite de travaux d'exploration conduits par le BRGM en **2003-2004** sur l'ensemble de l'île, au nord, au centre et au sud, des compléments sont réalisés en **2010-2014** (également par le BRGM). Ils permettent d'identifier deux zones d'intérêt géothermique pour une production d'électricité : l'une au nord (Secteur sud-ouest de la **Montagne 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).

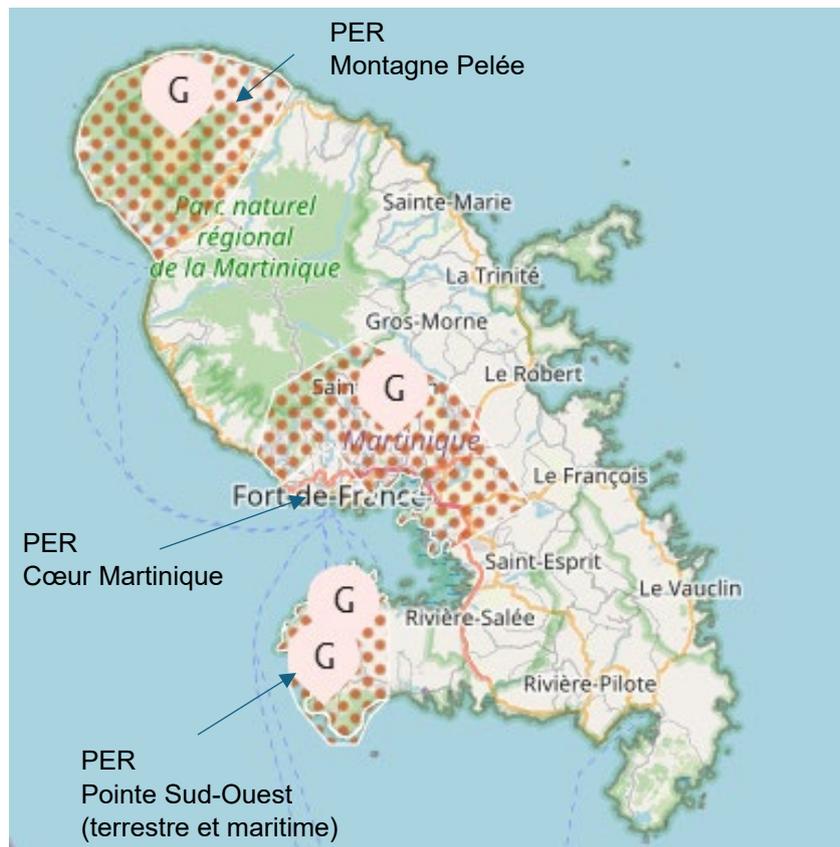
Des demandes de permis miniers ont été déposées sur ces deux secteurs (voir ci-après).

En **2018**, le BRGM poursuit 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 (Rapport BRGM/RP-70387-FR avril 2021).

Situation sur les permis miniers de géothermie existants en Martinique

Actuellement, trois permis miniers en géothermie intéressent des industriels.

- Le **PER Montagne Pelée**, dont la demande a été déposée en avril 2024 par la société Carigen. Il est en cours d'instruction et couvre une superficie de 131,54 km² sur les communes de Grand Rivière Ajoupa-Bouillon, Basse Pointe, Macouba, Le Morne Rouge, Le Prêcheur et Saint Pierre.
- Le **PER cœur Martinique**, déposé le 16 octobre 2020 et validé le 17 septembre 2023. Porté par le groupement Storengy/TLS Geothermics, il couvre une superficie de 133,08 km², sur les communes de Ducos, Fort de France, Le Lamentin, Saint Joseph et Schoelcher.
- Le **PER Pointe Sud-Ouest**, déposé le 24 juillet 2020 et validé le 25 juin 2024. Porté par le groupement Storengy/TLS Geothermics, il couvre une superficie de 54 km², sur les communes des Anses d'Arlet, du Diamant et des Trois-îlets.



Permis miniers géothermie en Martinique
(Extrait site <https://camino.beta.gouv.fr/>)

2. L'OCEAN INDIEN

LA RÉUNION

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 environ 3 000 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 par la région Réunion 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.

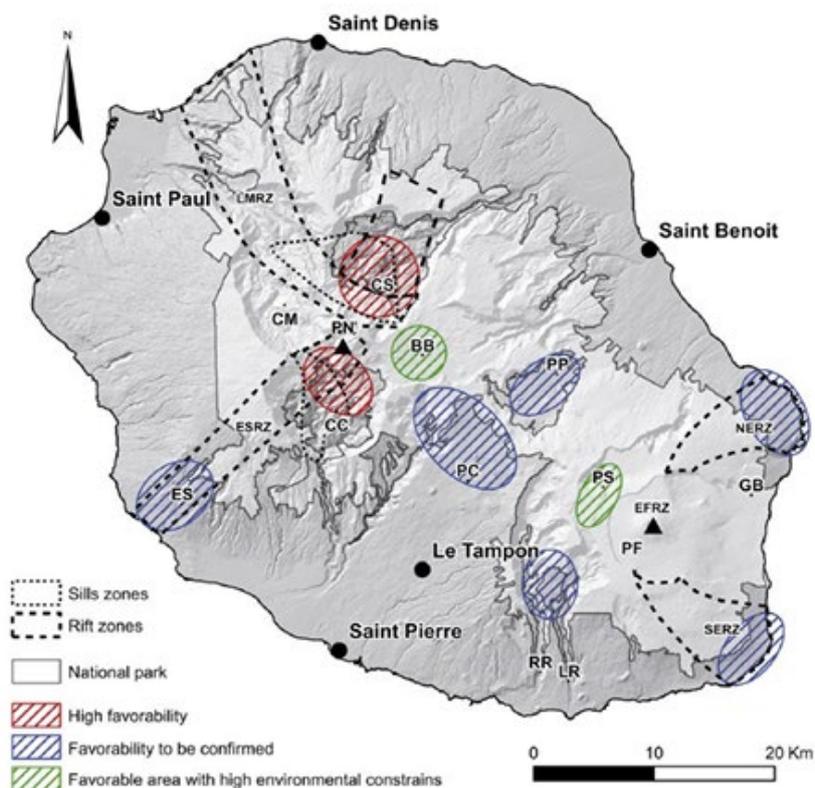
En **2011**, le BRGM propose aux acteurs locaux (Région, ADEME, DEAL) un programme ambitieux de relance de l'exploration géothermique haute énergie (programme **EGHERI**). L'objectif de ce programme est de répondre à la volonté de relancer l'examen du potentiel de production

d'électricité, mais également de chaleur, par géothermie profonde, tout en excluant la zone dite de « cœur » du Parc National, récemment classée au Patrimoine Mondial de l'UNESCO.

Ce programme se décline en plusieurs phases dont les objectifs sont de hiérarchiser les zones d'intérêt, et d'investiguer de nouvelles zones d'intérêt n'ayant pas été suffisamment approfondies dans le passé afin de définir un programme complémentaire d'exploration par forage.

Le programme **EGHERI** est lancé en **2014**. Il associe le BRGM, le Laboratoire Géosciences de l'Université de La Réunion, et le Laboratoire Magma et Volcan de l'Université de Clermont-Ferrand. Une synthèse de toutes les investigations réalisées depuis les années 70 est menée. Elle met en évidence plusieurs zones d'intérêt tenant compte des contraintes environnementales que représente le Parc National :

- des zones d'intérêt avéré des **cirques de Salazie et de Cilaos** (en rouge sur la figure ci-dessous),
- des zones d'intérêt à confirmer (en bleu sur la figure ci-dessous), telles que la **Plaine des Cafres**, la « zone de rift4 » de **l'Étang Salé**, les « zones de rift » du **Piton de la Fournaise**, la **Plaine des Palmistes**, la **rivière Langevin** et la **rivière des Remparts**, nécessitant des investigations complémentaires,
- des zones d'intérêt situées dans des zones à forts enjeux environnementaux (en vert sur la ci-dessous), comme la **Plaine des Sables** et la zone de **Bébour-Bélouve**, présentant des indices favorables, mais qui sont situées dans le cœur du Parc National. Ainsi, la Plaine des Sables constitue-t-elle un site prometteur qui fut retenu dans les années 2000 pour l'implantation de forages mais qui n'ont pas pu être menés à bien (Cf. explications données ci-avant).



Secteurs d'intérêt et potentiel pour la géothermie à la Réunion (Dezayes et al, 2022)

Perspectives

Extrait du rapport BRGM/RP-72887 – FR – octobre 2023

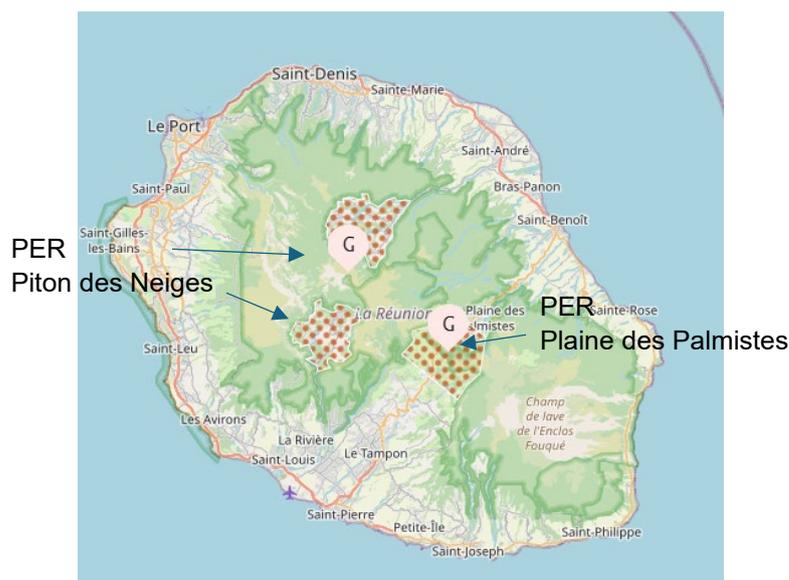
Potentialités géothermiques des Zones Non Interconnectées (ZNI) de l’Outre-mer français

Malgré les nombreuses études d’exploration géothermique réalisées à La Réunion, aucun projet de production d’électricité par géothermie n’a encore vu le jour. Pour autant, et comme suite à la relance des études, des zones d’intérêt géothermique ont été mises en évidence. Le BRGM et l’Université de La Réunion poursuivent les discussions avec les collectivités locales, le Conseil Régional, l’ADEME, la DEAL, sous l’égide de SPL Horizon Réunion, pour définir un programme de travail afin de mieux accompagner les industriels par une connaissance accrue du sous-sol de l’île. Au vu des données et malgré l’intérêt géothermique des zones présenté ci-dessus, il est toujours difficile, à l’heure actuelle, de se prononcer sur une estimation du potentiel géothermique de haute température sur l’île de La Réunion. Néanmoins, en raisonnant par analogie avec la partie est du volcan Kilauea, dans l’île de **Big Island**, à **Hawaï**, dont le volcanisme est similaire à celui du Piton de La Fournaise, on peut être plutôt confiant. En effet, la centrale géothermique de **Pahoa** fonctionne depuis les années 1980 avec une capacité de production actuelle d’environ 30 MW, à partir de 7 forages de production et 5 forages de réinjection, entre 1 220 et 2 134 m de profondeur. Bien que la structure de rift à La Réunion y soit moins développée et plus diffuse, on peut espérer être en mesure d’atteindre sur l’île de La Réunion une capacité de production proche à celle de Hawaï.

Situation sur les permis miniers de géothermie existants à la Réunion

Actuellement, deux permis miniers géothermie intéressent des industriels.

- Le **PER Piton des Neiges**, dont la demande a été déposée en février 2022 par Albioma. Il a été validé pour une période de 5 ans, le 9 mars 2024. Sa superficie de 79,65 km² recouvre les cirques de Salazie et de Cilaos.
- Le **PER Cafres-Palmiste** : déposé par Engie le 15 mars 2021, il est en cours d’instruction. Il couvre une superficie de 55,86 km², sur les communes de la Plaine des Palmistes et du Tampon.



Permis miniers géothermie à la Réunion

(Extrait site <https://camino.beta.gouv.fr/>)

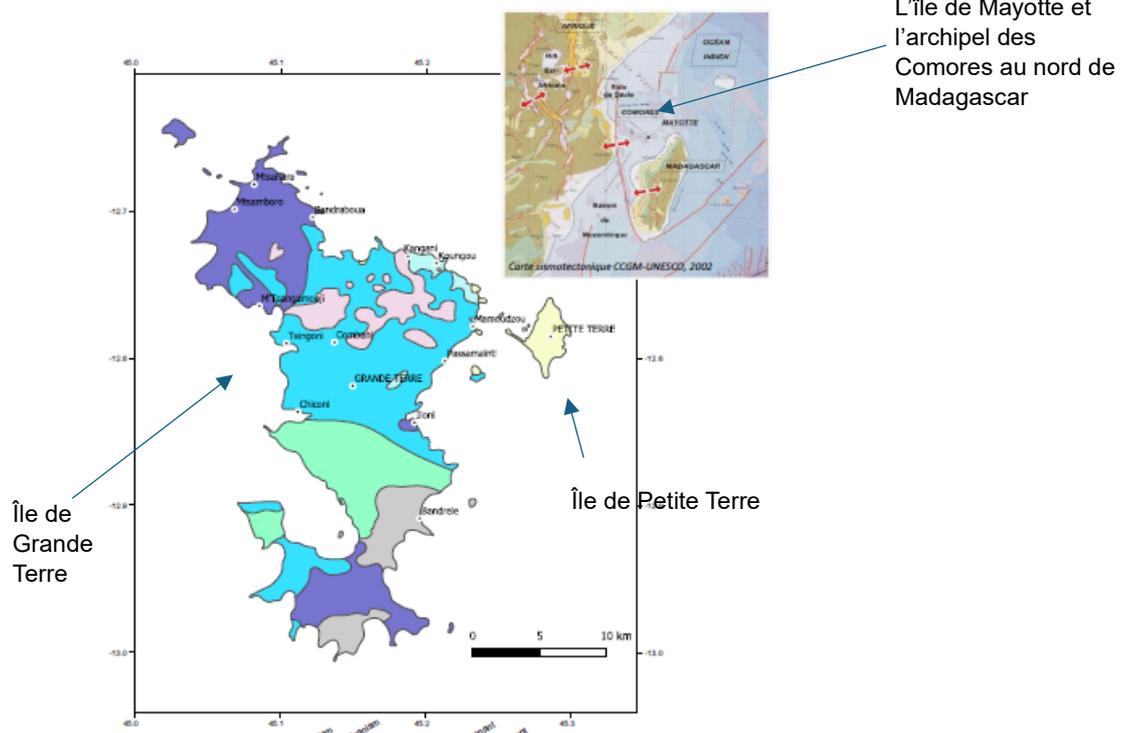
MAYOTTE

L'exploration géothermique à **Mayotte** est plus récente.

Entre **2005** et **2008**, un programme d'exploration géothermique réalisé par le BRGM a permis d'identifier la zone de **Petite Terre** comme un secteur présentant les indices d'une potentielle ressource géothermale active profonde (> 1 000 m) de haute température (> 200 °C) susceptible d'être valorisée pour produire de l'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 intervenue à partir de 2018 au large de Petite Terre liée à l'émergence d'un volcan sous-marin à une quarantaine de km à l'est de Mayotte.

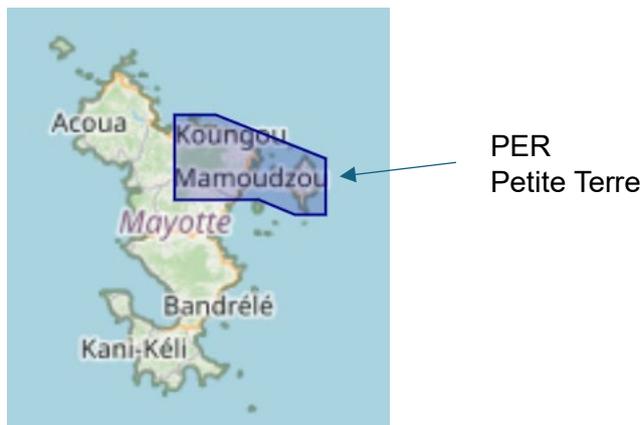
Dans la poursuite de ces travaux, le BRGM a conduit en **2018** et **2019** un programme d'exploration du potentiel géothermique profond de Petite Terre. De nouvelles observations géoscientifiques ont pu être ainsi collectées et ont permis de conclure au fort potentiel géothermique profond de Petite 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.

Depuis, une demande d'attribution d'un nouveau PER a été déposée sur Petite Terre et une étude a été réalisée par le BRGM pour définir l'implantation de futurs forages d'exploration et évaluer leur probabilité de succès (Rapport BRGM/RP-72283-FR - janvier 2023).



Situation sur les permis miniers de géothermie existants à Mayotte

Comme indiqué, une demande de PER couvrant l'île de Petite Terre et une partie de l'île de Grande Terre a été déposée par Albioma. Déposée le 30 juin 2020, elle est toujours en cours d'instruction. Le PER dénommé **PER Petite Terre** couvre une superficie de 145,14 km² et s'étend sur les communes de Bandraboua, Dzaoudzi, Koungou, Mamoudzou, Pamandzi, et Tsingoni.



Permis miniers géothermie à Mayotte
(Extrait site <https://camino.beta.gouv.fr/>)

3. L'OCEAN PACIFIQUE

Plusieurs travaux ont été menés récemment par le BRGM en Nouvelle-Calédonie et en Polynésie Française, mais les résultats ne sont pas concluants (absence d'indices de ressources géothermales à moyenne ou haute température).