

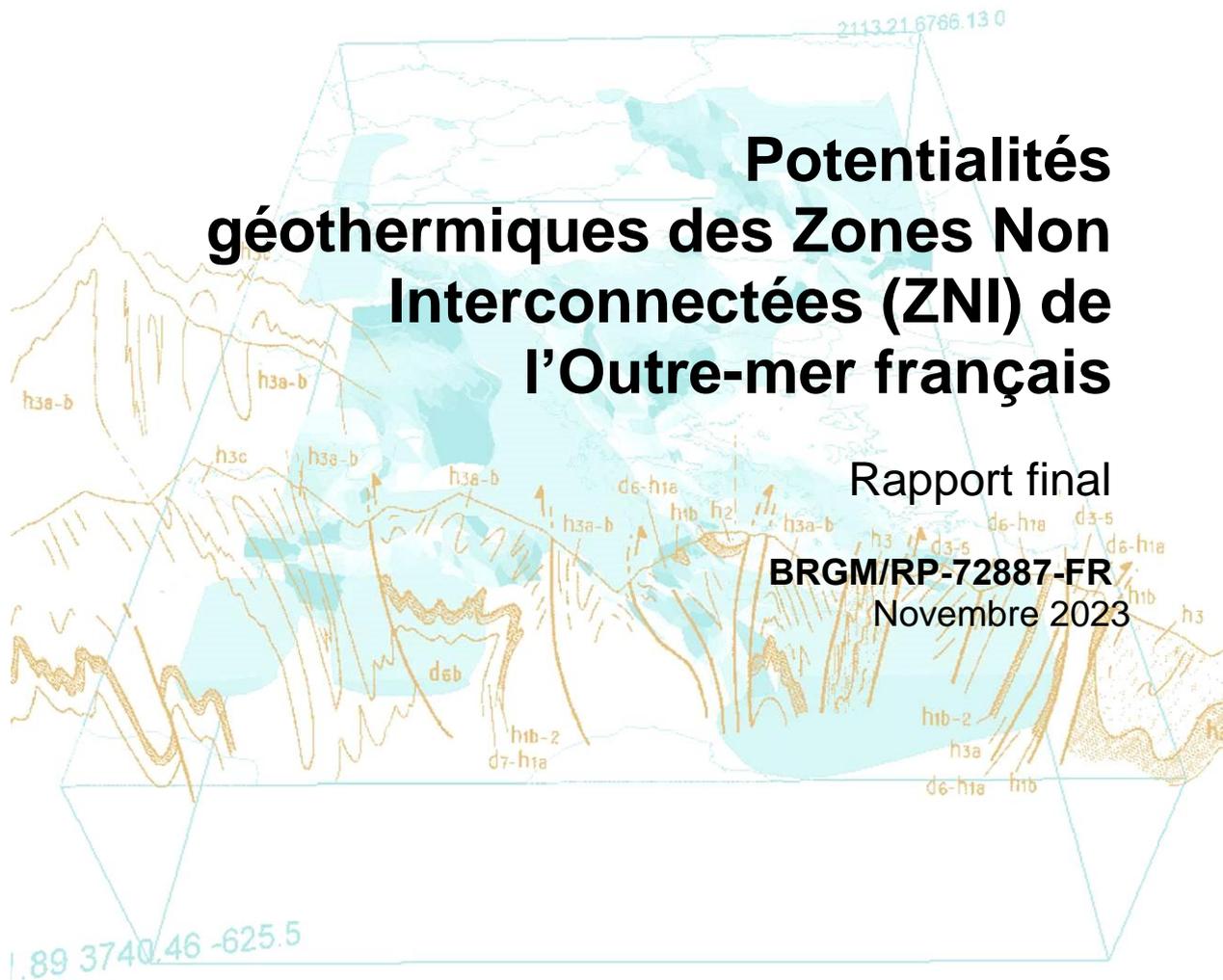
Document à accès immédiat

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

Rapport final

BRGM/RP-72887-FR

Novembre 2023



Document à accès immédiat

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

Rapport final

BRGM/RP-72887-FR

Version finale du 22 novembre 2023

Étude réalisée dans le cadre des projets d'appui aux politiques publiques

Sanjuan B., Dezayes Ch., Maragna Ch.,

Vérificateur :

Nom : Mompelat J.-M.

Fonction : Directeur des Actions Territoriales

Date : 16/10/2023

Signature :



Approbateur :

Nom : Didier C.

Fonction : Directeur des Géoressources

Date : 27/10/2023

Signature :



Le système de management de la qualité et de l'environnement du BRGM est certifié selon les normes ISO 9001 et ISO 14001.

Contact : qualite@brgm.fr

Avertissement

Ce rapport est adressé en communication exclusive au demandeur, au nombre d'exemplaires prévu.

Le demandeur assure lui-même la diffusion des exemplaires de ce tirage initial.

La communicabilité et la réutilisation de ce rapport sont régies selon la réglementation en vigueur et/ou les termes de la convention.

Le BRGM ne saurait être tenu comme responsable de la divulgation du contenu de ce rapport à un tiers qui ne soit pas de son fait et des éventuelles conséquences pouvant en résulter.

Votre avis nous intéresse

Dans le cadre de notre démarche qualité et de l'amélioration continue de nos pratiques, nous souhaitons mesurer l'efficacité de réalisation de nos travaux.

Aussi, nous vous remercions de bien vouloir nous donner votre avis sur le présent rapport en complétant le formulaire accessible par cette adresse <https://forms.office.com/r/yMgFcU6Ctq> ou par ce code :



Mots clés : Géothermie, Électricité, Chaleur, Outre-mer, Îles volcaniques, Guadeloupe, Martinique, La Réunion, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon.

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

Sanjuan B., Dezayes Ch., Maragna Ch., 2023. Potentialités géothermiques des Zones Non Interconnectées (ZNI) de l'Outre-mer français. Rapport final BRGM/RP-72887-FR, 144 p., 9 tabl., 69 fig., 2 ann.

Synthèse

Ce rapport, commandé par la Direction Générale de l’Energie et du Climat (DGEC) au BRGM, a pour objectif de répondre, dans le cadre du contrat d’objectifs, de moyens et de performance Etat-BRGM 2023-2027, à l’article 107 de la loi relative à l’accélération de la production d’énergies renouvelables (texte élaboré par la Commission mixte paritaire), dans lequel il est mentionné : « le Gouvernement remet au Parlement un rapport sur les potentialités relatives à la géothermie dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain, en particulier à La Réunion ». En accord avec la demande de la DGEC, le périmètre de l’étude comprend 4 autres territoires insulaires : la Guadeloupe, Martinique, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon.

Cette étude, qui présente rapidement les différents types de géothermie, rappelle également les principaux objectifs des Programmations Pluriannuelles de l’Energie (PPE) dans les cinq territoires concernés et, en annexe, celle de la métropole pour comparaison. Elle présente ensuite, pour chacun des territoires, leur cadre géologique et les travaux d’exploration géothermique antérieurs afin d’en déduire les perspectives futures pour le développement de la géothermie par rapport aux connaissances géologiques actuelles et si une politique volontariste soutenait ce développement. En annexe, un bilan des mix énergétiques actuels sur ces territoires indique la contribution de la géothermie en tant que productrice d’électricité.

La géothermie, un potentiel dormant

Il ressort de cette étude que la **Guadeloupe est, en l’état des connaissances, le territoire qui présente les plus fortes potentialités de géothermie**, avec la région de Bouillante qui est, pour l’instant, la seule zone à produire de l’électricité d’origine géothermique, depuis 1986 (capacité de production actuelle de 15 MWe qui va très bientôt passer à 25 MWe). Située à l’intersection de 2 systèmes de failles régionaux majeurs ancrés en profondeur et bénéficiant d’une alimentation en eau exceptionnelle (mer des Caraïbes et forte pluviosité), le champ géothermique de Bouillante, géré par la société Géothermie Bouillante, permet déjà de fournir 6% des besoins d’électricité annuels de l’île, classant ainsi la Guadeloupe dans le top 12 mondial des territoires dont la contribution en électricité d’origine géothermique est la plus importante. De surcroît, les études d’exploration géothermique menées par le BRGM dès les années 1995 ont montré que son potentiel de développement reste encore très important. A partir de ces travaux et des connaissances qui ont été acquises sur la portion de champ actuellement exploitée, sur laquelle 9 forages profonds ont été réalisés, il a été estimé que **plus de 50 MWe supplémentaires** pourraient venir s’ajouter à la capacité de production actuelle, conduisant ainsi la Guadeloupe à produire plus de 30% de ses besoins annuels d’électricité à partir de la géothermie haute température, dès les années 2030-2035. Par ailleurs, deux zones autour du volcan actif de la Soufrière pourraient accroître la capacité de production électrique de l’île si des forages profonds d’exploration venaient à confirmer les ressources géothermiques escomptées, d’après les travaux d’exploration de surface.

Pour ce qui est des autres îles, **il n’existe, actuellement, aucune production d’électricité d’origine géothermique**. Si les travaux d’exploration géothermique de surface ont été nombreux sur les îles de la Martinique, de La Réunion (depuis 1970-1980 pour les deux premières) et de Mayotte (depuis 2005), **les forages profonds d’exploration pour confirmer ou invalider les résultats de ces travaux demeurent largement insuffisants (4 dans la région du Lamentin en Martinique et 2 dans le cirque de Salazie et au Grand Brûlé, à La Réunion)**. Pour la Martinique et Mayotte, des travaux d’exploration de surface complémentaires ont pu bien avancer et **plusieurs sites d’implantation de forages d’exploration profonds sont proposés**.

Cette étape cruciale de réalisation de forages profonds, nécessaire pour estimer le potentiel géothermique d'un secteur (notamment à partir du débit de fluide de production, paramètre majeur, qui ne peut être obtenu qu'en effectuant des essais de production sur forages), **est désormais indispensable pour envisager le développement de projets.**

En **Martinique et à Mayotte**, les zones d'implantation de forages d'exploration définies prioritairement devraient permettre à des industriels de réaliser de tels ouvrages dans les années à venir. En ce qui concerne la région de la Montagne Pelée, en Martinique, classée prioritaire pour son potentiel en ressources géothermiques de haute température, des études complémentaires de prospection de surface sont nécessaires pour proposer des implantations de forages d'exploration profonds.

Sur l'île de **La Réunion**, où se trouve le Piton de la Fournaise, un des volcans les plus actifs au monde, il existe un énorme potentiel de chaleur. Le forage profond réalisé à Salazie, en 1985-86, qui a indiqué une température de 185°C, à environ 2100 m de profondeur, en est un témoignage. Malheureusement, sa faible perméabilité n'a pas permis une exploitation géothermique. Le site ciblé par la communauté scientifique comme l'un des plus prometteurs, le secteur de la Plaine des Sables, après la réalisation de nombreux travaux d'exploration de surface, a été écarté suite au classement du Parc National au Patrimoine Mondial de l'UNESCO. En conséquence, le forage profond qui était prévu n'a pas pu être réalisé. Dès lors, les études se sont à nouveau déplacées sur le Piton des Neiges où des zones d'implantation de forage à des échelles de quelques centaines de mètres ont été proposées. De plus, des études complémentaires d'exploration de surface sont envisagées dans des régions telles que la plaine des Cafres, la plaine des Palmistes, Etang Salé, rivière des Remparts, ou rivière Langevin. Actuellement, il n'est pas facile de donner une estimation du potentiel géothermique à La Réunion. Cependant, il faut noter que la centrale géothermique de Pahoia dans la partie est du massif volcanique du Kilauea, dans l'île de Big Island, à Hawaii, dont le volcanisme est similaire à celui du Piton de La Fournaise, fonctionne depuis les années 1980 avec une capacité de production actuelle d'environ 30 MWe. Bien que la zone de rift soit moins développée à La Réunion, il y a de bons espoirs d'y trouver un système géothermique exploitable.

Pour l'ensemble de ces îles, si l'environnement volcanique est favorable à la présence de chaleur, il est indispensable, en contrepartie, d'intégrer la prévention des risques volcaniques et sismiques dans le développement de la géothermie dans le voisinage d'un volcan actif.

Enfin, pour l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, pour lequel aucune étude d'exploration géothermique n'a été réalisée jusqu'à maintenant, le seul potentiel résulte du développement de la géothermie basse à très basse température pour la production de chauffage.

Bien évidemment, toutes les zones qui **hébergent également des systèmes géothermiques de basse température** sur les îles de la Guadeloupe, la Martinique, La Réunion et Mayotte peuvent servir à différents usages directs de la chaleur (thermalisme, séchage de produits agricoles, etc.), ce qui semble être un excellent complément à la production d'électricité et aux besoins divers en énergie de ces îles. Une étude récente menée par le BRGM sur la production de froid *via* des machines à sorption à partir de ressources géothermales à une température de l'ordre de 90 à 110°C a donné des résultats plutôt encourageants. Bien qu'à un stade encore théorique, ce type de production pourrait être pertinent dans zone proche de Fort-de-France, qui comprend les sources thermales d'Absalon, de Didier et de la plaine du Lamentin, où des ressources géothermiques relativement peu profondes à 90-110°C ont été détectées par forage.

Le contexte des îles d'Outre-mer aux Antilles et à Mayotte est malheureusement plutôt défavorable au développement de la géothermie de très basse température sur PAC (Pompe à Chaleur) en raison des températures élevées de leurs climats et de leurs aquifères superficiels, qui n'impliquent pas d'écart de température suffisant pour fonctionner en chauffage (peu de besoin) comme en rafraîchissement. En revanche, le développement de technologies de rafraîchissement pourrait être intéressant sur certaines zones de La Réunion dans la mesure où l'écart entre la température ambiante de l'air et celle des aquifères superficiels peut être plus important. A ce titre, une première étude est en cours de réalisation à La Réunion, sur le Territoire de la Côte Ouest, avec une échéance à mi-2024.

Comment accélérer le développement de la géothermie dans les ZNI ?

Afin d'accélérer le développement de la géothermie dans les ZNI, il est recommandé, en priorité, de procéder à des **simplifications administratives des montages de projets et de mieux couvrir le risque financier de ne pas trouver de ressources exploitables** (risque géologique par analogie au fonds de garantie existant en métropole), dans l'objectif de soutenir les industriels du secteur qui s'intéressent au développement de ce type d'énergie dans ces îles. **Il nous semble également primordial que des forages profonds soient réalisés rapidement, afin de compléter la caractérisation du potentiel géothermique dans les zones déjà sélectionnées sur les quatre îles.** De tels forages sont indispensables pour lever les incertitudes concernant les gisements et permettre une meilleure estimation du potentiel géothermique.

Il est grand temps de combler **le nombre insuffisant de forages profonds réalisés sur ces îles (15 au total en exploration/exploitation confondus) depuis les années 1970**, comparé à celui du développement de la plupart des autres champs géothermiques dans le monde, et de manière encore plus flagrante, par rapport à ceux réalisés dans le domaine des hydrocarbures. Il est certain que la mise en place d'un fonds de garantie ou d'une aide financière pour des projets de production d'électricité en contexte volcanique, notamment pour réaliser des forages profonds dont le risque d'échec et le coût sont importants en début de projet, serait un atout pour le développement de ce type d'énergie, tout comme cela l'est pour la production de chaleur géothermique en métropole, notamment dans le Dogger du Bassin de Paris, pour lequel elle continue de contribuer à sa réussite, et dans d'autres aquifères moins connus comme ceux, par exemple, du Bassin d'Aquitaine.

Le potentiel géothermique est défini par le produit de la température du réservoir et de son débit d'exploitation. Or, si la température est généralement facile à estimer et bien présente dans les îles volcaniques, l'estimation du débit est beaucoup plus difficile à prédire, et par là même, la puissance exploitable. Certains projets, comme à La Réunion, ont d'ailleurs été abandonnés dans les années 1980 pour le manque de productivité des forages. Depuis les années 2000 et même plus récemment, se développent de **nouvelles technologies d'exploitation** qui permettent soit d'améliorer la productivité (techniques EGS, multi-drains, multi-stage fracturing) ou carrément de s'affranchir de la présence d'un fluide (deep closed-loop, single well). Le développement progressif de ces technologies résulte, en grande partie, des avancées significatives dans les techniques de forages dont la géothermie commence à bénéficier.

Même si beaucoup moins impactante sur l'environnement que l'utilisation d'hydrocarbures, la réalisation de projets de géothermie sur ces territoires, où l'espace est limité et fragile, peut entrer parfois en conflit avec les exigences de protection des milieux naturels, les contraintes foncières ou l'activité touristique qui constitue souvent le moteur économique de ces îles.

Il est donc important de prendre en compte, très en amont, dans les projets de géothermie, toutes les contraintes sociétales, économiques et environnementales, ainsi que la maîtrise des risques naturels et industriels, de telle façon que **ces derniers fassent l'objet d'une appropriation par les populations locales** et renforcent l'image et la symbolique de « terre préservée » de ces territoires, qui devient alors un atout pour le tourisme, comme on peut l'observer au Costa Rica.

Enfin, la **mise en place du Centre d'Excellence Caribéen de la Géothermie (CECG)**, en Guadeloupe, soutenu par les pouvoirs publics, qui va bientôt voir le jour, devrait permettre de fédérer tous les acteurs de la géothermie dans les îles, améliorer sa visibilité, accélérer son développement et promouvoir tous ses nombreux avantages sur les territoires ultramarins. Ses atouts et multi-usages font d'elle une des EnR les plus adaptées à ces territoires et les plus pertinentes à développer dans leur mix énergétique où elle y a toute sa place pour contribuer à atteindre l'objectif fixé d'autonomie énergétique dans les années 2030.

ZNI	Guadeloupe	Martinique	La Réunion	Mayotte	Saint-Pierre-et-Miquelon
% d'EnR dans le mixte électrique en 2022	34%	26%	38%	7%	0%
Dont la géothermie	6% (Bouillante)	0%	0%	0%	0%
Objectifs géothermie PPE 2030 (en MWe)	79	50	0-5	0	0
Secteurs favorables pour la géothermie (température estimée du réservoir)	- Nord et sud de la baie de Bouillante (260°C, plus de 50 MWe) - Soufrière (?°C)	- Anses d'Arlet (180°C) - Montagne Pelée (200°C) - Pitons du Carbet (?°C) - Lamentin (90-110°C)	- Salazie (140-150°C) - Cilaos (140-150°C) - Plaines des Cafres et Palmistes (?°C) - Zone de rift de l'Etang Salé (?°C) - Rivières Langevin et des Remparts (?°C) - Zones de rift du Piton de la Fournaise (?°C)	Petite-Terre: - Sud Dziani (?°C) - Plage de l'aéroport (?°C) - Centre de l'île (?°C) - Offshore Badiniers (?°C)	
Usage potentiel	Electricité et froid	Electricité et froid	Electricité et froid	Electricité	Chaleur

Synthèse du développement de la géothermie dans le mix énergétique des ZNI étudiées.

Sommaire

1. Introduction	15
1.1. Contexte et enjeux.....	15
1.2. Principaux bénéfices de la géothermie dans les ZNI.....	16
1.3. Contraintes locales au développement de la géothermie	16
1.4. Principal objectif du rapport	16
2. Rappels sur les différents types de géothermie	17
2.1. La géothermie, une énergie naturelle, renouvelable et décarbonée.....	17
2.1.1. <i>Une énergie naturelle</i>	17
2.1.2. <i>Une énergie renouvelable et décarbonée</i>	20
2.2. Géothermie de surface	21
2.3. Géothermie profonde.....	23
2.3.1. <i>La géothermie profonde de basse température pour production de chaleur</i>	23
2.3.2. <i>La géothermie profonde de haute température pour production d’électricité/chaleur</i>	26
2.3.3. <i>La géothermie profonde à des températures intermédiaires (80 à 110°C) pour la production de froid au moyen de machines à sorption</i>	31
2.4. Bilan actuel de la géothermie en France.....	32
3. Les objectifs français de géothermie dans les programmations énergétiques.....	33
3.1. La loi de transition énergétique et de croissance verte (LTECV) et la programmation plurianuelle de l’énergie (PPE).....	33
3.2. Objectifs chiffrés de la PPE de 2020 en métropole	34
3.3. Objectifs chiffrés des PPE dans les territoires d’Outre-mer sélectionnés (DROM- COMs).....	35
3.3.1. <i>PPE de l’île de la Guadeloupe</i>	35
3.3.2. <i>PPE de l’île de la Martinique</i>	36
3.3.3. <i>PPE de l’île de La Réunion</i>	37
3.3.4. <i>PPE de l’île de Mayotte</i>	38
3.3.5. <i>PPE de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon</i>	40
3.4. Dispositifs de soutien pour la géothermie dans les territoires d’Outre-mer retenus pour cette étude.....	41
3.4.1. <i>Dispositifs de soutien existants pour la géothermie</i>	41
3.4.2. <i>Loi d’Accélération de la Production d’Energies Renouvelables (LAPER)</i>	44
4. La géothermie profonde dans les territoires d’Outre-mer.....	47

4.1. Antilles (Guadeloupe, Martinique)	47
4.1.1. <i>Cadre géologique et atouts pour la géothermie</i>	47
4.1.2. <i>Guadeloupe</i>	50
4.1.3. <i>Martinique</i>	65
4.2. Océan Indien (La Réunion, Mayotte).....	80
4.2.1. <i>Cadre géologique et atouts pour la géothermie</i>	80
4.2.2. <i>La Réunion</i>	81
4.2.3. <i>Mayotte</i>	91
4.3. Océan Atlantique (Saint-Pierre-et-Miquelon)	96
4.3.1. <i>Cadre géologique de l’Archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon</i>	96
4.3.2. <i>Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques</i>	98
4.3.3. <i>Perspectives pour la géothermie</i>	99
5. Principales conclusions et recommandations	101
5.1. Les ZNI, un potentiel dormant	101
5.2. Le développement de la géothermie à accélérer	105
6. Références bibliographiques.....	107

Liste des tableaux

Tableau 1 - Synthèse des objectifs chiffrés de développement des EnR de la PPE de la Guadeloupe pour la période 2019-2023/2024-2028.....	36
Tableau 2 - Objectifs de développement de la production électrique à partir d’EnR, y compris en autoconsommation, dans la PPE de la Martinique pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023. Les objectifs de développement en 2018 et en 2023 sont fixés par rapport aux puissances existantes, validées avant l’élaboration de la PPE (cf. article 3 du décret n°2018-852 du 4 octobre 2018).	37
Tableau 3 - Objectifs de développement de la production électrique à partir d’EnR, y compris en autoconsommation, dans la PPE de La Réunion pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Les objectifs de développement en 2023 et en 2028 sont fixés par rapport au parc installé en 2018.....	38
Tableau 4 - Objectifs de développement de la production électrique à partir d’EnR, y compris en autoconsommation, dans la PPE de Mayotte pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 par rapport à l’année 2015.	39
Tableau 5 - Objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables fixés dans la future PPE de l’archipel de Saint-Pierre et Miquelon pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 par rapport à l’année de référence 2015.	41
Tableau 6 - Détail des travaux et études menés lors des premières investigations entre 1978 et 1986 sur l’île de La Réunion.....	85

Tableau 7 - Détail des travaux et études menés lors des deuxième phase d’exploration entre 2000 et 2004 sur l’île de La Réunion.	86
Tableau 8 - Objectifs de la PPE de 2020 en matière de capacité installée de production d’électricité renouvelable par filière, en France (en GWe).	123
Tableau 9 - Tableau dans lequel sont reportés quelques indicateurs de la PPE de 2020 mis à jour en 2023 (SDES : Service des Données et Etudes Statistiques ; CITEPA : Centre Interprofessionnel Technique d’Etude de la Pollution Atmosphérique, association sans but lucratif, indépendante, réunissant des experts rigoureux et impartiaux, impliqués dans la protection de l’environnement).	123

Liste des figures

Figure 1 - Structure interne du globe terrestre (rayon de 6 371 km) avec les températures régnant dans les couches internes (99% de la masse de la terre est à plus de 1 000°C). Le forage le plus profond (réalisé en Russie dans les années 70) a atteint une profondeur de 12 km.	17
Figure 2 - Tectonique des plaques et répartition des volcans dans le monde (cercles rouges et noirs). Dans ces zones, le flux de chaleur y est plus élevé ; le magma remonte à la surface et réchauffe les roches qui l’entourent.	18
Figure 3 - Usages de la ressource géothermique en fonction de sa température.	19
Figure 4 - Différents systèmes d’échange avec le sol suivant le type de capteur utilisé.	21
Figure 5 - Carte des ressources géothermales potentielles en France métropolitaine.	23
Figure 6 - Schéma de principe d’un doublet géothermique (un forage de production d’eau chaude et un forage de réinjection de l’eau exploitée dans le sous-sol) pour un réseau de chaleur urbain.	25
Figure 7 - Centrales géothermiques de production d’électricité dans le monde en 2019 (Huttrer, 2020).	27
Figure 8 - Carte de localisation du site EGS de Soultz-sous-Forêts, en France, et d’autres sites EGS, en France et en Allemagne, dans le Fossé rhénan. A droite, schéma de principe de fonctionnement d’un site EGS (sources : Dalmais <i>et al.</i> , 2022 et ES-Géothermie, respectivement).	28
Figure 9 - a) Centrale géothermique à échappement libre ou à contre-pression (après séparation de la phase liquide, la vapeur obtenue est détendue dans une turbine et rejetée dans l’atmosphère) ; b) Centrale géothermique à condensation avec vapeur sèche (la vapeur obtenue en tête du puits de production alimente la turbine. En sortie de turbine, elle est ensuite condensée) ; c) Centrale géothermique à condensation avec vapeur humide (le fluide extrait, constitué de vapeur et d’eau, passe par un séparateur de phase et la vapeur alimente la turbine) ; d) Centrale géothermique à fluide binaire ou Organic Rankine Cycle (le fluide géothermal cède sa chaleur dans un échangeur à un fluide organique qui se vaporise à basse température et se détend dans la turbine) (source : BRGM).	30

Figure 10 - Coût et risque associés aux différents stades de développement d’un projet de géothermie (Gehring <i>et al.</i> , 2012). Le dégradé de couleur reflète le niveau de risque depuis le rouge, représentant un risque important, jusqu’au vert et blanc, représentant un risque quasi nul. La phase de forage d’exploration (Test Drilling), en rouge foncé, constitue la principale barrière de ce type de projet, le coût financier d’un forage pour confirmer l’existence d’une ressource géothermique viable étant très élevé.	34
Figure 11 - Contexte géodynamique de l’arc volcanique des Petites Antilles (modifié d’après Feuillet <i>et al.</i> , 2001).	47
Figure 12 - Coupe est-ouest synthétisant la subduction de la plaque Atlantique sous la plaque Caraïbe (© d’après Mount-pelée.com).....	48
Figure 13 - a) Les arcs insulaires des Petites Antilles et l’évolution volcano-tectonique des différentes îles (d’après Germa, 2008) ; b) Carte des principaux centres volcaniques des Petites Antilles (d’après Joseph, 2008).....	49
Figure 14 - Carte des principales sources chaudes et des deux zones d’intérêt géothermique de haute température, en Guadeloupe (modifié à partir de Bourdon <i>et al.</i> , 2008). .	50
Figure 15 - Position du champ géothermique de Bouillante (ouest de Basse-Terre, zone encadrée en rouge) à l’intersection du système de failles décrochant NNW-SSE de Montserrat-Bouillante-Les Saintes et du système de graben E-W de Marie-Galante (d’après Calcagno <i>et al.</i> , 2011).....	51
Figure 16 - Carte de localisation des principaux appareils volcaniques, failles et manifestations thermales à terre et en mer de la région de Bouillante, en Guadeloupe.	52
Figure 17 - Modèle conceptuel de fonctionnement du système géothermique de Bouillante suivant une coupe N-S, basé sur des données de forages et d’exploration de surface (Bouchot <i>et al.</i> , 2010).	53
Figure 18 - Schéma d’évolution volcano-structurale du complexe Grande Découverte - Carmichaël - Soufrière (source : OVSG-IPGP, tiré de Bourdon <i>et al.</i> , 1988).....	54
Figure 19 - Carte de localisation des principales sources thermales de la région de la Soufrière.	55
Figure 20 - Coupe interprétative de la structure du dôme de la Soufrière et des circulations hydrothermales (d’après Villemant <i>et al.</i> , 2014).	56
Figure 21 - Vue d’ensemble de la centrale géothermique de Bouillante avec les 2 unités de production.....	59
Figure 22 - Vue d’ensemble de la centrale géothermique de Bouillante et localisation des forages.	60
Figure 23 - Historique synthétique de l’exploitation de Bouillante.....	60
Figure 24 - Périmètre de la concession de Bouillante décrétée en 2009 pour une période de 50 ans.....	61
Figure 25 - Projet de connexion par câbles sous-marins envisagé de la Dominique vers la Guadeloupe et la Martinique.....	63
Figure 26 - Carte de localisation des principales sources thermales de la Martinique avec les zones d’intérêt géothermique (d’après Lopoukhine et Mouret, 1977).	65

Figure 27 - Zones prioritaires pour l’implantation de forages d’exploration géothermique en Martinique, suite aux travaux de reconnaissance de surface menés par le BRGM entre 2003 et 2019. Les zones conductrices ont été déterminées à partir de données magnétotelluriques (MT) (d’après Sanjuan <i>et al.</i> , 2005).....	66
Figure 28 - Localisation des principaux appareils volcaniques, failles, sources thermales et affleurements affectés par une altération hydrothermale fossile, repérés dans le secteur des Anses d’Arlet (Gadalia <i>et al.</i> , 2014)	68
Figure 29 - Principale émergence de la source thermale de Petite Anse aux Anses d’Arlet.	69
Figure 30 - Modèle conceptuel proposé pour le système géothermique de Petite Anse dans la zone des Anses d’Arlet (Gadalia <i>et al.</i> , 2014).....	70
Figure 31 - Carte de synthèse du massif volcanique de la Montagne Pelée. Les manifestations hydrothermales répertoriées ainsi que le tracé des structures d’effondrement sectoriel ayant affecté le flanc SO de l’édifice volcanique sont localisés (Le Friant <i>et al.</i> , 2003 ; Gadalia <i>et al.</i> , 2014).	72
Figure 32 - Modèle conceptuel proposé pour le système géothermique de la Montagne Pelée (Gadalia <i>et al.</i> , 2014).....	73
Figure 33 - Carte des structures volcano-tectoniques et des manifestations hydrothermales du massif des Pitons du Carbet (Gadalia <i>et al.</i> , 2014).....	74
Figure 34 - Carte de synthèse du prospect du Lamentin (Gadalia <i>et al.</i> , 2014).	75
Figure 35 - Coupe de la plaine du Lamentin à travers les forages (Gadalia <i>et al.</i> , 2014, après modification de la figure de Traineau, 2001).	76
Figure 36 - Localisation des îles de Mayotte et de La Réunion dans l’Océan Indien.....	80
Figure 37 - Carte simplifiée des principales unités géologiques de l’île de La Réunion d’après Billard (1974). CS : Cirque de Salazie ; CM : Cirque de Mafate ; CC : Cirque de Cilaos ; BB : Bébour-Bélouve ; PC : Plaine des Cafres, PP : Plaine des Palmistes ; PS : Plaine des Sables ; GB : Grand Brûlé ; LR : Rivière Langevin ; RR : Rivière des Rempart ; LMRZ : Zone de rift de La Montagne ; ESRZ : Zone de rift d’Etang Salé ; EFRZ : Zone de rift de l’Enclos Fouqué ; NERZ : Zone de rift nord-est du Piton de la Fournaise ; SERZ : Zone de rift sud-est du Piton de la Fournaise. Etoiles grises : Ilets Chicot et Ilet à Cordes, respectivement au nord et à l’ouest du Cirque de Cilaos.....	82
Figure 38 - Modèle conceptuel du système hydrothermal du Piton des Neiges, d’après les thèses de Bénard (2020) et Paquez (2021). La circulation des fluides se fait majoritairement au travers le système de rift zone et de sills.....	83
Figure 39 - Localisation des sites géothermiques potentiels à La Réunion (figure faite à partir d’une figure tirée du document de synthèse de PB Power, 2002).....	84
Figure 40 - Zones d’intérêt géothermique à La Réunion (Dezayes <i>et al.</i> , 2022).	88
Figure 41 - Zones d’intérêt géothermique dans les cirques de Salazie et de Cilaos (Paquez, 2021).....	89
Figure 42 - Carte volcano-structurale de Mayotte (Nehlig <i>et al.</i> , 2013).	92
Figure 43 - Coupe N-S interprétative des circulations de fluide profond à travers Petite-Terre, d’après Traineau <i>et al.</i> (2006) et Dezayes <i>et al.</i> (2023).	93
Figure 44 - Ensemble des zones potentiellement favorables pour l’implantation de sondages d’exploration et priorités retenues sur l’île de Petite-Terre (Dezayes <i>et al.</i> 2023). ...	94

Figure 45 - Carte de l’Archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon.	96
Figure 46 - Carte géologique simplifiée de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, modifiée d’après la carte géologique du BRGM (Blein <i>et al.</i> , 2015).....	97
Figure 47 - Evolution à venir de la consommation primaire d’énergie fossile suite à la mise en œuvre de la PPE (indice base 100 en 2012), scénario de référence (https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe).....	120
Figure 48 - Evolution passée et perspective d’évolution de la consommation finale de chaleur renouvelable, après l’adoption de la PPE (TWh) (https://www.ecologie.gouv.fr/ programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe).....	120
Figure 49 - Mix énergétique et évolution 2009-2019 : les réseaux de chaleur sont deux fois plus verts ! (FEDENE, chiffres 2020).	121
Figure 50 - Evolution du contenu de CO ₂ des réseaux de chaleur (FEDENE, chiffres 2020)...	122
Figure 51 - Répartition de la consommation d’énergie finale en 2021, qui s’établit à 6 550 GWh (source : OREC Guadeloupe).	127
Figure 52 - Répartition des productions d’électricité en 2021 (total : 1661 GWh), selon la source d’énergie primaire (source : OREC Guadeloupe).....	128
Figure 53 - Production d’électricité (en GWh), selon la source d’énergie primaire (source : OREC Guadeloupe).	128
Figure 54 - Emissions de CO ₂ correspondant à un kWh consommé (g _{CO2} /kWh)	129
Figure 55 - Parc de production électrique du territoire de la Guadeloupe en 2021 (source OREC de Guadeloupe).	130
Figure 56 - Répartition de la consommation des ressources primaires importées et locales en 2017 et 2018 (données sources : SARA/Grand Port Maritime/EDF/ADEME/ Producteurs d’électricité/ Obser’ver/OTTEE - Auteur : OTTEE)	131
Figure 57 - Répartition de la consommation des ressources primaires locales en 2017 et 2018 (données sources : EDF/ADEME/Producteurs d’électricité/Obser’ver/OTTEE - Auteur : OTTEE).	131
Figure 58 - Répartition de la consommation d’énergie finale en 2017 et 2018 (données sources : SARA/EDF Martinique/Producteurs d’électricité/Agreste/ Douanes - Auteur : OTTEE).....	132
Figure 59 - Répartition du parc électrique martiniquais en 2017 et 2018 par typologie (sources : EDF Martinique, Exploitants PV - Auteur : OTTEE).	133
Figure 60 - Répartition de la production électrique entre 2017 et 2018 par ressource (données sources : EDF Martinique, Producteurs d’électricité, Exploitants PV - Auteur : OTTEE).	133
Figure 61 - Schéma du réseau électrique martiniquais en 2018 (source : PPE Martinique 2015-2018 et 2019-2023).	135
Figure 62 - Origine de la production électrique à La Réunion en 2022 et comparatif avec les autres ZNI (Bilan énergétique de La Réunion 2022, OER, https://oer.spl- horizonreunion.com/presentation-de-loer/nos-publications/bilan-energetique- de-la-reunion).	137
Figure 63 - Localisation des sources de production d’électricité sur l’île de La Réunion (Bilan énergétique de La Réunion 2022, OER, https://oer.spl-horizonreunion. com/ presentation-de-loer/nos-publications/bilan-energetique-de-la-reunion).	138

Figure 64 - Répartition des acteurs de la production d’électricité sur l’île de La Réunion (SCHEMA DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES DE LA REUNION, 2019).....	139
Figure 65 - Réseau de transport d’électricité (SCHEMA DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES DE LA REUNION, 2019).....	139
Figure 66 - Mix énergétique de Mayotte en 2022.....	141
Figure 67 - Parc de production d’électricité et lignes à haute tension fin 2018 à Mayotte (Rapport de la CRE, 2020).....	142
Figure 68 - Centrales de production d’électricité dans l’archipel de Saint-Pierre- et-Miquelon.	143
Figure 69 - Schéma du réseau de chaleur de Saint-Pierre (Archipel Développement).	144

Liste des annexes

Annexe 1 - Objectifs chiffrés de la PPE de 2020 en métropole.....	117
Annexe 2 - Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques dans les différentes îles.....	125

Préambule

L'objectif de ce rapport, commandé par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) au BRGM, vise à répondre, dans le cadre du contrat d'objectifs, de moyens et de performance Etat-BRGM 2023-2027, à l'article 107 de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (texte élaboré par la Commission mixte paritaire) : « Le Gouvernement remet au Parlement un rapport sur les potentialités relatives à la géothermie dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain, en particulier à La Réunion ».

Les Zones non interconnectées (ZNI) désignent des territoires dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental. En France, ces territoires sont :

- la Corse et les îles bretonnes des Glénans, Ouessant Molène, Sein et Chausey ;*
- les DROMs (Réunion, Mayotte, Guadeloupe, Martinique et Guyane) ;*
- les COMs (Polynésie française, Nouvelle-Calédonie, Wallis et Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin et Saint-Barthélemy).*

En accord avec la demande de la DGEC, le périmètre de cette étude comprend les îles volcaniques de Guadeloupe, Martinique, La Réunion et Mayotte, qui possèdent, par ailleurs, les plus fortes potentialités géothermiques de haute température pour produire de l'électricité. Nous avons intégré également, dans cette étude, le cas particulier de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, qui a la volonté d'étudier la contribution possible de la géothermie pour produire de la chaleur.

Bien qu'étant également une ZNI, la Guyane ne possède pas de ressources géothermales permettant la production d'électricité et la demande en chaleur est faible. Elle n'a donc pas fait l'objet de cette étude.

La Polynésie française et la Nouvelle-Calédonie, qui possèdent une situation constitutionnelle différente et où le Code Minier ne s'applique pas, ne font pas non plus partie de la présente étude. Notons que les travaux d'exploration de surface menés jusqu'à présent sur l'île de Tahiti n'ont pas montré d'indices de géothermie de haute température (Gadalia et al., 2007). En Nouvelle-Calédonie, ces travaux ont plutôt mis en évidence l'existence de ressources géothermiques de basse température (Cox et al., 1982 ; Sanjuan et al., 2020).

1. Introduction

1.1. CONTEXTE ET ENJEUX

Dans le cadre de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) de 2015, les territoires d'Outre-mer, qui sont tous des Zones Non Interconnectées (ZNI) et ont des législations spécifiques dues à leurs particularités, doivent atteindre leur autonomie énergétique à l'horizon 2030. Les réseaux d'alimentation électrique, dans ces zones, sont plus sensibles aux variations rapides de l'offre et de la demande en électricité, dont le stockage est difficile. Par conséquent, ces territoires doivent assurer un équilibre permanent entre leur production d'énergie et leur consommation, ce qui demeure une préoccupation constante. A cause de leur isolement et de leurs spécificités géographiques, qui limitent la taille de leurs outils de production, les coûts de l'énergie sont beaucoup plus élevés qu'en France métropolitaine (environ 2 fois plus). Afin de compenser ce coût supérieur, les autorités publiques ont instauré une taxe nationale appelée la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) payée par tous les consommateurs en solidarité des DROMs pour compenser ces coûts de production plus élevés.

L'électricité produite actuellement dans les ZNI à partir de centrales thermiques, utilisant principalement des ressources énergétiques fossiles importées par voie maritime (fioul, charbon) et toutes émettrices de CO₂, devra donc progressivement être remplacée par une électricité d'origine renouvelable, à un coût compétitif. Si la proportion d'énergie renouvelable est en croissance dans ces territoires, elle reste, cependant, pour l'instant, un support additionnel aux énergies fossiles, du fait notamment de l'intermittence de leur production et de la difficulté à stocker l'énergie produite. La sensibilité des systèmes électriques dans ces territoires a conduit à limiter à seulement 30% la contribution des énergies intermittentes (solaire et éolien), sources de faiblesse du réseau électrique (arrêté ministériel du 23/04/2008). Le développement de réseaux électriques intelligents (smart grids) apparaît l'une des pistes essentielles afin de mieux gérer le mix énergétique dans ces territoires.

Les territoires d'Outre-mer les plus peuplés comme La Réunion, Mayotte, la Martinique et la Guadeloupe, qui ont été retenus pour cette étude, sont tous situés en domaine insulaire volcanique actif, ce qui en fait des territoires favorables au développement de la production d'électricité par géothermie. Le potentiel géothermique de la plupart de ces îles est réel car le contexte volcanique actif se traduit par la présence de très forts gradients thermiques permettant l'existence de températures importantes, comprises en général entre 180 et 350°C, à des profondeurs relativement faibles (1 000 - 2 000 m), accessibles par des forages géothermiques classiques à des coûts compétitifs. La production d'électricité par géothermie pourrait, dès lors, satisfaire une fraction importante des besoins en croissance de la plupart de ces territoires.

Néanmoins, malgré l'expérience positive de la centrale de Bouillante, en Guadeloupe (environ 6% de la production annuelle d'électricité de l'île), les nouveaux projets peinent à émerger dans ces territoires. La LTECV, notamment via ses articles 101 et 215, offre une opportunité sans précédent pour faire décoller la géothermie dans ces territoires insulaires ultramarins. L'expérience de Bouillante a permis de montrer que la géothermie, énergie locale non intermittente, contrairement au solaire et à l'éolien, a toute sa place dans le mix énergétique, qui assure l'alimentation en électricité de ces îles. La géothermie apparaît donc très prometteuse et mérite d'être développée, dorénavant, plus rapidement dans ces territoires.

1.2. PRINCIPAUX BENEFICES DE LA GEOTHERMIE DANS LES ZNI

Les bénéfices collectifs accompagnant le développement de la géothermie dans ces territoires sont multiples :

- contribution à l'atteinte des objectifs d'énergie renouvelable fixés dans la LTECV et diminution importante du rejet de CO₂ dans l'atmosphère ;
- énergie pérenne, non intermittente et indépendante des conditions météorologiques, qui requiert une faible emprise au sol ;
- diminution de la charge de la CSPE, les coûts de production étant inférieurs à ceux actuellement en cours dans ces territoires (principalement par centrales thermiques) ;
- indépendance énergétique et retombées économiques locales.

1.3. CONTRAINTES LOCALES AU DEVELOPPEMENT DE LA GEOTHERMIE

Ces contraintes sont de différents types :

- contraintes liées à l'insularité (répartition inégale de la population et forte densité en bord de mer, disponibilités foncières limitées, zones à accès difficiles, taille petite des centrales et interconnexions avec d'autres îles pratiquement impossibles en raison du coût élevé des installations : exemple de l'interconnexion sous-marine depuis La Dominique vers la Guadeloupe et la Martinique) ;
- contraintes liées à l'environnement fragile des îles (réservoirs de biodiversité qui doivent être pris en compte et préservés qui le sont effectivement à travers, notamment, des parcs nationaux et régionaux, forte sensibilité écologique qui implique des exigences environnementales renforcées). Notons néanmoins que cela est vrai pour tout type de procédé énergétique et que la géothermie fait partie des énergies les moins polluantes ;
- présence d'un relief fortement accidenté et d'une végétation abondante, qui rend souvent les conditions d'observations et de mesures très difficiles lors des phases d'exploration ;
- milieu volcanique, caractérisé par la complexité et la forte hétérogénéité des structures géologiques.

Il faut donc développer des projets sur mesure adaptés aux spécificités de ces territoires.

1.4. PRINCIPAL OBJECTIF DU RAPPORT

Cette étude, qui a fait l'objet d'une commande par la DGEC au BRGM et dont le principal objectif est mentionné en préambule, présente rapidement les différents types de géothermie. Elle rappelle également les principaux objectifs des Programmations Pluriannuelles de l'Energie (PPE) en métropole (pour comparaison, dans l'annexe 1) et dans les cinq territoires concernés (Guadeloupe, Martinique, La Réunion, Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon).

Elle donne ensuite un bilan des mix énergétiques actuels sur ces territoires (voir annexe 2), indique la contribution de la géothermie en tant que productrice d'électricité et ce qu'elle pourrait apporter dans le futur par rapport aux connaissances géologiques actuelles et si une politique volontariste soutenait son développement.

2. Rappels sur les différents types de géothermie

2.1. LA GEOTHERMIE, UNE ENERGIE NATURELLE, RENOVELABLE ET DECARBONNEE

2.1.1. Une énergie naturelle

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue au sein de la terre (Figure 1). Deux phénomènes principaux expliquent l'origine de la chaleur rencontrée dans la croûte terrestre : la désintégration des éléments radioactifs présents dans les roches et - dans une beaucoup moindre mesure - le refroidissement de la Terre par la dissipation de l'énergie gravitationnelle, dite primitive, accumulée lors de la formation de cette planète. La désintégration des éléments radioactifs à longue durée présents dans la croûte terrestre (uranium, thorium, potassium, etc.) est estimée correspondre, à elle seule, à plus de 90% de l'énergie dissipée.

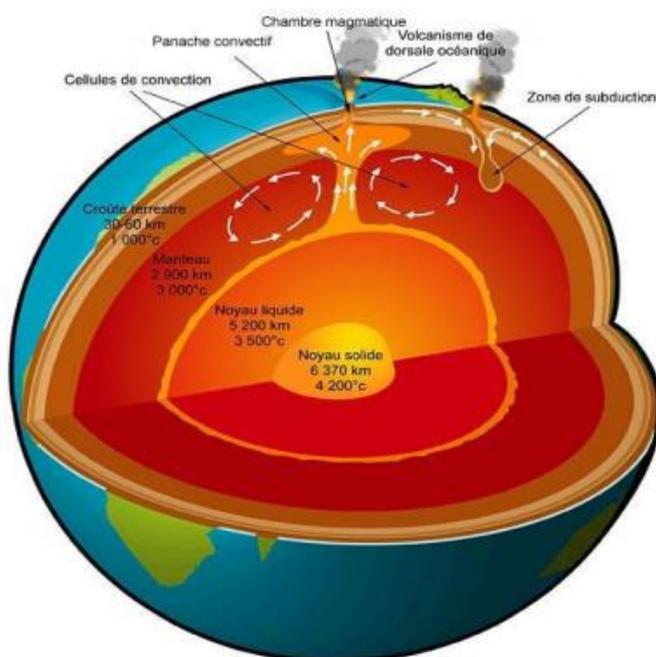


Figure 1 - Structure interne du globe terrestre (rayon de 6 371 km) avec les températures régnant dans les couches internes (99% de la masse de la terre est à plus de 1 000°C). Le forage le plus profond (réalisé en Russie dans les années 70) a atteint une profondeur de 12 km.

Dans les parties stables du globe, cette chaleur est transférée par conduction vers la surface engendrant un flux de chaleur de l'ordre de 65 mW/m², créant ainsi un gradient thermique moyen d'environ 30°C/km. Dans certaines zones instables de la terre, comme les zones tectoniquement actives (zones de subduction à la frontière des plaques tectoniques, dorsales médio-océaniques, points chauds, etc.), le magma parvient à remonter vers la surface, donnant naissance à des volcans et à des intrusions plutoniques, et réchauffant au passage les roches qui l'entourent (Figure 2). Le flux de chaleur est alors beaucoup plus élevé. Dans ce cas, la chaleur se dissipe essentiellement par convection et le transfert d'énergie est beaucoup plus efficace. Les gradients thermiques peuvent atteindre dix fois la valeur du gradient moyen (plus de 220°C/km, à Bouillante, par exemple).

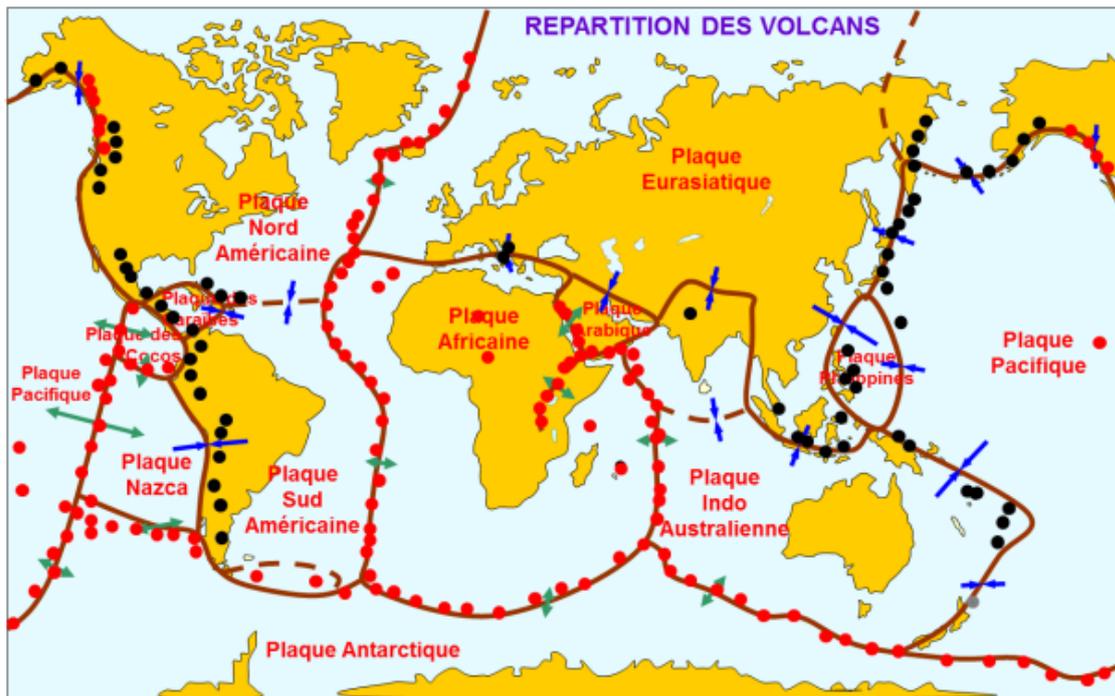


Figure 2 - Tectonique des plaques et répartition des volcans dans le monde (cercles rouges et noirs). Dans ces zones, le flux de chaleur y est plus élevé ; le magma remonte à la surface et réchauffe les roches qui l'entourent.

Ces phénomènes conduisent à proposer une typologie géologique des ressources, qui peuvent être résumées de la façon suivante :

- le proche sous-sol, dont la température est influencée par les échanges thermiques et hydriques avec l'atmosphère ;
- les formations sédimentaires à porosité et perméabilité variables avec circulation de fluide ou non (phénomènes de conduction dominants) ;
- les socles plus ou moins fracturés et plus ou moins perméables des plateformes continentales stables (phénomènes de conduction ou de combinaison conduction/convection dominants) ;
- les milieux volcaniques actifs (< 1 Ma) fissurés et/ou poreux (phénomènes de convection dominants à fort).

L'usage de la ressource dans les deux grandes filières énergétiques que sont la production de chaleur/froid et celle d'électricité est principalement déterminé par l'enthalpie des systèmes géothermiques qui vont être exploités. Cette fonction thermodynamique, exprimée en kJ/kg, rend compte de l'énergie interne des fluides vecteurs de ces systèmes, dont le facteur principal est la température. Les différentes ressources sont alors classées suivant la température des systèmes exploités.

Les systèmes de basse ($30 < T \leq 90^{\circ}\text{C}$) et très basse température ($T \leq 30^{\circ}\text{C}$) sont restreints aux usages directs de production de chaleur et de froid. Pour les systèmes de moyenne température ($90^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$), les productions de chaleur/froid et d'électricité peuvent être envisagés suivant les conditions d'exploitation et la rentabilité du modèle économique qui en découle. Au-delà de 150°C , c'est la production d'électricité qui est visée, bien que la production de chaleur pour les processus industriels est évidemment possible.

En termes d’usage final, la segmentation par filière peut être globalement représentée de la façon suivante (Figure 3) :

- la filière des pompes à chaleur (PAC) ou « géothermie de surface » exploite l’inertie thermique du sous-sol de 0 à 200 m de profondeur, à une température généralement comprise entre 10 et 20°C en métropole. La PAC capte l’énergie thermique du proche sous-sol et la restitue au bâtiment à un niveau de température adéquat, au prix d’une consommation limitée d’électricité. L’énergie thermique du sous-sol peut être captée *via* des échangeurs en boucle fermée, c’est-à-dire sans pompage d’eau souterraine, ou en boucle ouverte, c’est-à-dire avec pompage de l’eau souterraine d’un aquifère peu profond. Les systèmes en boucle ouverte s’adressent plutôt aux bâtiments tertiaires et à l’habitat collectif, tandis que les systèmes en boucle fermée s’adressent aussi bien à des logements individuels (capteurs horizontaux...) que de grands bâtiments (champs de plusieurs dizaines à centaines de sondes géothermiques verticales). Le principal avantage de cette technologie est son absence d’impact visuel, sonore, et la possibilité de rafraîchir quasiment gratuitement les bâtiments en été (géocooling) sous certaines conditions ;
- la filière réseau de chaleur concernant l’exploitation d’aquifères plus profonds (généralement par doublet ou triplet) pour une utilisation directe de chaleur pour le chauffage de l’habitat collectif, comme dans le Bassin de Paris, ou des applications industrielles, agricoles, thermalisme, etc. ;
- la filière électricité dont des centrales géothermiques assurent la production d’électricité par conversion thermoélectrique.

La géothermie peut donc être adaptée aux besoins en énergie de tous, depuis le particulier, l’entreprise ou la collectivité.

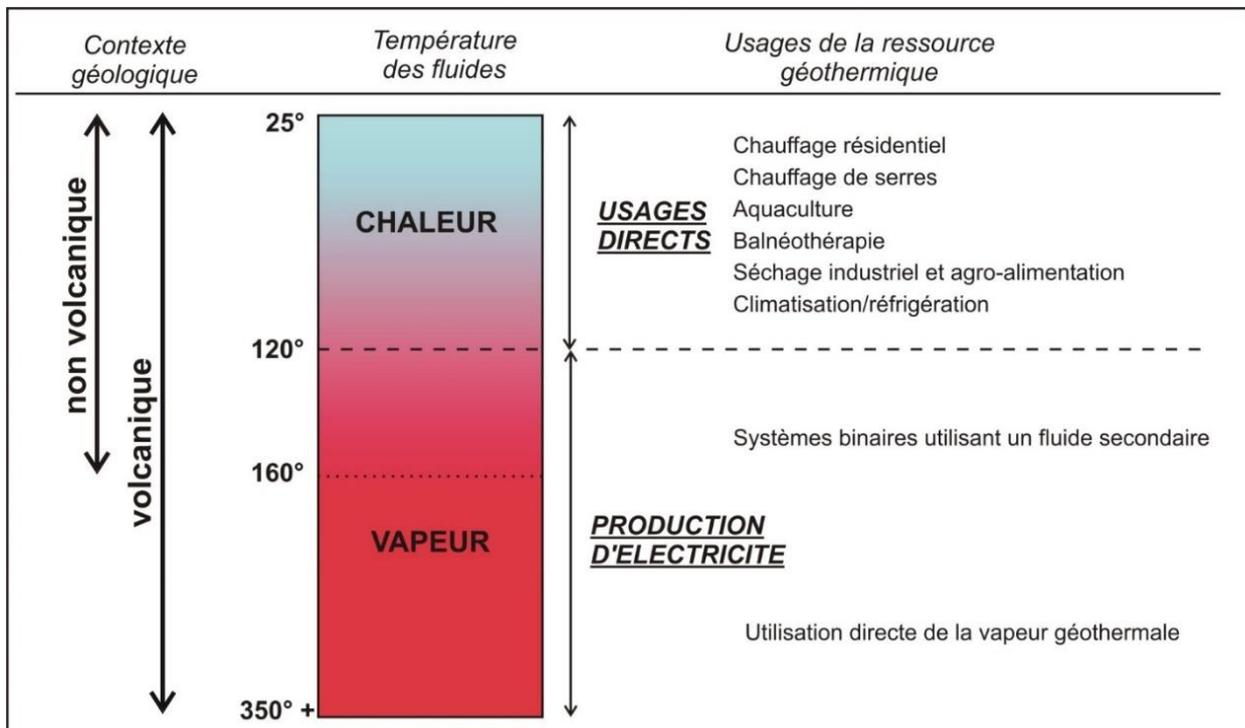


Figure 3 - Usages de la ressource géothermique en fonction de sa température.

2.1.2. Une énergie renouvelable et décarbonée

Le flux de chaleur terrestre et l'énergie stockée dans la croûte terrestre font que les ressources géothermiques sont quasi-illimitées à l'échelle humaine. Seuls des verrous technologiques et socio-économiques limitent, à ce jour, l'accès à certains types de ressources.

A la différence des énergies fossiles concentrées sur quelques sites particuliers de la croûte terrestre, la géothermie est présente dans tous les sous-sols et sous tous les climats.

La géothermie recouvre toutes les techniques mises en œuvre pour l'exploitation des propriétés thermiques du sous-sol à des fins de production de chaleur ou de froid, et d'électricité. La ressource exploitée, à savoir le sous-sol, se caractérise par une température fixée, qui détermine l'usage qui pourra en être fait.

Par nature, la géothermie est une énergie locale, valorisée sur place. Les installations requises sont, en règle générale, compactes, avec très peu d'emprise au sol. Globalement, la géothermie est peu tributaire des conditions climatiques, contrairement aux énergies solaire ou éolienne. Constante et disponible 24 h sur 24, elle peut être utilisée comme énergie de base.

Elle ne dépend que des caractéristiques intrinsèques du sous-sol (gradient géothermique, perméabilité, etc.), une constance qui assure une grande régularité dans son exploitation. Ainsi, le taux de disponibilité des centrales géothermiques électriques est de 90% en moyenne et peut atteindre 100% pour les réseaux de chaleur et les PAC géothermiques.

La géothermie produit peu de rejets et d'émissions de gaz, d'autant plus qu'elle fonctionne le plus souvent en boucle fermée, le fluide géothermique pompé étant réinjecté dans le réservoir. Les émissions totales de CO₂ estimées sur toute la vie d'un projet varient entre 17 et 60 g/kWh (BRGM, ADEME, 2008). Il s'agit donc d'une énergie propre qui ne participe que très peu au réchauffement climatique et qui ne nécessite pas de transport, ni de stockage de substances polluantes ou dangereuses.

Avec un prix de revient réel compétitif et un coût d'exploitation faible, la géothermie est l'une des énergies renouvelables les plus rentables. Elle participe à l'indépendance énergétique pour le chauffage, la production d'eau sanitaire, le refroidissement et la production d'électricité.

La géothermie représente donc un panel de solutions très variées qui permettent d'exploiter au mieux et de manière pérenne la chaleur naturelle du sous-sol. Le sous-sol représentant à la fois une source d'énergie et un moyen de stockage, l'hybridation de différentes sources d'énergie commence à se développer, à l'aide d'une gestion intelligente de ces différentes énergies à l'échelle d'un bâtiment, d'un quartier ou de tout autre système énergétique.

2.2. GEOTHERMIE DE SURFACE

Le proche sous-sol (≤ 200 m de profondeur) représente une réserve d’énergie géothermique facilement exploitable. Ce type de géothermie, qui valorise l’énergie thermique du proche sous-sol, est nommé géothermie de surface. L’échange thermique avec le sous-sol se fait soit par la production et la réinjection de l’eau des aquifères superficiels (boucle ouverte), soit par des échangeurs fermés qui vont exploiter la chaleur du sous-sol par conduction thermique (Figure 4). Les échangeurs les plus classiques sont les capteurs horizontaux, qui consistent à faire serpenter un tuyau à environ un mètre de profondeur, et les sondes géothermiques verticales, placées dans des forages à 100 - 200 m de profondeur. Ces sondes peuvent être multipliées sous forme de champs. Sur le même principe que ces sondes, les pieux, les fondations et plus généralement les structures souterraines (tunnels, stations de métro, etc.) peuvent être également équipés de tubes et ainsi assurer à la fois une fonction mécanique et énergétique. Ces solutions géothermiques présentent des débouchés très intéressants pour le bâtiment, en étant à même d’assurer le chauffage de celui-ci, mais aussi son alimentation en eau chaude sanitaire, son rafraîchissement ou un appoint en froid. On a parfois recours à un autre apport (électricité, gaz) pour limiter la taille de l’échangeur géothermique et l’investissement correspondant.

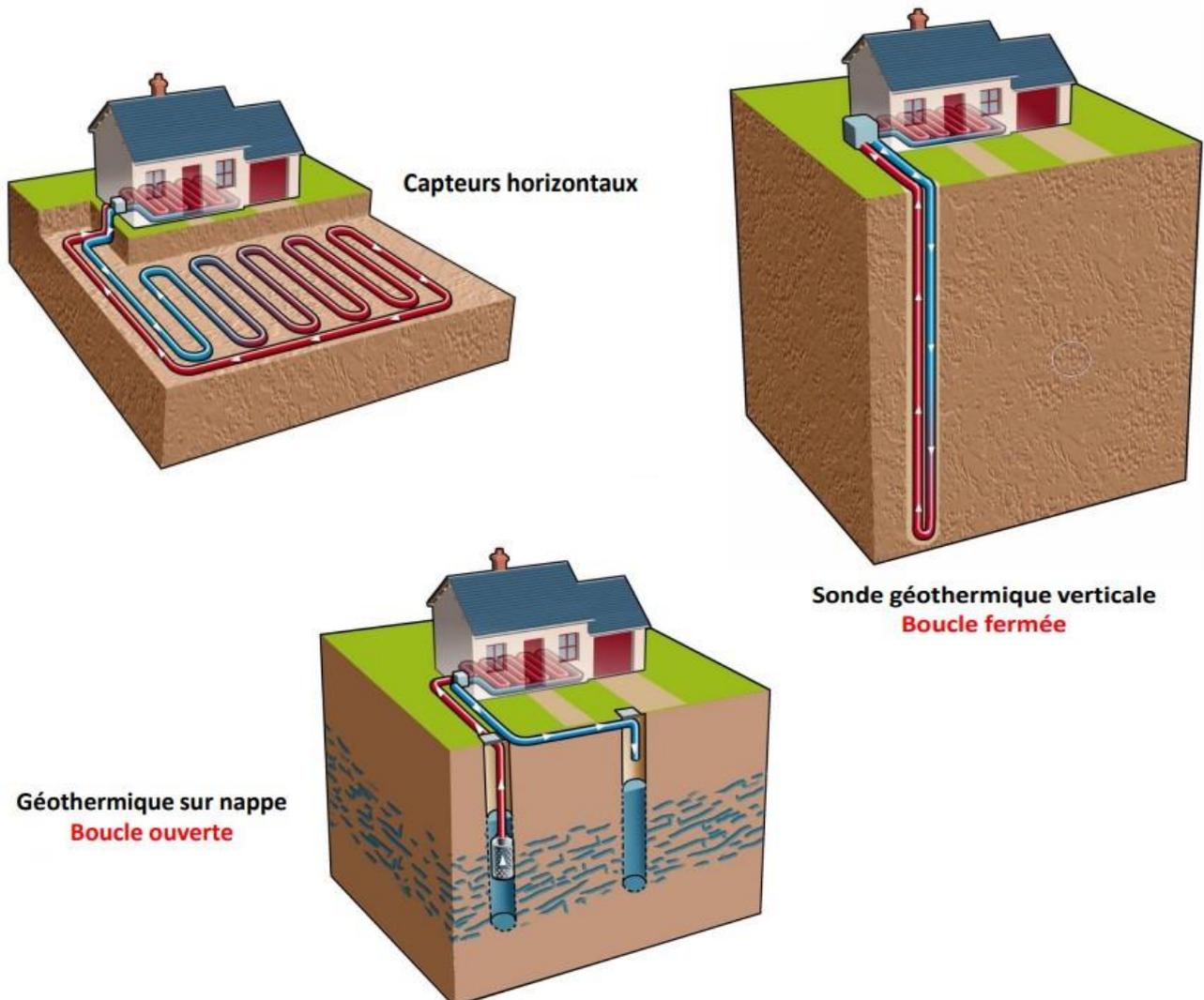


Figure 4 - Différents systèmes d’échange avec le sol suivant le type de capteur utilisé.

Les faibles températures rencontrées dans le proche sous-sol en métropole (de 10 à 20°C, en moyenne) exigent, néanmoins, d’avoir recours à une PAC. Cette machine thermodynamique permet de puiser les calories extraites du sous-sol et de les transférer au bâtiment à chauffer, avec des valeurs de température bien plus élevées que celles du sous-sol (appelé source froide), *via* l’utilisation d’un fluide de travail (ou fluide frigorigène), qui suit un cycle d’évaporation, de compression et de condensation. Pour que ce cycle fonctionne, le compresseur de la PAC doit être entraîné par un moteur électrique, mais la production de chaleur par la PAC reste largement supérieure à sa consommation d’électricité, d’autant plus si la différence de température entre la source froide et les émetteurs de chauffage du bâtiment à chauffer est faible. Il existe des PAC réversibles qui peuvent fournir du froid en été. Certaines peuvent même assurer une production simultanée de chaud et de froid.

Les PAC géothermiques se destinent au chauffage et au refroidissement de tous types de bâtiments du petit collectif au tertiaire : maisons individuelles, lotissements, centres commerciaux, hyper et supermarchés, cliniques et hôpitaux, écoles, immeubles de bureaux, hôtels, salles polyvalentes, musés, salles de concert, serres, etc.

Pour le rafraîchissement, deux possibilités sont offertes : un fonctionnement réversible de la PAC, mais aussi le géocooling. Cette technique consiste à utiliser directement la fraîcheur naturelle du sous-sol pour tempérer le bâtiment en ayant recours à de larges diffuseurs (planchers chauffants/rafraîchissants, par exemple) et à un simple échangeur thermique avec la source géothermique. Ce rafraîchissement présente une excellente efficacité énergétique, la consommation étant réduite aux pompes de circulation. La thématique de rafraîchissement deviendra, sans nul doute, centrale dans les années à venir, dans un contexte de réchauffement climatique, mais aussi parce que les efforts d’isolation faits sur les bâtiments, s’ils permettent de réduire drastiquement le besoin de chaleur, augmentent légèrement le besoin de rafraîchissement.

On peut aussi utiliser l’inertie naturelle du sous-sol pour y stocker des quantités importantes de chaleur. Un tel stockage souterrain pourra par exemple récupérer de la chaleur à une température de 60 ou 80°C d’origine solaire (produite majoritairement en été) ou « fatale » (c’est-à-dire perdue par un processus industriel), pour ensuite la restituer lorsque nécessaire à un bâtiment, directement ou *via* une PAC.

Le contexte des îles d’Outre-mer aux Antilles et à Mayotte est malheureusement plutôt défavorable au développement de la géothermie sur PAC en raison des températures élevées de leurs climats et de leurs aquifères superficiels, qui n’impliquent pas d’écarts de température suffisants pour fonctionner en chauffage (peu de besoin) comme en rafraîchissement. Les derniers travaux menés par le BRGM dans le cadre d’une étude d’opportunité du programme Européen INTERREG V - Transition Energétique dans la Caraïbe (TEC), en 2023, confirment que d’un point de vue thermodynamique comme économique, il n’y a guère d’intérêt à mobiliser cette ressource souterraine dans ces îles et que, par conséquent, l’usage de PACs y est peu pertinent (Maragna, 2023).

En revanche, la situation est différente sur certaines parties de la Réunion comme le Territoire de la Côte Ouest (TCO) où les aquifères superficiels, profonds de quelques dizaines de mètres, peuvent être relativement frais, à une température mesurée de l’ordre de 19 à 20 °C. Bien que cette température soit trop élevée pour permettre du géocooling, des PAC pourraient produire du froid avec une consommation minimale d’électricité, et très vraisemblablement inférieure à la consommation d’une PAC aérothermique. A ce titre, le TCO cofinance une étude menée par le BRGM et Efficacy, Institut français de Recherche et Développement dédié à la transition énergétique et écologique des villes, étude visant à améliorer la connaissance de ce gisement et les perspectives d’exploitation eu égard à la répartition spatiale des besoins à travers le territoire.

2.3. GEOTHERMIE PROFONDE

A plus grande profondeur, la géothermie profonde valorise l’énergie thermique du sous-sol au-delà des 200 premiers mètres. En France, il existe deux principales applications industrielles pour ce type de géothermie : la production de chaleur à partir de géothermie de basse température ($30^{\circ}\text{C} < T \leq 90^{\circ}\text{C}$), sur le territoire métropolitain, et la production d’électricité/chaleur à partir de géothermie haute température ($T \geq 150^{\circ}\text{C}$). Il faut y ajouter un volet supplémentaire qui concerne la géothermie profonde à des températures intermédiaires (80 à 110°C) pour la production de froid au moyen de machines à sorption. Ce type d’application non développé actuellement, pour lequel le BRGM vient de terminer une étude sur sa pertinence technique, économique et environnementale aux Antilles, dans le cadre du projet INTERREG V « Transition Energétique dans la Caraïbe (TEC) » (Maragna, 2023), est susceptible d’intéresser la plupart des îles d’Outre-mer, notamment la région du Lamentin, en Martinique.

2.3.1. La géothermie profonde de basse température pour production de chaleur

En France métropolitaine, la géothermie profonde de basse température ($30^{\circ}\text{C} < T \leq 90^{\circ}\text{C}$) est restreinte aux usages directs de production de chaleur. Les installations géothermiques exploitent l’eau chaude de nappes d’eau souterraines, appelées aussi aquifères réservoirs, à travers la réalisation de forages qui se trouvent le plus souvent entre 400 et 2 000 m de profondeur. Ces nappes se trouvent dans des bassins sédimentaires, comme le Bassin parisien et le Bassin aquitain (Figure 5), qui sont constitués de formations de roches sédimentaires poreuses et/ou fracturées (calcaires, sables, craie, grès) et peuvent présenter une extension régionale importante. Ces bassins contiennent plusieurs nappes d’eau souterraines, empilées les unes sur les autres et séparées par des formations de roches imperméables, comme des argiles, par exemple.

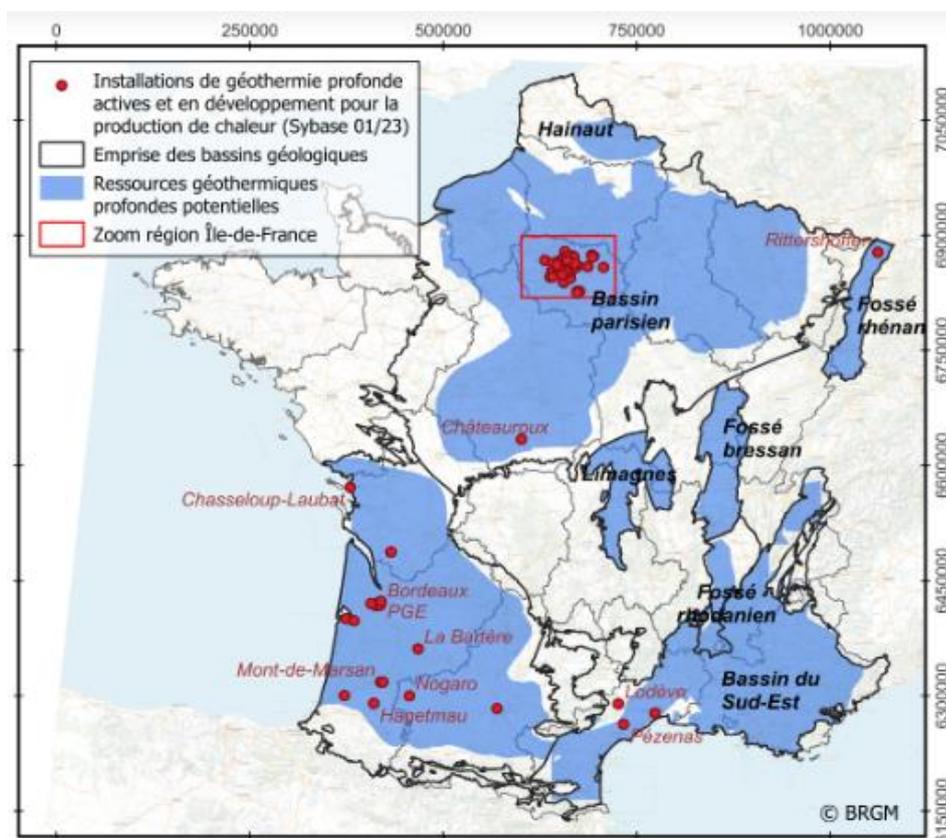


Figure 5 - Carte des ressources géothermiques potentielles en France métropolitaine.

Ainsi, le Bassin de Paris compte six nappes d'eau pouvant être utilisées pour la géothermie, à savoir, par profondeur croissante : les sables de l'Albien et du Néocomien, les calcaires du Lusitanien, les calcaires du Dogger, les grès du Rhétien et du Trias. En plus des Bassins parisiens et aquitains, qui sont les plus grands, on peut citer cinq autres plus restreints (le Fossé rhénan, le couloir rhodanien, le fossé des Limagnes, le fossé de la Bresse, le bassin du Hainaut). Au total, près d'un tiers du territoire français possède une ressource de géothermie profonde valorisable (Figure 5).

Dans la plupart des cas, l'exploitation de ces eaux souterraines chaudes se fait par l'intermédiaire d'un forage producteur et d'un forage injecteur, qui constituent un « doublet géothermique » (Figure 6). En profondeur, les deux forages doivent être espacés d'une certaine distance afin d'éviter que l'eau refroidie en surface et réinjectée dans le forage injecteur ne refroidisse l'eau pompée dans le forage producteur (phénomène dit « de bulle froide »). Pour les opérations au Dogger du Bassin de Paris, par exemple, cette distance est supérieure au kilomètre.

Une installation géothermique opérationnelle nécessite un débit d'eau aussi régulier que suffisant. Si la pression du réservoir n'est pas assez élevée pour que le forage soit artésien (l'eau jaillit naturellement en tête de puits car la pression du réservoir est supérieure à la pression atmosphérique) ou si un débit supérieur au débit artésien est nécessaire, il faut avoir recours à un dispositif de pompage. Quel que soit leur type, toutes les pompes mises en œuvre comportent une partie hydraulique immergée qui est descendue de 100 à 400 mètres de profondeur, ainsi qu'un moteur. Ce dernier peut être immergé sous le dispositif hydraulique (pompes immergées) ou placé en surface (pompes à arbre long). Pour les sites où l'eau est renvoyée dans le sous-sol, une pompe de réinjection installée en surface s'avère indispensable.

Cette énergie géothermique à basse température peut être valorisée de différentes manières :

- par un réseau de chaleur urbain pour le chauffage des bâtiments (incluant des écoles, de hôpitaux, des théâtres, etc.) ;
- par des applications industrielles, agricoles (chauffage de serres, pisciculture, séchage, etc.) ou aqua-ludiques (piscines, centres nautiques, thermes...).

Alimentés à partir de forages ou de doublets, les réseaux de chaleur (Figure 6) transportent la chaleur sous forme d'eau chaude dans des canalisations enterrées pour le chauffage de logements, de bâtiments publics et industriels et la fourniture d'eau chaude sanitaire. Le fluide chaud extrait du sous-sol cède sa chaleur à un circuit secondaire de distribution via un échangeur situé au niveau de la centrale géothermique. Ce système d'échangeurs permet de séparer le circuit primaire d'eau géothermale, souvent très chargée en minéraux et corrosive, du circuit secondaire de distribution, constitué d'eau douce du réseau). Le cas échéant, des sous-stations composées d'échangeurs de chaleur assurent l'interface entre le circuit secondaire et les circuits d'alimentation d'un ensemble de bâtiments.

Si l'eau géothermale n'est pas suffisamment chaude pour un usage direct, c'est-à-dire par simple échange de chaleur, une pompe à chaleur haute température raccordée sur l'échangeur géothermique peut être utilisée afin de rehausser la température et de diminuer celle de l'eau réinjectée, augmentant la quantité d'énergie géothermique extraite. Ces types de pompes à chaleur ont des puissances comprises entre 500 kW et 12 MW. Elles sont adaptées à la plage de température correspondant à l'eau géothermale (de 30 à 90°C) et aux régimes de températures du chauffage urbain auquel elles sont raccordées. Moyennant un entretien régulier des puits et des équipements, la durée de vie d'une installation géothermique est de 30 ans.

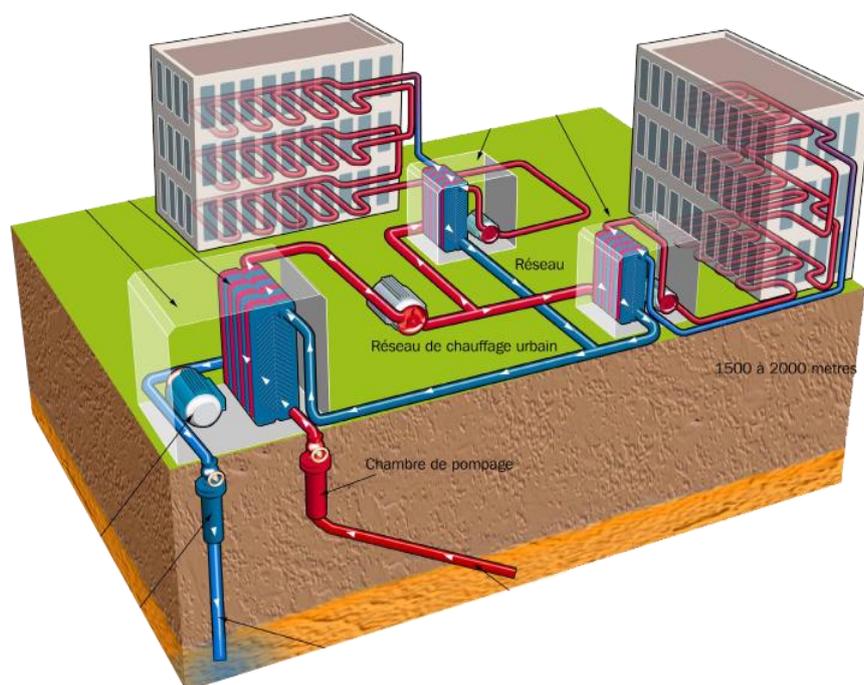


Figure 6 - Schéma de principe d'un doublet géothermique (un forage de production d'eau chaude et un forage de réinjection de l'eau exploitée dans le sous-sol) pour un réseau de chaleur urbain.

Un rechemisage (installation d'un nouveau tubage à l'intérieur du tubage existant) permet ensuite de prolonger cette durée de vie des puits de 20 ans. A l'issue de cette période, les puits sont rebouchés et, si la ressource de chaleur est toujours exploitable, de nouveaux puits peuvent être forés dans un environnement proche.

Les tubes dans les forages, les canalisations reliant les puits, les échangeurs et les joints sont autant de matériaux d'une centrale géothermique, qui peuvent être victimes de différents types de corrosion (corrosion chimique causée par des fluides chargés de sels minéraux très agressifs, corrosion galvanique provoquée par la présence de courants électriques parasites, corrosion bactériologique de bactéries sulfato-réductrices qui produisent des sulfures de fer pouvant attaquer l'acier des tubages). Pour protéger ces installations, des traitements préventifs peuvent être utilisés, comme des produits inhibiteurs afin d'éviter des dépôts solides, ou des produits bactéricides. L'utilisation de tubages en matériaux composites peut aussi limiter les effets néfastes de la corrosion.

Dans le cas d'un réseau de chaleur, afin de rentabiliser le coût des forages et des investissements de surface, l'énergie produite doit permettre d'alimenter 3 000 à 4 000 équivalents logements, si possible regroupés dans un rayon de moins de 3 à 4 km, soit au moins 40 000 à 45 000 MWh/an. Selon l'étude ADEME 2020 des coûts de la chaleur renouvelable en France, la géothermie profonde présente des coûts de production très compétitifs. Il s'agit même de la chaleur renouvelable jugée la moins chère (16-55 €/MWh) en sortie de centrale de production, à l'exception de la chaleur fatale issue des usines d'incinération de déchets. Pour un nouveau projet, le prix médian s'établit autour de 38 €/MWh en sortie de centrale de production.

La France a joué un rôle pionnier avec la technique du doublet développée pour l'exploitation de l'aquifère du Dogger en Ile-de-France, où il existe la plus grande densité d'opérations de géothermie en fonctionnement du monde. Le Dogger parisien est ainsi aujourd'hui l'aquifère le plus exploité au monde, avec près de 50 installations de géothermie profonde en fonctionnement.

En 1969, la réalisation du doublet de Melun a permis la première exploitation géothermique au Dogger pour un réseau de chaleur. Près de la moitié des installations ont été effectuées au début des années 1980 en réponse aux chocs pétroliers. Puis, après 20 ans d'arrêt du développement, les opérations de forages ont repris suite aux mesures du Grenelle de l'Environnement (2007), si bien que la capacité de puissance thermique installée pour la géothermie profonde a doublé entre 2010 et 2020. En 2020, la puissance thermique installée en France pour la géothermie profonde avoisine les 700 MW_{th} et les installations existantes ont généré près de 2,5 TWh de chaleur renouvelable. En 2023, le nombre des installations en fonctionnement est de 78. Déjà plus de 40 nouveaux projets ont été identifiés à l'horizon 2030.

En 2020, le Bassin de Paris comporte 54 installations de géothermie profonde (56 en 2023), qui couvrent plus de 200 000 équivalents logements en 100% d'EnR. En Aquitaine, l'équivalent de près de 65 000 habitants sont chauffés par géothermie profonde. En dehors de ces deux grands bassins, l'équivalent de près de 100 000 habitants sont également chauffés par géothermie profonde (AFPG, 2021). Au total, la production de chaleur renouvelable par géothermie profonde en France s'élève à 247 000 équivalents-logements en 2020, soit l'équivalent de près d'un million d'habitants chauffés par géothermie profonde (AFPG, 2021).

Une partie du succès de ce développement a été due à la mise en place, très vite, d'un système de fonds de garantie, gérés par la SAF-Environnement, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations, qui permet d'anticiper des risques éventuellement rencontrés dans les projets de géothermie sur aquifères profonds. Le Fonds de garantie Géothermie pour les aquifères profonds présente une double garantie : à court terme, il couvre le risque lié au forage et le risque géologique, dans la phase d'exploration des projets de géothermie, et, à long terme, le risque d'évolution de la ressource en eau, en cours d'exploitation. Les technologies permettant la production de chaleur par géothermie profonde présentent une maturité certaine, portée par des acteurs à la compétence reconnue. Ce cadre stable permet à des innovations d'émerger telles que, par exemple, sur l'architecture des forages ou les matériaux qui les constituent, afin d'exploiter au mieux les ressources du sous-sol.

Enfin, la géothermie profonde de basse température peut aussi fournir de la chaleur aux processus industriels. Le recours à une PAC Haute Température (HT) pourra être nécessaire pour atteindre la température souhaitée. Le développement de PAC HT est d'ailleurs un enjeu majeur de Recherche & Développement dans la mesure où il s'agit d'un formidable outil de décarbonation des processus lorsqu'elle remplace des chaudières utilisant des énergies fossiles. Plusieurs projets de recherche visent à accélérer le développement et la commercialisation des PAC capables de chauffer un fluide à 160°C, voire 200°C, comme par exemple les projets européens Push2Heat (<https://push2heat.eu/>) et Spirit (<https://spirit-heat.eu/>).

2.3.2. La géothermie profonde de haute température pour production d'électricité/chaleur

Ce type de géothermie, basée sur des réservoirs avec des fluides de températures $\geq 150^\circ\text{C}$ et de forte perméabilités capables de fournir des débits de production suffisants (> 200 t/h), permet d'alimenter en vapeur d'eau des centrales pour produire de l'électricité, avec éventuellement une coproduction de chaleur/froid. Cette vapeur peut être aussi destinée à des processus industriels.

a) Contextes volcaniques actifs

Actuellement, les conditions les plus favorables à ce type de géothermie se rencontrent dans les zones de volcanisme actif à des profondeurs comprises entre 500 et 2 500 m. Les premières expériences géothermiques de ce type remontent à 1904, lorsque quelques ampoules furent allumées grâce à la vapeur émergeant du sous-sol à Larderello, en Toscane, en Italie.

En 1911, la première centrale d’électricité géothermique y sera construite et restera l’unique référence mondiale jusqu’aux années 1950. Depuis, et surtout à partir des années 1970-1980, les opérations se sont multipliées dans les régions volcaniques à travers le monde (Islande, Italie, Guadeloupe, Turquie, Etats-Unis, Philippines, Indonésie, Nouvelle-Zélande Mexique, Costa Rica, etc.). La capacité de production électrique installée dans le monde concernant ce type de géothermie a été évaluée à 16 GWe, en 2019 (Figure 7), alors qu’elle n’était que d’environ 11 GWe en 2010 (Huttrer, 2020).

Malgré cette croissance continue et le potentiel mondial évalué entre 70 et 140 GWe, la production actuelle d’électricité d’origine géothermique représente moins de 1% de la production mondiale électrique. Il a été estimé que 3,5 à 8,3% pourraient être fournis par la géothermie en 2050, contribuant ainsi à une réduction des rejets de CO₂ de l’ordre de 1 milliard de tonnes/an.



Figure 7 - Centrales géothermiques de production d’électricité dans le monde en 2019 (Huttrer, 2020).

En France, la centrale géothermique de Bouillante, en Guadeloupe, est l’unique centrale de ce type dans toute la Caraïbe insulaire. Elle a actuellement une capacité de production électrique de 15 MWe et peut produire jusqu’à 110 GWh/an, répondant ainsi à un besoin d’électricité annuel de l’île d’environ 6%, ce qui la classe dans le top 12 des territoires qui produisent le plus d’électricité d’origine géothermique au niveau mondial. C’est principalement ce type de géothermie haute température pour produire de l’électricité que l’on doit chercher à développer dans des îles volcaniques comme la Guadeloupe, la Martinique, La Réunion et Mayotte.

b) Contextes non volcaniques

D’autres sites géothermiques de haute température à partir desquels il est possible de produire de l’électricité se trouvent au niveau des fossés d’effondrement fracturés, à des profondeurs d’exploitation généralement supérieures à celles des sites précédents (2 500 - 5 000 m). Dans ce type de contexte, l’exploitation se situe soit dans les formations sédimentaires de fond de bassin, soit dans le socle cristallin fracturé sous-jacent, soit à l’interface des deux (interface socle-couverture). Le gradient de température, ainsi que la perméabilité, et donc le débit, y sont souvent plus faibles qu’en milieu volcanique.

Cependant, des anomalies thermiques existent dans ces bassins, résultat de l'amincissement de la croûte continentale dans ces structures et de circulations profondes dans le réseau de fractures, permettant ainsi des gradients localement plus élevés (par exemple, 90°C/km dans le Fossé rhénan). Quant à la perméabilité, elle est souvent trop faible et ne permet pas un débit suffisant pour une exploitation économiquement viable.

Elle peut alors être améliorée par des techniques de stimulation (technologie EGS pour Enhanced Geothermal Systems, en anglais, ou systèmes géothermiques améliorés, en français). Ces techniques de stimulation peuvent être de différents types : hydraulique, chimique ou thermique. L'objectif est alors d'augmenter l'ouverture des fractures pour permettre une meilleure circulation des fluides afin que l'exploitation puisse atteindre la rentabilité économique. Ces sites dits EGS sont, pour l'instant, peu nombreux dans le monde et sont plutôt en voie de développement. Ils requièrent encore des avancées technologiques pour atteindre une maturité technique suffisante.

La France fait figure de pionnier et de leader mondial dans ce domaine, avec la centrale de Soultz-sous-Forêts, en Alsace, dans le Fossé rhénan (Figure 8), berceau de la recherche sur les EGS, dès les années 1980-90 et pendant plus de 25 ans. Le site est entré en phase d'exploitation industrielle pour la production d'électricité depuis 2016 (1,65 MWe installés). Non loin de là, la centrale de Rittershoffen, construite en 2017 suite aux enseignements de Soultz, ne produit pas d'électricité, mais alimente en chaleur géothermique l'usine de la société Roquette Frères, qui extrait de l'amidon de matières végétales et a besoin, pour ce faire, d'une chaleur à haute température (170°C).

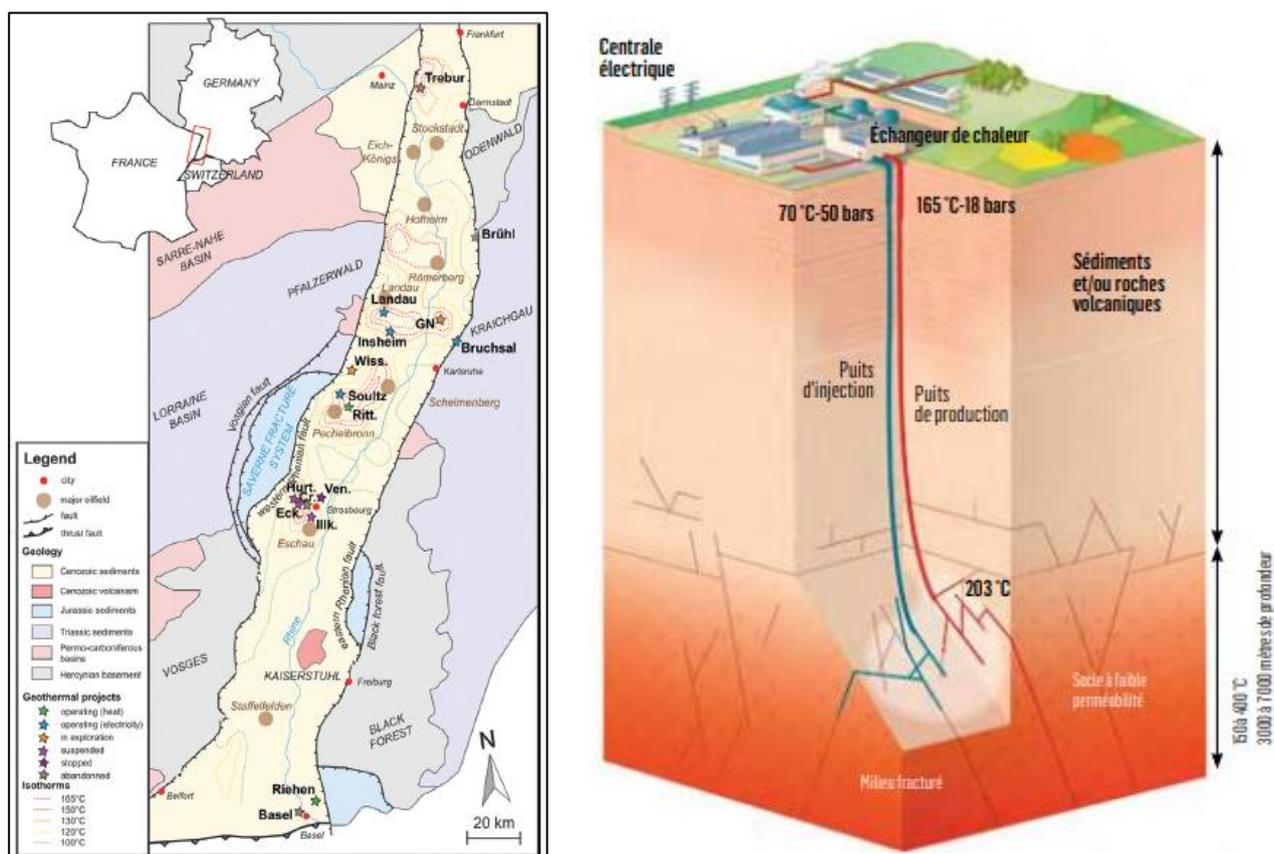


Figure 8 - Carte de localisation du site EGS de Soultz-sous-Forêts, en France, et d'autres sites EGS, en France et en Allemagne, dans le Fossé rhénan. À droite, schéma de principe de fonctionnement d'un site EGS (sources : Dalmais et al., 2022 et ES-Géothermie, respectivement).

La technologie EGS ouvre des perspectives très intéressantes à des pays ou des régions ne disposant pas de contexte volcanique, leur donnant ainsi accès à une source d’énergie renouvelable, locale et disponible toute l’année sans interruption. Elle peut également permettre une exploitation plus complète des champs géothermiques en milieu volcanique dans des zones de plus faible perméabilité, comme par exemple, en périphérie de ces champs. La production d’électricité mondiale, qui pourrait être apportée par cette technologie, a été estimée à au moins 70 GWe, en 2050. Néanmoins, cette technologie peine à se développer, la production d’électricité issue des rares sites EGS reste modeste et il est nécessaire de mieux maîtriser les techniques de création de l’échangeur ainsi que les risques de sismicité induite qu’elles peuvent occasionner (cf. fermeture du site de Vendenheim, en Alsace, suite à un événement sismique de magnitude 3,5 ressenti au nord de Strasbourg en 2020).

c) Plusieurs types de centrales géothermiques de production d’électricité

D’un point de vue technique, l’eau peut se trouver sous plusieurs formes à l’intérieur d’un réservoir géothermique : liquide, vapeur ou encore un mélange des deux. L’état du fluide dans le réservoir dépend de la pression et de la température qui déterminent aussi son potentiel énergétique (enthalpie). La plupart des réservoirs géothermiques de haute température ($T > 160^{\circ}\text{C}$) sont à dominante liquide en raison des conditions élevées de pression qui y règnent, mais il existe quelques exceptions, dans le monde, à dominante vapeur, comme le champ de Geysers, en Californie, ou celui de Larderello, en Italie, où l’on peut trouver des températures élevées à des profondeurs plutôt faibles, et donc à des valeurs de pression assez basses.

Par conséquent, un forage géothermique peut produire de la vapeur seule (dite vapeur sèche) ou le plus souvent, un mélange des deux phases liquide et vapeur (dite vapeur humide). Si la phase liquide est trop importante, une ou plusieurs étapes de vaporisation, où la pression est relâchée, est nécessaire afin d’augmenter la proportion de vapeur par rapport au liquide. Cette vaporisation est suivie d’une action de séparation de la vapeur, qui va alimenter la turbine pour produire de l’électricité. L’eau, dite séparée, est ensuite réinjectée dans le réservoir.

Pour produire de l’électricité à partir de ces fluides dont la température est supérieure à 160°C , il existe plusieurs types de centrales géothermiques selon la nature et les propriétés du fluide arrivant en surface (Figure 9) :

- centrale à échappement libre ou à contre-pression (après séparation de l’eau sous forme liquide, la vapeur obtenue est détendue dans une turbine et rejetée dans l’atmosphère). Ce type de centrale est utilisé lorsque la vapeur contient une quantité élevée de gaz incondensables ou pour satisfaire des demandes électriques faibles (unités modulaires et portables installées le plus souvent en tête de puits et de puissance unitaire comprise entre 1 et 5 MWe) ;
- centrale à condensation avec vapeur sèche (vapeur obtenue en tête des puits de production alimentant la turbine) ou avec vapeur humide (fluide extrait, constitué de vapeur et d’eau liquide, passant par un séparateur de phase, et seule la vapeur alimente la turbine, comme c’est le cas dans la centrale géothermique de Bouillante. Bien souvent, l’eau séparée est réinjectée dans le sous-sol). En sortie de turbine, la vapeur est condensée et réinjectée dans le réservoir. L’intérêt est d’obtenir une pression à l’échappement de la turbine inférieure à la pression atmosphérique et d’augmenter ainsi le rendement de conversion thermoélectrique. Les centrales à condensation avec vapeur humide peuvent être à simple flash (une seule séparation de phases), double flash (deux séparations de phase, cas actuel de Bouillante) ou triple flash (3 séparations de phases). La gamme des puissances des turbines à condensation va de 10 à 60 MWe.

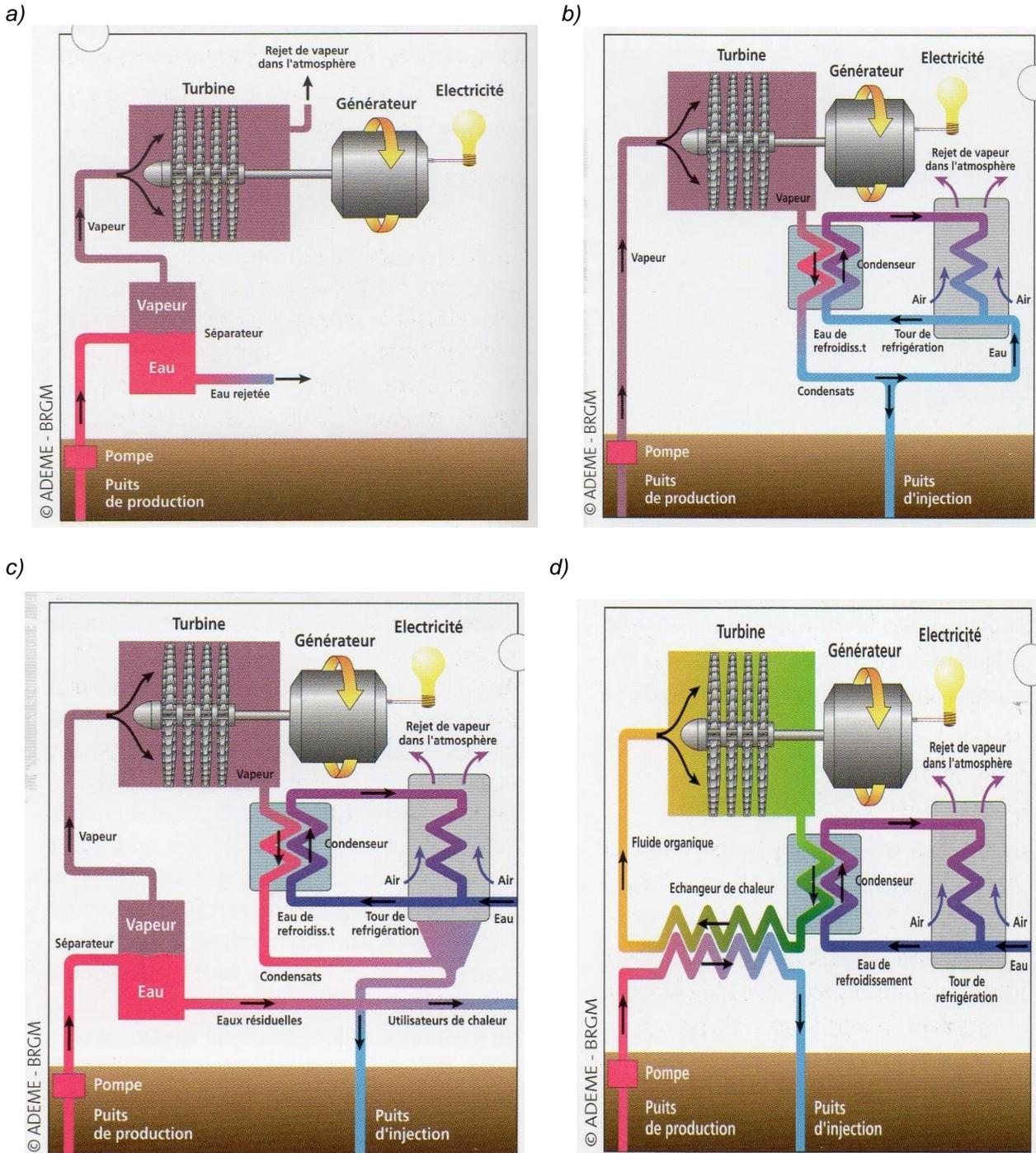


Figure 9 - a) Centrale géothermique à échappement libre ou à contre-pression (après séparation de la phase liquide, la vapeur obtenue est détendue dans une turbine et rejetée dans l'atmosphère) ; b) Centrale géothermique à condensation avec vapeur sèche (la vapeur obtenue en tête du puits de production alimente la turbine. En sortie de turbine, elle est ensuite condensée) ; c) Centrale géothermique à condensation avec vapeur humide (le fluide extrait, constitué de vapeur et d'eau, passe par un séparateur de phase et la vapeur alimente la turbine) ; d) Centrale géothermique à fluide binaire ou Organic Rankine Cycle (le fluide géothermal cède sa chaleur dans un échangeur à un fluide organique qui se vaporise à basse température et se détend dans la turbine) (source : BRGM).

La production économiquement rentable d'électricité est possible à partir d'un fluide géothermal qui arrive en surface à une température minimale d'environ 120°C. Cependant, certains prototypes expérimentaux peuvent produire de l'électricité dès 80°C mais, à l'heure actuelle, le rendement complet de l'installation est trop bas pour permettre le déploiement de cette technologie à grande échelle.

Pour valoriser des ressources de moindre température, entre 120 et 160°C, on a recours à une technologie qui utilise le principe du cycle de Rankine à fluide organique (ORC pour Organic Rankine Cycle, en anglais) ou technologie à fluide binaire. Cette technologie repose sur le fait que le fluide géothermal extrait cède une partie de son énergie à un fluide organique (alcane, fluoro-carbone, ammoniac, etc.) *via* un échangeur de chaleur.

Ce fluide organique, appelé fluide de travail, possède la particularité de se vaporiser à une température plus basse que celle de l'eau pour une pression identique. La vapeur ainsi produite est détendue dans la turbine pour produire de l'électricité, puis condensée au contact du circuit d'eau de refroidissement du condenseur. Le liquide obtenu est alors renvoyé à l'échangeur par l'intermédiaire d'une pompe pour effectuer un nouveau cycle (vaporisation, détente, condensation, pressurisation). Par conséquent, le fluide de travail évolue en circuit fermé.

Les centrales de ce type sont de taille unitaire plus modeste (quelques centaines de kWe à quelques MWe) sachant, quand même, que l'on peut toujours mettre en parallèle, sur un même site, plusieurs unités, afin d'atteindre la capacité de production électrique souhaitée en relation avec la ressource géothermale mise en évidence.

2.3.3. La géothermie profonde à des températures intermédiaires (80 à 110°C) pour la production de froid au moyen de machines à sorption

Une machine à sorption produit du froid par exemple à 7°C, température classique d'alimentation d'une batterie froid climatisant un bâtiment, à partir d'une source chaude à typiquement plus de 80°C. Le processus physique à l'œuvre dans la machine n'utilise pas d'électricité, mais la consommation des auxiliaires (pompes, etc.) peut ne pas être négligeable. Le chaud extrait du bâtiment et celui extrait de la source géothermale doivent être évacués à l'atmosphère. Pour procéder à cette évacuation, le moyen le plus efficace d'un point de vue énergétique demeure la tour aéro-réfrigérante humide.

Ce type d'application de la géothermie n'est pas, pour l'instant, développé en France, mais a fait l'objet d'une étude récente menée par le BRGM dans le cadre du projet INTERREG V TEC sur sa pertinence technique, économique et environnementale aux Antilles (Maragna, 2023). Le système proposé dans cette étude comprend une ressource géothermale (à une température de 80 à 110°C), une machine à absorption simple-effet fonctionnant au H₂O/LiO₂, des tours aéro-réfrigérantes, une pompe à chaleur aérothermique complétant si nécessaire la production de la PAC aérothermique, un réseau de froid et plusieurs circulateurs. Après modélisation dynamique et optimisation de ce système pour minimiser à la fois le contenu carbone et le coût complet de l'énergie thermique produite, ainsi qu'en considérant plusieurs scénarios, il en ressort les tendances suivantes (Maragna, 2023) :

- sans aucune subvention, le système proposé est toujours plus coûteux qu'une combinaison d'une pompe à chaleur aérothermique « classique » (à compression mécanique) et de chaudières pour la préparation de l'eau chaude sanitaire (ECS). Cependant, le système proposé diminue significativement le contenu carbone de l'énergie fournie. Une subvention versée pour le carbone économisé de l'ordre de 70 € par tonne de CO₂ équivalent évitée permettrait d'effacer le surcoût de ce système ;

- la proximité du puits géothermique, des besoins de climatisation élevés (2 MW) et l'utilisation de l'eau encore chaude en sortie de la machine à absorption (pour la production d'Eau Chaude Sanitaire, par exemple) sont des facteurs clés pour la pertinence économique du système proposé ;
- la machine à sorption peut fonctionner avec le fluide géothermal à 70°C, mais produit une puissance frigorifique très faible. Des ressources géothermiques plus chaudes (100 à 110°C, par exemple) augmentent considérablement la viabilité technique et économique du système proposé et devraient donc être recherchées. Le coût et le contenu carbone sont moins sensibles au débit géothermique disponible (pour les hypothèses considérées, peu de variations dans la gamme 100 - 200 m³/h).

A noter que la cible de cette étude a été un hôtel qui présente une demande élevée de refroidissement tout au long de l'année (jour et nuit). Les bâtiments de bureau ont tendance à avoir des besoins de climatisation plus faibles, voire nuls pendant la nuit, mais des pics de demande élevés, ce qui réduit la durée de refroidissement, qui est moindre que celle d'un hôtel. L'approvisionnement de ce type de bâtiments, bien que non traité dans cette étude, peut conduire à un investissement initial important ramené à la quantité d'énergie thermique fournie et donc à des coûts énergétiques élevés.

2.4. BILAN ACTUEL DE LA GEOTHERMIE EN FRANCE

En France, la géothermie représente aujourd'hui 4% de la production de chaleur renouvelable (3% en géothermie de surface, 1% en géothermie profonde), soit 1% de la chaleur totale produite. Afin de développer cette filière, il est donc nécessaire d'insuffler une nouvelle dynamique au marché de la chaleur renouvelable.

Etant donné que le réchauffement climatique s'accompagne de pics de chaleur caniculaire de plus en plus fréquents, il semble impératif que le froid renouvelable soit pris en compte et encouragé par la France et l'Union Européenne. Dans ce contexte, la géothermie présente un immense potentiel, aussi bien pour le particulier que pour les réseaux de froid (géocooling permettant un rafraîchissement à très haut rendement énergétique, chaleur stockée en hiver et pas rejetée à l'extérieur, système de refroidissement non superposé à un système de chauffage déjà existant en utilisant une PAC réversible, ...).

En ce qui concerne la production d'électricité, la part de la géothermie en métropole est actuellement négligeable (une seule centrale EGS, celle de Soultz-sous-Forêts de 1,65 MWe de puissance installée, avec une production annuelle d'environ 10 GWh), mais les concentrations élevées en lithium des saumures du Fossé rhénan, dont l'exploitation est ciblée pour alimenter les batteries des véhicules, pourraient contribuer à accroître sensiblement cette production, si cette activité se développe.

C'est uniquement en Guadeloupe que la part de la géothermie est significative, représentant environ 6% des besoins annuels d'électricité de l'île. Comme les EnR électriques contribuent à environ 34% de ces besoins, il en ressort que la géothermie représente environ 16% des apports de ces EnR. Mais là encore, il existe une grande marge de progression possible et des efforts de développement sont impératifs, notamment dans les îles volcaniques d'Outre-mer où la géothermie mériterait de trouver toute sa place parmi le mix énergétique, étant de plus une énergie de base disponible 24h/24.

3. Les objectifs français de géothermie dans les programmations énergétiques

3.1. LA LOI DE TRANSITION ENERGETIQUE ET DE CROISSANCE VERTE (LTECV) ET LA PROGRAMMATION PLURIANUELLE DE L’ENERGIE (PPE)

En 2015, la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV), puis la Loi Energie-Climat de 2019, ont fixé le cadre de la politique de l’énergie avec un objectif de 33% d’Energies Renouvelables (EnR) dans la consommation finale brute d’énergie en 2030, en métropole, et de 38% d’EnR pour la consommation de chaleur et de froid. Il a également été imposé 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 ultramarins, la LTECV a inscrit l’autonomie énergétique comme l’objectif à atteindre en 2030. Cet objectif impose une croissance rapide des énergies renouvelables dans la consommation énergétique. L’article 215 de cette loi 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 ».

Les Programmations Pluriannuelles de l’Energie (PPE) figurent parmi les outils créés pour piloter à moyen et long terme la politique de la France en matière d’énergie et de climat. Celles-ci concernent la métropole continentale et les ZNI. La PPE de métropole continentale est élaborée par le Gouvernement tandis que les PPE des ZNI sont co-élaborées avec les Collectivités Territoriales. En effet, l’article L. 141-5 du Code de l’Energie précise que « la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l’objet d’une PPE distincte ».

Le 28 octobre 2016, le ministère de l’environnement avait publié au Journal Officiel la première PPE pour la métropole. Par exception, cette première programmation portait sur deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023, déterminant ainsi l’évolution du mix énergétique, ainsi que les objectifs d’efficacité énergétique pour les huit prochaines années. Depuis l’adoption de la PPE pour la période 2019-2028 en avril 2020, cette première PPE n’est plus en vigueur. Une troisième PPE pour la période 2024-2033 devrait être présentée, une fois que la Loi de Programmation sur l’Energie et le Climat (LPEC), créée dans le cadre de la loi Energie-Climat de 2019, sera adoptée. La LPEC doit fixer les grands objectifs de la PPE nationale et de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC). L’échéance annoncée du 1^{er} juillet 2023 pour l’adoption de cette loi n’a pas pu être tenue. Nous présenterons donc, dans ce rapport, les chiffres clés concernant la PPE 2019-2028 de 2020, qui sont ceux de la PPE actuellement en vigueur.

C’est à un niveau plus local que les territoires d’Outre-mer fixent leurs objectifs respectifs dans leurs propres PPE. Dans ce cadre-là, des objectifs chiffrés ont été fixés pour la filière géothermie, à la fois pour la France métropolitaine continentale et dans les territoires d’Outre-mer. La spécificité de la géothermie rend, cependant, difficile les projections chiffrées dans la mesure où seule la réalisation de campagnes d’exploration (incluant des forages d’exploration) permet de confirmer la présence ou non d’une ressource géothermique et son potentiel exploitable.

3.2. OBJECTIFS CHIFFRES DE LA PPE DE 2020 EN METROPOLE

Afin de se focaliser sur les ZNI de cette étude, les objectifs de la PPE de 2020 en métropole sont présentés et détaillés dans l’annexe 1, à titre de comparaison avec les îles d’Outre-mer.

En métropole, compte-tenu du coût de la production d’électricité par géothermie (173 à 336 €/MWh, d’après des estimations de l’ADEME) ou à partir de biomasse et afin d’optimiser le coût global d’atteinte des objectifs d’EnR et de favoriser une plus grande efficacité énergétique, le soutien financier à ces filières est réservé à la production de chaleur. Pour la géothermie, des projets innovants, notamment couplés à de la production de lithium, peuvent, le cas échéant, être soutenus dans le cadre de dispositifs de R&D.

La filière géothermique électrique en métropole reste aujourd’hui très marginale avec une seule installation industrielle située en Alsace, celle de Soultz-sous-Forêts. Pourtant, il existe, en France, plusieurs contextes géologiques favorables au développement de cette géothermie profonde tels que le Fossé rhénan, les Limagnes, le couloir rhodanien, ... D’après l’étude de l’AFPG de 2021, la cartographie des Permis Exclusifs de Recherche (PER) de gîtes de haute énergie, délivrée par le Ministère de la Transition Ecologique à des industriels pour réaliser des travaux d’exploration, indique la présence de 11 PER sur le territoire métropolitain, ainsi que de 2 concessions (sites de Soultz-sous-Forêts et de Rittershoffen, en Alsace). D’après cette même étude, si l’intégralité des travaux correspondant à ces 11 PER fonctionnait selon les estimations de puissance, la France métropolitaine pourrait compter alors sur environ 60 MWe de puissance électrique installée d’origine géothermique.

La phase d’exploration, comportant la prospection régionale et locale (à l’échelle du PER) ainsi que le forage d’exploration, permet de qualifier et de quantifier la ressource, de réduire l’aléa géologique et le risque d’échec des forages. Cette phase indispensable d’un projet de géothermie comporte un risque financier élevé et dure généralement plusieurs années (Figure 10). Les investissements importants nécessaires, la préparation et l’instruction des dossiers, le risque financier et la réalisation des activités de prospection rendent difficile le développement rapide de la filière, même si la géothermie profonde permet de valoriser une ressource locale, disponible en permanence, et très proche de la neutralité carbone.

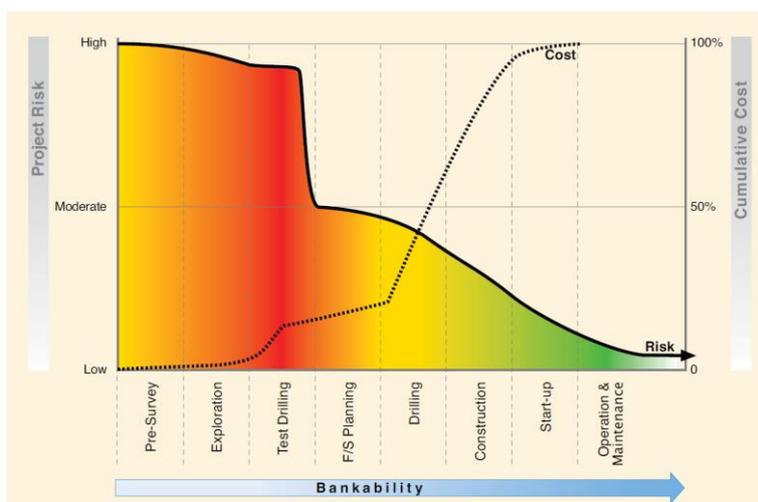


Figure 10 - Coût et risque associés aux différents stades de développement d’un projet de géothermie (Gehring et al., 2012). Le dégradé de couleur reflète le niveau de risque depuis le rouge, représentant un risque important, jusqu’au vert et blanc, représentant un risque quasi nul. La phase de forage d’exploration (Test Drilling), en rouge foncé, constitue la principale barrière de ce type de projet, le coût financier d’un forage pour confirmer l’existence d’une ressource géothermique viable étant très élevé.

3.3. OBJECTIFS CHIFFRES DES PPE DANS LES TERRITOIRES D'OUTRE-MER SELECTIONNES (DROM-COMs)

Pour rappel, les territoires ciblés par cette étude sont :

- DROMs : Guadeloupe, Martinique, La Réunion, Mayotte
- COM : Saint-Pierre-et-Miquelon.

3.3.1. PPE de l'île de la Guadeloupe

La première PPE de la Guadeloupe pour la période 2016-2018/2019-2023 a été adoptée par le décret n°2017-570 du 19 avril 2017. Le texte de cette PPE avait été préalablement approuvé par le Conseil Régional de la Guadeloupe le 27 mars 2017, après avoir fait l'objet d'un avis de l'Autorité Environnementale le 19 octobre 2016, d'un avis favorable du Conseil Supérieur de l'Energie le 21 février 2017, d'une consultation du public du 24 février au 25 mars 2017, d'un avis du Conseil National de la Transition Ecologique le 6 mars 2017 et d'un avis du Comité d'Experts pour la Transition Energétique le 15 mars 2017. Comme pour cette PPE, celle pour la période 2019-2023/2024-2028, révisée en 2018 (version V3.2.4 du 28/10/2020), continue à placer résolument la Guadeloupe sur la voie de l'autonomie énergétique en 2030.

Afin de contribuer au respect de la loi LTECV du 17 août de 2015 pour les DROM-COMs, les objectifs cadre qui ont été fixés dans la nouvelle PPE pour la période 2019-2023/2024-2028 sont les suivants :

- réduire la consommation finale d'énergie (toutes énergies et tous secteurs, hors aérien) de 16% en 2028 par rapport à 2015 (-259 GWh en 2023, puis -604 GWh entre 2024 et 2028, soit un total de -863 GWh d'ici 2028, pour passer de 5237 GWh en 2015 à 4374 GWh en 2028) ;
- réduire/substituer les transports routiers thermiques de 32% en 2028 par rapport à 2015 ;
- poursuivre la maîtrise, voire la baisse, de la consommation d'électricité (tous secteurs d'activité) ;
- viser 50% d'EnR en 2020 dans les consommations finales d'énergie (toutes énergies et tous secteurs) et l'autonomie énergétique en 2030, après avoir installé 516 MWe d'EnR supplémentaires en 2028 par rapport à 2015 (x 5).

Tous ces objectifs devraient permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre (sur les émissions énergétiques tous secteurs confondus) de 46% en 2023 et de 63% d'ici 2028 par rapport à 2015.

En ce qui concerne le développement des EnR, les chiffres retenus pour la PPE de la Guadeloupe par rapport à l'année 2015 sont reportés dans le Tableau 1.

Pour la géothermie, l'objectif +14 MWe en 2023 par rapport à l'année 2015 prend en compte l'optimisation de la centrale existante de Bouillante et son développement avec trois nouveaux forages profonds en 2023, dont un producteur et deux ré-injecteurs. L'objectif de 2028 (+64 MWe) ajoute le développement de nouveaux projets en Basse-Terre et/ou l'importation d'électricité géothermique en provenance de la Dominique.

Filière	Puissance nette installée (MWe) / 2015	
	2023	2028
Photovoltaïque sans stockage	+16	+46
Photovoltaïque avec stockage	+61	+81
Eolien	+90	+141
Géothermie	+14	+64
Biomasse, Déchets et Combustibles Solides de Récupération	+141	+146
Hydraulique	+10	+23
Energies marines renouvelables et autres	-	+15
Total	+332	+516
Part des EnR dans la production d'électricité (%)	84	98

Tableau 1 - Synthèse des objectifs chiffrés de développement des EnR de la PPE de la Guadeloupe pour la période 2019-2023/2024-2028.

3.3.2. PPE de l'île de la Martinique

La première PPE de la Martinique a été adoptée par le décret n°2018-852 du 4 octobre 2018. Elle porte sur deux périodes : 2016-2018 et 2019-2023. Elle a ensuite fait l'objet d'une révision simplifiée, actée par le décret n°2021-877 du 30 juin 2021. Actuellement, une révision complète de cette PPE est en cours de réalisation prévoyant un bilan de la période 2019-2023 et la définition de nouveaux objectifs pour les périodes supplémentaires, 2024-2028 et 2028-2033.

La PPE en vigueur actuellement prévoit pour 2023 :

- un renforcement des mesures d'efficacité énergétique : +150% de gains d'efficacité énergétique annuelle, soit 118 GWh d'énergie économisée en 2023 par rapport à 2015 ;
- une augmentation de la part des EnR dans la production électrique (+805%) qui devrait permettre d'atteindre 55,6 % d'EnR électriques en 2023 ;
- l'augmentation de la part des EnR thermiques qui permettront d'éviter en 2023 près de 13 GWh de production électrique ;
- une baisse de 19% de la consommation d'hydrocarbures dans les transports terrestres ;
- le seuil de déconnexion¹ des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire est fixé à 35 %, en 2018, avec un objectif de porter ce seuil à 45 %, en 2023 ;
- le déploiement de 240 bornes de recharge des véhicules électriques privilégiant le recours aux EnR.

Les objectifs de développement de la production électrique à partir d'EnR à La Martinique, y compris en autoconsommation, sont fixés conformément au Tableau 2.

¹ Seuil au-delà duquel la production électrique à partir d'énergies non synchrones peut être déconnectée du réseau pour ne pas mettre en péril son équilibre (le choix de la déconnexion revient au gestionnaire du réseau).

Le chapitre IV du décret n°2018-852 du 4 octobre 2018 (prises en compte des études d’infrastructures) mentionne les études des projets d’exportation d’électricité d’origine géothermique depuis la Dominique et de qualification d’un gisement de géothermie.

Filière	Puissance supplémentaire installée (MWe)	
	2018	2023
Eolien avec stockage	0	+12
Photovoltaïque sans stockage	+2	+48
Photovoltaïque avec stockage	+14,5	+44,5
Géothermie	0	+50
Hydroélectricité	0	+2,5
Biogaz	+0,6	+1,2
Bioéthanol	0	+10
Valorisation thermique des déchets	0	+10,2
Pile à combustion	+1	+1

Tableau 2 - Objectifs de développement de la production électrique à partir d’EnR, y compris en autoconsommation, dans la PPE de la Martinique pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023. Les objectifs de développement en 2018 et en 2023 sont fixés par rapport aux puissances existantes, validées avant l’élaboration de la PPE (cf. article 3 du décret n°2018-852 du 4 octobre 2018).

3.3.3. PPE de l’île de La Réunion

La première PPE de la Réunion pour la période 2016-2023 a été adopté par le décret n°2017-530 du 12 avril 2017. Ce texte avait été approuvé préalablement par le Conseil Régional de la Réunion le 19 décembre 2016, après avoir fait l’objet d’un avis de l’Autorité Environnementale le 4 novembre 2015, d’un avis favorable du Conseil Supérieur de l’Energie le 13 septembre 2016, d’une consultation du public du 12 septembre 2016 au 12 octobre 2016, d’un avis du Conseil National de la Transition Ecologique le 12 septembre 2016 et d’un avis du Comité d’Experts pour la Transition Energétique le 20 octobre 2016. Comme pour cette PPE, celle pour la période 2019-2028, adoptée par le décret n°2022-575 du 20 avril 2022, continue à placer résolument La Réunion sur la voie de l’autonomie énergétique en 2030.

Afin de contribuer au respect de la loi LTECV du 17 août de 2015 pour les DROM-COMs, les principaux objectifs qui ont été fixés pour la période 2019-2028 sont les suivants :

- réduire l’augmentation structurelle de la consommation d’électricité en économisant 263 GWh par an, en 2023, et 438 GWh par an, en 2028. La réduction de consommation d’électricité en 2023 et 2028 comprend l’effet sur l’année considérée de toutes les actions réalisées depuis 2019 ;
- réduire les consommations annuelles d’énergie sur les transports routiers de -45,3 ktep, en 2023, et -98,3 ktep, en 2028, ainsi que sur l’électricité de -22,6 ktep, en 2023, et -37,7 ktep, en 2028 ;
- passer la part des EnR dans les consommations d’énergie (de tout type, hors transport aérien et maritime) de 19 %, en 2018, à 42 %, en 2023, et 47 %, en 2028.
- le seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l’énergie fatale à caractère aléatoire est fixé à 35 % en 2018, avec un objectif de porter ce seuil à 45 % en 2023 et à 55 % en 2028 ;

- le déploiement de 550 bornes, en 2023, et de 1700 bornes, en 2028, de recharge des véhicules électriques privilégiant le recours aux EnR.

Les objectifs de développement de la production électrique à partir d'EnR à La Réunion, y compris en autoconsommation, sont fixés par rapport au parc de 2018 et conformément au Tableau 3.

Filière	Parc (MWe)			Objectifs cumulés (MWe)	
	2018	2023	2028	2023	2028
Bioliquide	0	211	211	+211	+211
Biomasse (dont bagasse)	0	200	200	+200	+200
Bioéthanol	0	41	41	+41	+41
Autres petits projets combustion de biomasse, y compris canne fibre	0	1	[1-5,4]	+1	+[1-5,4]
Biogaz / Méthanisation / Gazéification	4,4	6,7	[7,2-8,1]	+2,3	+[2,8-3,7]
Valorisation des Combustibles Solides de Récupération (CSR)	0	16,7	16,7	+16,7	+16,7
Géothermie	0	0	[0-5]	0	+[0-5]
Eolien terrestre	16,5	41,5	91,5	+25	+75
Eolien offshore	0	0	[0-40]	0	+[0-40]
Photovoltaïque	190	340	[440-500]	+150	+[250-310]
Hydraulique (hors STEP, Station de Transfert d'Energie par Pompage, appellation usuelle pour station d'épuration des eaux usées)	138,4	145	146	+6,6	+7,6
Energie thermique des mers	0	2	[2-5]	+2	+[2-5]
Energie houlomotrice	0	0	[0-5]	0	+[0-5]
Systèmes ORC (Cycle Organique de Rankine) pouvant générer de l'énergie électrique et thermique à partir de plusieurs sources de chaleur (chaleur fatale, géothermie, cycles solaires à concentration ou énergie marine des mers...)	0	0	[0-0,3]	0	+[0-0,3]

Tableau 3 - Objectifs de développement de la production électrique à partir d'EnR, y compris en autoconsommation, dans la PPE de La Réunion pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Les objectifs de développement en 2023 et en 2028 sont fixés par rapport au parc installé en 2018.

Dans le chapitre IV du décret n°2022-575 du 20 avril 2022 (prises en compte des études d'infrastructures), l'étude d'un projet de géothermie de 5 MWe y est signalé.

3.3.4. PPE de l'île de Mayotte

La première PPE de Mayotte pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 a été promulguée par décret ministériel n°2017-577 du 19 avril 2017. Ce texte avait été préalablement approuvé par le Conseil Départemental de Mayotte le 28 février 2017, après avoir fait l'objet d'un avis de l'Autorité Environnementale le 19 octobre 2016, d'un avis favorable du Conseil Supérieur de l'Energie le 9 décembre 2016, d'une consultation du public du 27 décembre 2016 au 20 février 2017, d'un avis du Conseil National de la Transition Ecologique le 9 janvier 2017 et d'un avis du Comité d'Experts pour la Transition Energétique le 12 janvier 2017. Conformément aux dispositions de la loi, une révision de cette PPE doit être engagée afin de poursuivre la planification et la réalisation des actions définies, sur le quinquennat 2024-2028. Un premier bilan a été réalisé en 2019 et montre que, globalement, plusieurs actions n'ont pas atteint leur objectif en 2018 ou sont en cours d'étude.

La PPE de Mayotte en vigueur pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 a pour ambition de mettre ce département sur la voie de l'autonomie énergétique en 2030, et prévoit en 2023 :

- un gain annuel relatif de 3 GWh sur les consommations électriques de l'île, soit 9 GWh cumulés à l'horizon de 2018 et 24 GWh cumulés en 2023 ;

- le développement des EnR thermiques pour la production de chaleur et de froid, qui sont de nature à éviter en 2023 près de 20 GWh de production électrique. Parmi les mesures, figure un développement ambitieux des chauffe-eau solaires (individuels et collectifs) ;
- un important développement des ENR électriques avec une multiplication par près de 10 de leur part dans le mix électrique ;
- le développement de projets innovants à base d’EnR couplés à des installations de stockage d’énergie ;
- le seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l’énergie fatale à caractère aléatoire est fixé à 32 %, en 2018, avec un objectif de porter ce seuil à 36 %, en 2023 ;
- le développement d’un réseau de transport urbain et interurbain comprenant 3 lignes interurbaines, 4 lignes urbaines et une ligne de desserte de l’aéroport ;
- la sécurisation de l’alimentation électrique par la création d’un moyen de production de 44 MW à horizon 2023. L’objectif est de couvrir une partie de ce besoin par un projet de centrale biomasse (12 MW), par un projet combinant installations photovoltaïques et stockage (11 MW), le reste étant couvert par une centrale fonctionnant au fuel léger ou au gaz de pétrole liquéfié. En cas de retard de mise en place ou d’impossibilité de création de la centrale biomasse ou du projet combinant photovoltaïque et stockage, le projet de centrale au fuel léger ou gaz de pétrole liquéfié répondra à l’intégralité du besoin.

Les objectifs de développement de la production électrique à partir d’EnR, à Mayotte, y compris en autoconsommation, sont fixés conformément au Tableau 4.

La géothermie ne figure pas dans ce tableau, mais un petit chapitre lui est consacré dans le texte de la PPE. Il indique que pour les objectifs 2018 à 2023, la connaissance actuelle ne permet pas de se projeter avant 2023 dans la mesure où de nouvelles études sont nécessaires pour avancer sur la possibilité d’exploiter ce type d’énergie sur l’île et vu que les projets de géothermie sont de longue durée. L’objectif pour 2023 doit consister à actualiser la PPE dans ce secteur à partir des conclusions des études conduites d’ici là. Le tout nouveau décret n°2023-867 du 11 septembre 2023 portant quelques modifications au décret n° 2017-577 du 19 avril 2017 relatif à la PPE de Mayotte fait spécifier le projet de géothermie situé sur Petite Terre à l’article 9 concernant les projets d’étude.

Filière	Puissance installée par rapport à 2015 (MWe)	
	2018	2023
Photovoltaïque avec stockage	+17	+29,4
Photovoltaïque sans stockage	+0,5	+1,5
Photovoltaïque autoconsommation	+0,5	+1,5
Biomasse	+10	+10
Méthanisation	+1	+2
Eolien	0	+4
Cycle Organique de Rankine (ORC)	+1,6	+1,6
Energies marines	0	+11,2

Tableau 4 - Objectifs de développement de la production électrique à partir d’EnR, y compris en autoconsommation, dans la PPE de Mayotte pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 par rapport à l’année 2015.

3.3.5. PPE de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon

Par la délibération n°136/2018 du 24 avril 2018, le Conseil Territorial adoptait la première version de la PPE de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023, considérant que les orientations de la Collectivité Territoriale en termes de politique énergétique avaient été prises en compte dans l'élaboration de ce document. Puis, la procédure d'adoption par décret ministériel ayant connu des retards, des ajustements de fond ont dû être apportés au document afin d'élaborer une 2^{ème} version de la PPE couvrant uniquement la période 2019-2023. Après une première délibération du Conseil Territorial le 18 juin 2019 (n°148/2019), qui donnait son accord de principe, et différents échanges avec le Ministère de la Transition Écologique et Solidaires (MTES), depuis 2019, cette nouvelle version de la PPE a finalement été soumise à la consultation du public par voie électronique en avril 2023. Le projet final de cette PPE, qui couvre les périodes de 2019-2023 et 2024-2028, a été approuvé par le Conseil Territorial au cours d'une seconde délibération le 30 mai 2023 (n°155/2023) et vient d'être adopté par décret ministériel n°2023-915 du 3 octobre 2023, après transmission préalable au MTES.

Afin de contribuer au respect de la loi LTECV du 17 août de 2015 pour les DROM-COMs, les principaux objectifs qui ont été fixés pour les périodes de 2019-2023 et 2024-2028, sur l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, sont les suivants :

- réduire l'augmentation structurelle de la consommation d'énergie en économisant 108 GWh, en 2023, et 216 GWh, en 2028, par rapport à l'année 2015 ;
- développer la production d'électricité à partir d'EnR telle que l'éolien avec + 4 MWe, en 2023, et + 6 MWe, en 2028, à Saint-Pierre, et + 2 MWe, en 2023, et + 2 MWe, en 2028, à Miquelon, par rapport à l'année de référence 2015 ;
- développer la production de chaleur et de froid renouvelables et de récupération, conformément au Tableau 5 ;
- réduire les émissions de gaz à effet de serre de - 55%, à l'horizon 2020 ;
- mettre en place un dispositif d'observation afin d'obtenir et de centraliser les différentes informations et données disponibles sur le territoire concernant la gestion de l'énergie ;
- fixer à 45 %, en 2023, le seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire ;
- sécuriser l'alimentation électrique nécessaire à l'archipel (1. Remplacement des capacités installées de la centrale thermique de Miquelon 1 d'ici la fin de l'année 2023 par une centrale thermique d'une puissance totale de l'ordre de 2 MWe, conçue pour fonctionner au fioul léger et aux bioliquides. 2. Conversion aux bioliquides des centrales thermiques existantes de l'archipel d'ici 2026, sous réserve de faisabilité. 3. Privilégier les sources locales de production d'électricité renouvelable pour assurer l'équilibre offre-demande. 4. Mise en place d'un plan réglementé d'approvisionnement en bioliquides durables du territoire d'ici 2023) ;
- poursuivre les études sur le potentiel d'autres EnR sur l'archipel (hydroélectricité, photovoltaïque, valorisation des CSR (Combustibles Solides de Récupération), de la chaleur fatale, énergies marines renouvelables, méthanisation, ORC, analyse de la solution PAC, etc.).

Filière	Production électrique annuelle évitée, supplémentaire par rapport à 2015 (MWh)	
	2023	2028
Valorisation de chaleur (Cycle Organique de Rankine - ORC)	+13600	+13600
Récupération de chaleur	+12230	+12230
Biocarburants de 2 ^{ème} génération	+33,5	+33,5

Tableau 5 - Objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables fixés dans la future PPE de l’archipel de Saint-Pierre et Miquelon pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 par rapport à l’année de référence 2015.

Il est important de souligner qu’il existe depuis 2018 un réseau de chaleur à Saint-Pierre alimenté par la chaleur résiduelle de l’usine électrique de Saint-Pierre. Actuellement, ce réseau de chaleur permet de récupérer 12,3 GWh/an (cf. Tableau 5). Une évaluation du potentiel de valorisation de la chaleur fatale est inscrite dans l’article 9 du décret n°2023-915 du 3 octobre 2023.

En ce qui concerne la géothermie, il est mentionné que l’absence d’études de dimensionnement de la ressource ainsi que les contraintes fortes à la mise en place de ces technologies sur l’archipel ne permettent pas d’envisager l’installation de moyens de production collectifs à court terme. La géothermie ne semble pas un axe de développement prioritaire pour le territoire. Il n’y a pas d’objectifs quantifiés pour le raccordement au réseau de ce type d’énergie à horizon 2023, ni 2028. Sans en faire un objectif, une étude de gisement est, néanmoins, envisageable dans la période 2024-2028. De même, l’étude des retours d’expériences et une analyse sur l’utilisation de pompes à chaleur chez les particuliers pour le remplacement des chauffages fioul, inscrite dans le décret de la PPE, peuvent s’avérer pertinentes afin de définir le potentiel de ce type de ressources sur l’archipel. Il est toutefois noté qu’une montée en compétences des artisans de l’archipel est nécessaire, si ces technologies venaient à se développer sur le territoire.

3.4. DISPOSITIFS DE SOUTIEN POUR LA GEOTHERMIE DANS LES TERRITOIRES D’OUTRE-MER RETENUS POUR CETTE ETUDE

Les territoires sont au cœur de la transition énergétique, qu’il s’agisse d’efficacité énergétique, d’énergies renouvelables, de stockage ou de réseaux. Tous les projets ont une forte composante territoriale. Dans ce cadre, l’impulsion donnée par les collectivités territoriales est essentielle. L’Etat adaptera son action pour diffuser les bonnes pratiques de la transition énergétique dans les territoires en lien avec ces collectivités.

3.4.1. Dispositifs de soutien existants pour la géothermie

a) Dispositifs d’aide financière

En France métropolitaine, de nombreux moyens d’aide ont été mis en œuvre pour la production de chaleur et de froid en ce qui concerne la géothermie de surface (fonds chaleur de l’ADEME, garantie AQUAPAC, aides au particulier, ...) et la géothermie profonde (fonds Chaleur de l’ADEME, fonds de garantie SAF-Environnement, TVA à taux réduit...). Initialement alimenté par des fonds publics, le fonds de garantie s’est avéré crucial pour le développement des usages directs de la géothermie en France.

La production d'électricité par géothermie a, quant à elle, en France métropolitaine, bénéficié jusqu'en 2016, comme les autres filières de production d'électricité renouvelable, d'un soutien sous forme d'un tarif d'achat adapté. Le montant du complément tarifaire avait été fixé par décret à 246 €/MWh, ce qui avait permis de donner à la filière un élan significatif vu que 17 Permis Exclusifs de Recherche (PER) de gîtes géothermiques avaient été octroyés à fin 2016.

Cependant, dans le cadre de la révision de la PPE de 2020, et compte-tenu du montant élevé de ce complément, comparé à celui d'autres EnR comme l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, ce complément a été abandonné. Suite à l'abrogation de ce tarif d'achat, le développement des projets de géothermie profonde en métropole a été stoppé.

En 2014, les professionnels de la filière (AFPG) et la Caisse des Dépôts et Consignations, et appuyé par l'ADEME, ont proposé la mise en place d'un nouveau fonds de garantie dédié au développement de la production d'électricité géothermique en métropole, le Fonds GEODEEP. Cependant, ce fonds n'a été notifié par la Commission Européenne qu'en 2020, à la suite d'un long processus de conception. Pour le moment, il n'a pas encore pu être mis en œuvre, faute de projets en perspective.

A compter de 2016, et conformément aux lignes directrices de la Commission Européenne en matière d'aides d'Etat, le tarif d'achat a été remplacé par un complément de rémunération 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.

En revanche, pour les territoires d'Outre-mer, 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 Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Pour ces territoires, 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 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 par la PPE du territoire d'Outre-mer concerné et qu'ils aboutissent ou non. Des plafonds de dépenses sont définis différemment pour chaque filière renouvelable : l'un est rapporté au MWe 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 les droits 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 20 M€.

Ce dispositif peut être 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 MWe à 15 % seulement pour un projet de 5 MWe, 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 aux DROM-COMs 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 Fonds de Garantie Géothermique Français (FGGF), qui concernerait à la fois les DROM-COMs et des projets à l’export portés par des entreprises françaises. Il interviendrait seul ou en complément de dispositifs de soutien financier existant localement pour permettre une couverture des dépenses engagées à hauteur de 80% maximum. Le FGGF interviendrait sous la forme d’une couverture du risque géologique, avec indemnisation des dépenses engagées, en cas d’échec sur la ressource (ressources inexistantes, débit/température insuffisants, ressources inexploitable à cause de la mauvaise qualité chimique de leur fluide, ...). Il pourrait prendre en compte également des projets géothermiques de production de chaleur et/ou de froid.

b) Financement de projets de géothermie dans les ZNI

Jusqu’à présent, la plupart des projets d’exploration réalisés en Guadeloupe, Martinique, La Réunion et Mayotte ont concerné le développement de la géothermie profonde de haute température pour produire de l’électricité. L’un des principaux objectifs de ces projets était d’améliorer la connaissance des ressources géothermiques, principalement par des études d’exploration de surface, mais aussi, à un degré moindre, par la réalisation de quelques forages profonds, à l’exception de l’île de Mayotte.

Une bonne partie de ces projets est constituée de projets de R&D ou de service public. Les principales sources de financement proviennent de l’ADEME, des Investissements d’Avenir, des Conseils Régionaux concernés et du BRGM, au niveau national, ainsi que des programmes Interreg, au niveau européen. La compagnie Géothermie Bouillante a également financé quelques études dans la région de Bouillante, en Guadeloupe, sur fonds propres. L’arrivée récente de nouveaux industriels pour développer la géothermie dans les ZNI devrait bénéficier au financement de tels projets. Parmi les principales études réalisées, qui seront présentées plus en détail dans le chapitre suivant de ce rapport et qui ont été recensées dans le rapport BRGM/RP-70567-FR (2021), on peut citer :

- en Guadeloupe, de nombreux travaux d’exploration géothermique, depuis les années 70-80, qui ont contribué à la réalisation de la centrale géothermique de Bouillante, au développement et à l’augmentation de sa production électrique, ainsi qu’à l’évaluation du potentiel géothermique de l’ensemble de l’île ;
- le projet GEOTREF (2014-2020), plateforme d’innovation pour l’exploration et le développement de la géothermie dans les réservoirs fracturés, ayant pour cible la qualification d’une ressource géothermale au sud de Basse-Terre, en Guadeloupe, pour produire de l’électricité ;
- en Martinique, de nombreuses études d’exploration de surface depuis les années 70-80 qui ont conduit à identifier plusieurs zones d’intérêt géothermique sur l’île, ainsi que la réalisation de 4 forages d’exploration profonds dans la zone de la plaine du Lamentin. Des sites d’implantation pour des forages d’exploration profonds ont été proposés sur la zone des Anses d’Arlet, au sud de l’île ;
- le projet INTERREG V - Transition Energétique dans la Caraïbe (TEC, 2020-2023), piloté par la Région Guadeloupe, qui faisait suite aux deux précédents de 2008 et en 2012, dans le cadre du programme Européen INTERREG Espace Caraïbe, et qui comprenait un volet géothermie dans la Caraïbe, piloté par l’ADEME ;
- à La Réunion, de nombreux travaux d’exploration de surface depuis les années 70-80 qui ont permis d’identifier plusieurs zones d’intérêt géothermique, ainsi que la réalisation de 2 forages d’exploration profonds (2018 m et 3000 m, respectivement) dans le cirque de Salazie, associé au volcan du Piton des Neiges et dans la zone du Grand Brulé, dans le secteur du volcan du Piton de la Fournaise.

Malheureusement, ces deux forages se sont avérés non producteurs, bien que la température relevée sur le forage de Salazie (192°C en fond de puits) ait pu montrer l'existence d'un gradient géothermique élevé (90°C/km) ;

- à Mayotte, plusieurs études d'exploration de surface depuis 2005, qui ont conduit à l'identification de différentes zones d'intérêt géothermique sur l'île et à l'identification de sites d'implantation de forages d'exploration profonds.

c) Centre d'Excellence Caraïben de la Géothermie (CECG)

La mise en place du Centre d'Excellence Caraïben de la Géothermie, en Guadeloupe, devrait bientôt voir le jour, même si elle a pris un peu de retard. Ce centre à vocation internationale a pour ambition d'être un centre de ressources pour l'ensemble des îles de la Caraïbe, voire davantage, avec plusieurs missions :

- accélérer et faciliter la réalisation de futurs projets de géothermie dans la Caraïbe, dont il a été estimé qu'elle pourrait contribuer de façon significative au mix électrique (jusqu'à 30%) ;
- accompagner par la R&D des projets industriels de géothermie ;
- offrir des formations en matière de géothermie ;
- gérer la communication et l'information ;
- s'occuper des échanges internationaux.

Ce centre devrait permettre de fédérer tous les acteurs de la géothermie, améliorer sa visibilité et promouvoir tous ses atouts sur les territoires ultramarins.

3.4.2. Loi d'Accélération de la Production d'Énergies Renouvelables (LAPER)

En France, en 2020, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie a représenté 19,1 %. L'objectif qu'avait fixé l'Europe, pour cette date, était de 23 %. Par conséquent, la France est en retard par rapport à cet objectif pour rendre son mix énergétique plus renouvelable. Par ailleurs, la crise énergétique liée à l'invasion de l'Ukraine et à l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires (la moitié du parc français à l'arrêt entre avril et septembre 2022) a mis en lumière l'urgence de faire évoluer le mix énergétique.

L'Etat a donc décidé d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et de répondre aussi aux objectifs climatiques en publiant au Journal Officiel du 10 mars 2023 la loi relative à l'« Accélération de la Production d'EnR », portée par la Ministre de la Transition Énergétique. Cette loi contribuera à un triple objectif : 1) défendre l'indépendance industrielle, énergétique et politique de la France, 2) préserver le pouvoir d'achat des Français et la compétitivité des entreprises, et 3) lutter contre le dérèglement climatique et préserver la biodiversité.

Cette loi s'articule autour de quatre axes principaux :

- planifier avec les élus locaux le déploiement des EnR dans les territoires ;
- simplifier les procédures d'autorisation des projets d'EnR ;
- mobiliser les espaces déjà artificialisés pour le développement des EnR ;
- partager la valeur des projets d'EnR avec les territoires qui les accueillent.

Parmi les cinq avancées concrètes permises par cette loi, nous retiendrons les trois suivantes qui pourraient contribuer à l’accélération du développement de la géothermie :

- diviser par 2 le temps d’instruction des projets et les sécuriser face aux recours ;
- remettre les élus et leurs territoires au centre du jeu. Ils doivent être des partenaires de la transition énergétique en définissant eux-mêmes des zones dédiées à l’accélération des EnR ;
- mieux partager la valeur des projets d’EnR sur leur territoire d’implantation, en mettant en place un soutien financier pour les porteurs de projets par les collectivités territoriales, notamment pour accompagner les administrés dans la transition énergétique et protéger la biodiversité.

En application de l’article 15 de la loi « Accélération de la Production d’EnR », le ministère de la Transition énergétique a mis en place, en août 2023, un portail afin de mettre à disposition des collectivités les données relatives aux EnR sur leur territoire ainsi qu’au potentiel de développement de telles EnR. Ce portail doit également permettre aux communes la définition de leurs zones d’accélération.

Dans le cadre de cette loi, le plan d’action pour accélérer la géothermie, annoncé par la Ministre de la Transition Energétique le 2 février 2023, qui s’appuie sur le rapport du Haut-Commissariat au Plan dédié à la géothermie de surface, ne concerne, pour l’instant, que la géothermie en métropole pour la production de chaleur et de froid. Il faut espérer qu’un plan d’action similaire pour l’accélération du développement de la géothermie dans les DROM-COMs qui se justifierait pleinement soit annoncé dans un avenir proche.

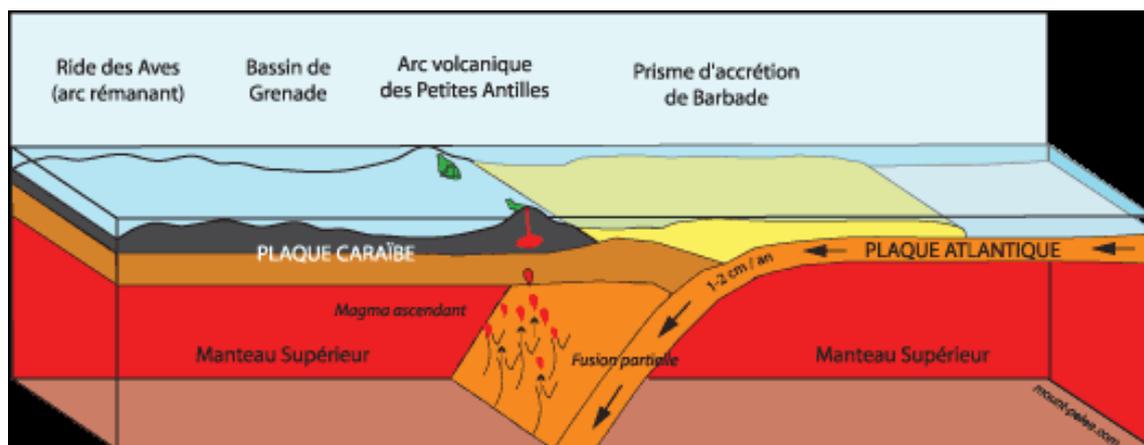


Figure 12 - Coupe est-ouest synthétisant la subduction de la plaque Atlantique sous la plaque Caraïbe (© d'après Mount-pelée.com).

La formation des Petites Antilles s'est faite fondamentalement suivant l'existence de deux arcs (Figure 13) :

- un arc externe, ou arc ancien, qui a été actif de l'Eocène à l'Oligocène². Il regroupe les Antilles calcaires car, depuis la fin de l'Oligocène, ces territoires n'ont pas connu d'activité volcanique ;
- un arc interne commun avec l'arc externe au sud, entre Grenade et Sainte-Lucie. Ces deux arcs divergent à partir du nord de la Martinique. Cet arc interne est constitué d'îles volcaniques récentes. Le volcanisme fonctionne depuis le début du Pliocène³ et est encore actif de nos jours.

Notons qu'au cours du Miocène, l'activité volcanique s'est poursuivie dans les îles allant de la Grenade à la Martinique matérialisant ainsi un arc intermédiaire (Figure 13a).

L'arc interne, qui héberge des systèmes volcaniques actifs (Figure 13b), constitue, par conséquent, un énorme potentiel de chaleur et est, en principe, propice pour l'exploitation de la géothermie haute température (HT) à des fins de production électrique.

Ainsi, l'île de Guadeloupe héberge le stratovolcan actif de la Soufrière, dans le sud de Basse-Terre, qui est le point culminant des Petites Antilles, avec une altitude de 1467 m. Sa dernière éruption magmatique remonte à 1580 ± 50 ans et a occasionné la mise en place du dôme de lave actuel. Après cet épisode, seules quelques éruptions phréatiques ont été observées, dont l'une des plus violentes entre 1976 et 1977 (Westercamp and Tazieff, 1980).

Pour ce qui est de la Martinique, la Montagne Pelée est l'un des stratovolcans les plus actifs de l'arc des Petites Antilles, avec une altitude proche de 1400 m et avec plus de 20 éruptions pendant les derniers 5000 ans. Malgré cet énorme potentiel de chaleur, peu de manifestations de surface indiquant l'existence d'un important système hydrothermal de haute température (sources chaudes, fumerolles, ...) sont présentes (Traineau *et al.*, 1987).

² L'Eocène est une série géologique de l'ère Cénozoïque (regroupant les ères anciennement appelées Tertiaire et Quaternaire), qui s'étend de 56 à 33,9 millions d'années (MA), celle de l'Oligocène de 33,9 à 23 MA, et celle du Miocène de 23 à 5,3 Ma.

³ Le Pliocène est une série géologique de l'ère Cénozoïque, qui s'étend de 5,3 à 2,6 MA, celle du Pléistocène de 2,58 MA à 11700 ans.

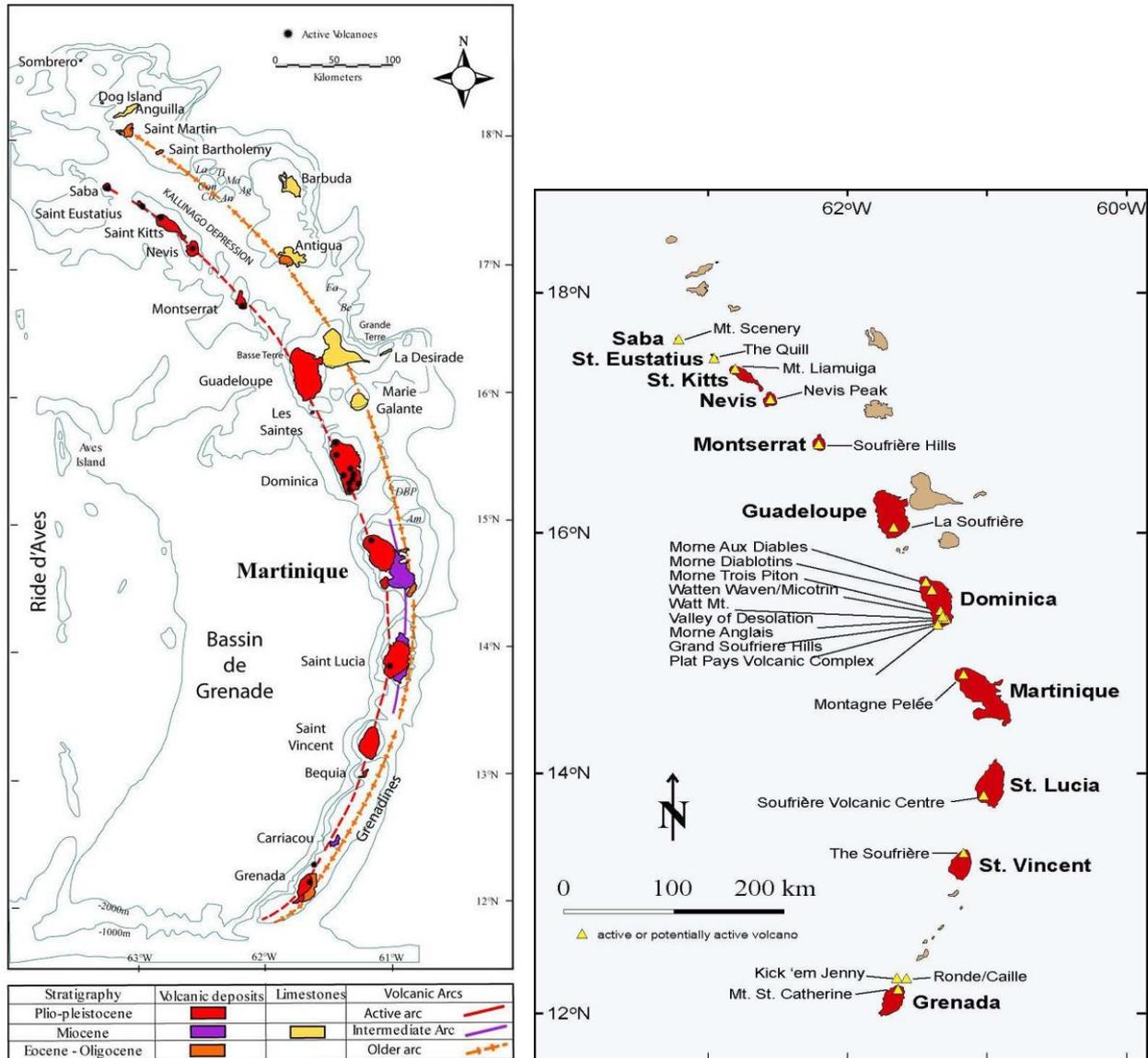


Figure 13 - a) Les arcs insulaires des Petites Antilles et l'évolution volcano-tectonique des différentes îles (d'après Germa, 2008) ; b) Carte des principaux centres volcaniques des Petites Antilles (d'après Joseph, 2008).

Il est à noter qu'en Guadeloupe, l'âge du volcanisme diminue du nord vers le sud (Soufrière), alors qu'en Martinique, c'est le contraire : il est plus ancien, au sud, et plus récent, au nord (Montagne Pelée). La détermination de cet âge donne une information importante sur la possibilité de trouver un système géothermique HT encore actif : en règle générale, on considère qu'il ne faut pas que cet âge dépasse 1 Ma, faute de quoi, la source de chaleur n'est plus suffisante pour alimenter un tel système.

S'il est impératif d'avoir une source de chaleur relativement élevée pour développer la géothermie de haute température, il est également nécessaire de disposer d'une importante alimentation en eau du réservoir géothermique et d'un circuit de fractures/failles, en milieu volcanique, suffisamment développé pour permettre une bonne circulation de l'eau. Par conséquent, la proximité de la mer et la forte pluviométrie sur ces îles, ainsi que leur contexte tectonique et structural, constituent également un atout pour développer la géothermie.

4.1.2. Guadeloupe

a) Contexte géologique

Pour ce qui concerne la Guadeloupe, deux zones sont *a priori* les plus favorables pour l'exploitation de la géothermie HT. Elles se trouvent toutes les deux plutôt sur la moitié sud de Basse Terre où les failles et les indices de fracturation sont nombreux, contrairement à la moitié nord (Bourdon *et al.*, 2008). Ces deux zones sont (Figure 14) :

- la région de Bouillante (Figure 14), dont la centrale géothermique est, pour l'instant, la seule dans toute les îles de la Caraïbe à produire de l'électricité, à partir d'une eau géothermale extraite du sous-sol à 250 - 260°C ;
- la zone de la Soufrière et de ses alentours (Figure 14).

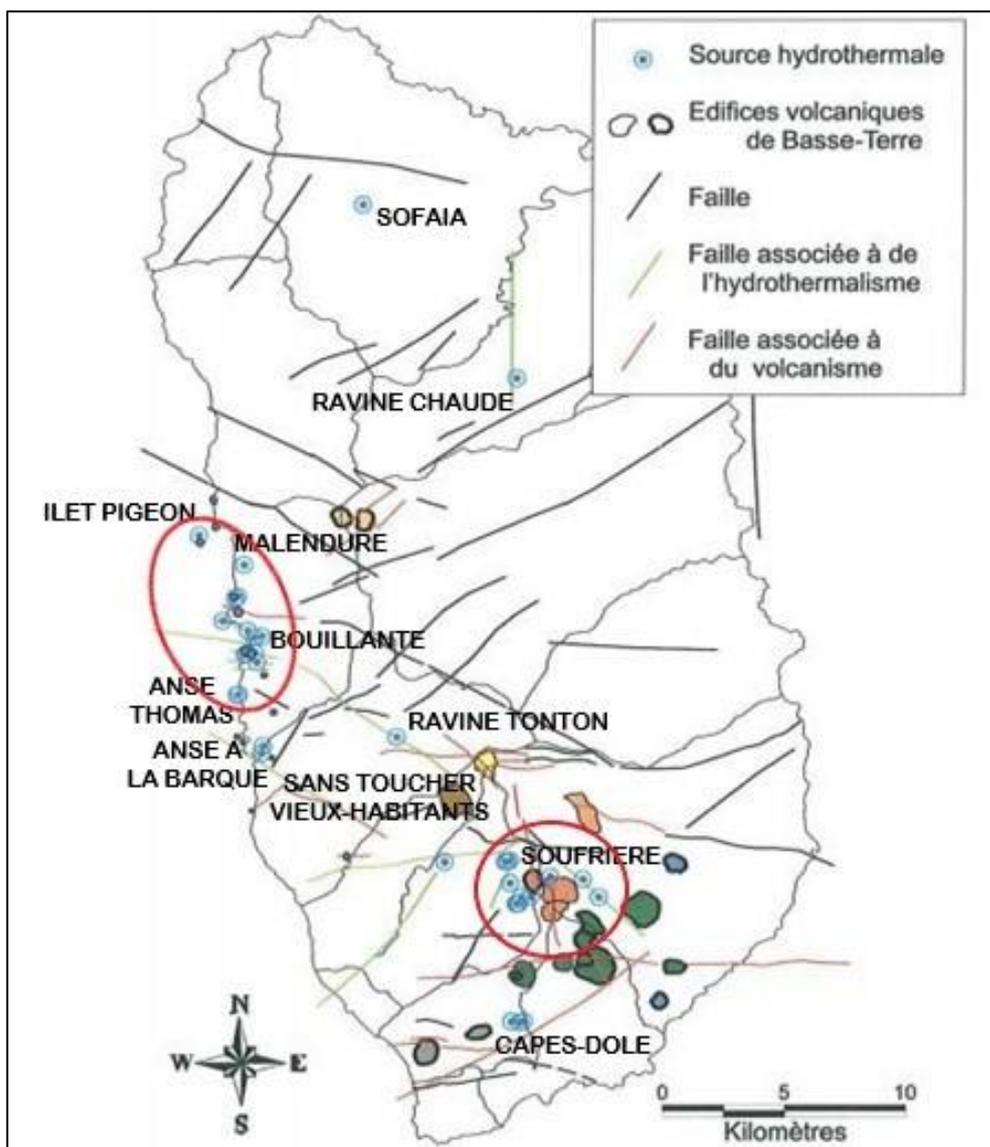


Figure 14 - Carte des principales sources chaudes et des deux zones d'intérêt géothermique de haute température, en Guadeloupe (modifié à partir de Bourdon *et al.*, 2008).

▪ Région de Bouillante

La région de Bouillante, comme indiqué sur les Figure 11 et Figure 15, bénéficie d'un contexte géologique particulièrement privilégié. Elle est localisée à l'intersection de deux accidents tectoniques majeurs : le système de failles NNO-SSE de Montserrat-Bouillante-Les Saintes et du système ONO-ESE de failles normales appartenant au fossé d'effondrement de Marie Galante. Au nord de Bouillante, ce système est connu comme le corridor Marsolle-Machette.

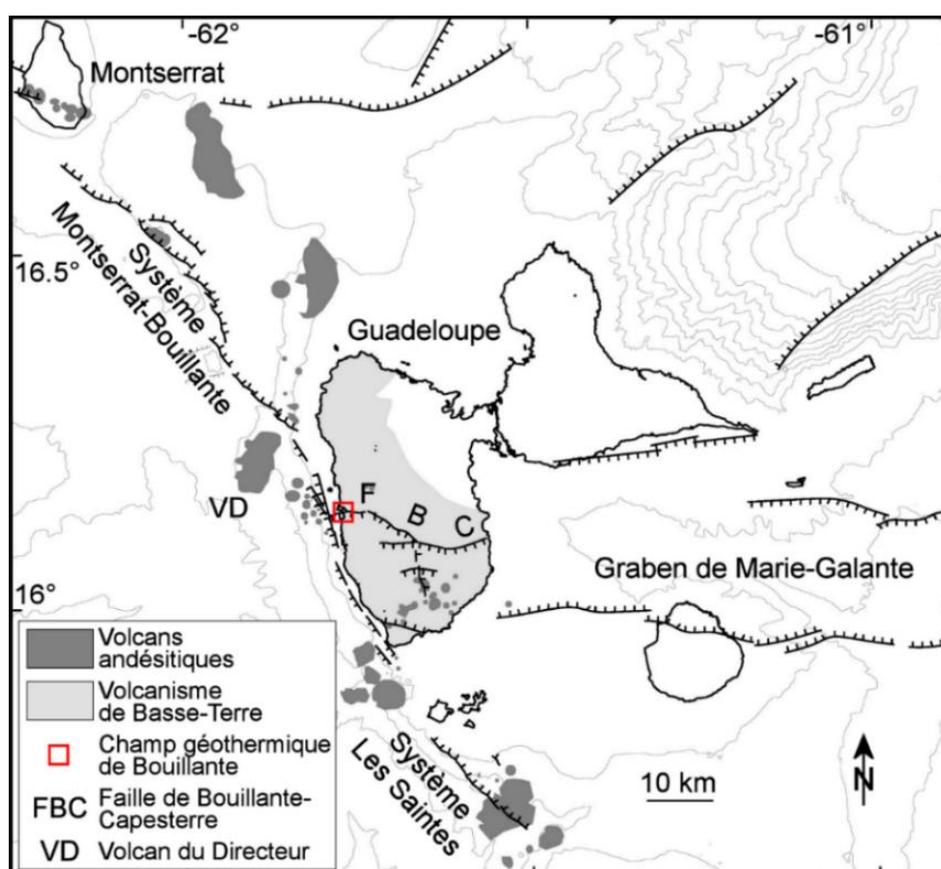


Figure 15 - Position du champ géothermique de Bouillante (ouest de Basse-Terre, zone encadrée en rouge) à l'intersection du système de failles décrochant NNW-SSE de Montserrat-Bouillante-Les Saintes et du système de graben E-W de Marie-Galante (d'après Calcagno et al., 2011).

Par ailleurs, cette zone se situe dans l'emprise de la chaîne axiale des Pitons de Bouillante, qui est datée de 1,02 à 0,43 Ma (Komorowski *et al.*, 2005 ; Samper *et al.*, 2007), et de la chaîne volcanique de Bouillante, datée entre 1,12 et 0,2 Ma (Gadalia *et al.*, 1988). Aligné sur une bande d'environ 20 km en N-S et 4 km en E-W, le volcanisme de la chaîne de Bouillante jalonne l'accident N160°E situé en mer et rattaché au système de Montserrat-Bouillante-Les Saintes.

Au niveau du champ géothermique de Bouillante, une dizaine d'appareils éruptifs relevant de cette chaîne se sont formés entre 1,12 Ma (Pointe à Lézard) et 0,479 Ma (Figure 14; Sanjuan *et al.*, 2008a).

En l'état actuel des connaissances, le magmatisme de la chaîne volcanique de Bouillante apparaît comme la principale source de chaleur qui peut être associée au champ géothermique, même si une contribution en provenance de la Soufrière ne peut pas être complètement exclue.

La concentration d'appareils volcaniques avec des magmas dont la viscosité est élevée favorise le piégeage d'intrusions à quelques kilomètres de profondeur, lors de leur remontée vers la surface. Le refroidissement lent de ces intrusions magmatiques est alors, à même de réchauffer leur encaissant et de soutenir le développement de systèmes hydrothermaux comme celui de la zone de Bouillante.

De nombreux travaux d'exploration ont été menés par le BRGM sur les différentes manifestations thermales superficielles à terre et en mer, entre l'îlet Pigeon, au nord de Bouillante, et la source Anse à la Barque, au sud (Figure 15 et Figure 16), dont certaines peuvent atteindre des températures proches de 100°C, à leur émergence. Ces travaux ont montré qu'une partie de ces manifestations traduisent des fuites d'un réservoir géothermique profond, qui contiennent un fluide dont la température et la composition chimique sont semblables à celles de l'eau profonde exploitée par la centrale géothermique de Bouillante (Traineau *et al.*, 1997 ; Sanjuan, 2001 ; Lachassagne *et al.*, 2009 ; Millot *et al.*, 2010).

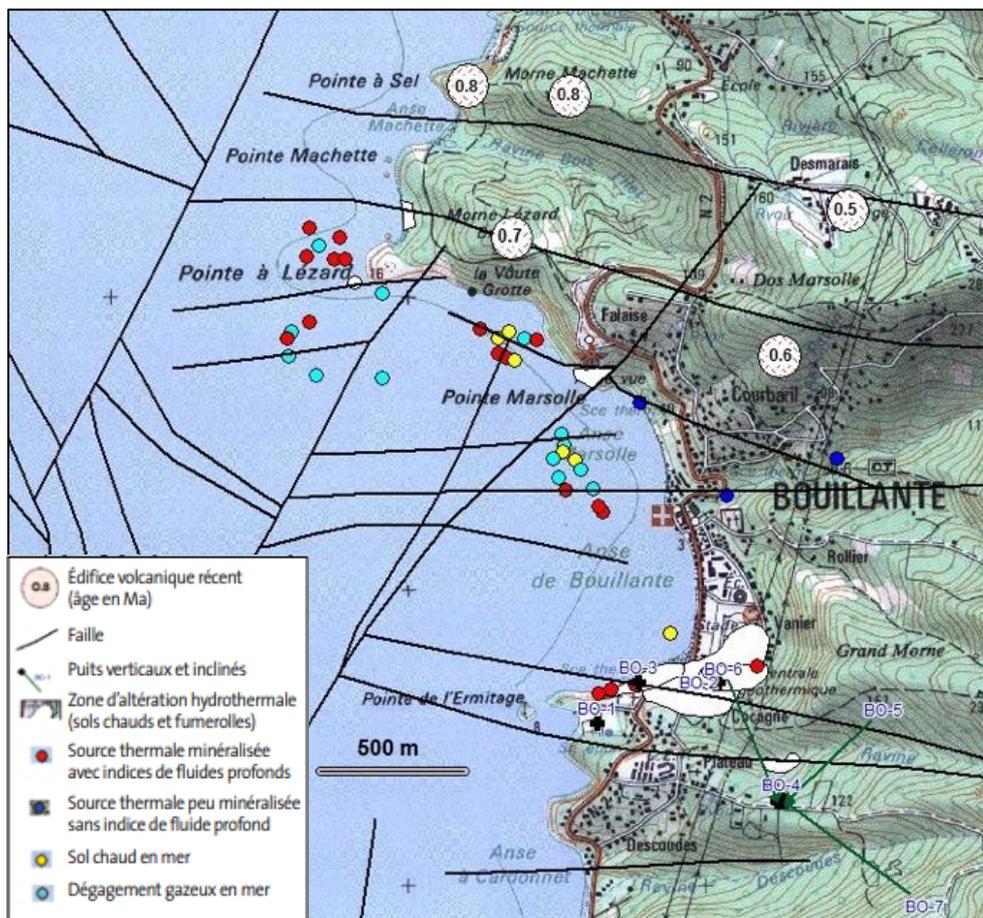


Figure 16 - Carte de localisation des principaux appareils volcaniques, failles et manifestations thermales à terre et en mer de la région de Bouillante, en Guadeloupe.

La composition chimique de l'eau géothermale profonde portée à 250 - 260°C, dans le réservoir, indique que cette eau principalement chlorurée sodique, d'une salinité d'environ 20 g/l, est composée d'environ 58% d'eau de mer et 42% d'eau météorique (Sanjuan and Brach, 1997), ce qui ne semble pas poser de problèmes d'alimentation en eau du réservoir. Par ailleurs, plusieurs arguments scientifiques, parmi lesquels l'homogénéité de la composition chimique des eaux profondes, leur répartition géographique relativement éloignée, etc., laissent penser que la taille et le volume du réservoir sont très importants.

Suite aux nombreux travaux d’exploration menés en géologie, géochimie des fluides, géophysique, hydrogéologie, etc., sur la zone de Bouillante, un modèle conceptuel du fonctionnement du système géothermique de Bouillante a été développé en Figure 17 autour de la zone de faille majeure de Marsolle (Bouchot *et al.*, 2010). La réalisation des forages de gradient thermique dans les années 1970-1980, celle des forages de production sur le site d’exploitation ainsi que les travaux scientifiques qui ont accompagné ces forages (valorisation minéralogique des cuttings, suivi géochimique des fluides, modélisation géologique 3D et hydro-chimique, sismique large bande, etc.) ont permis d’améliorer nettement la connaissance et la compréhension du réservoir.

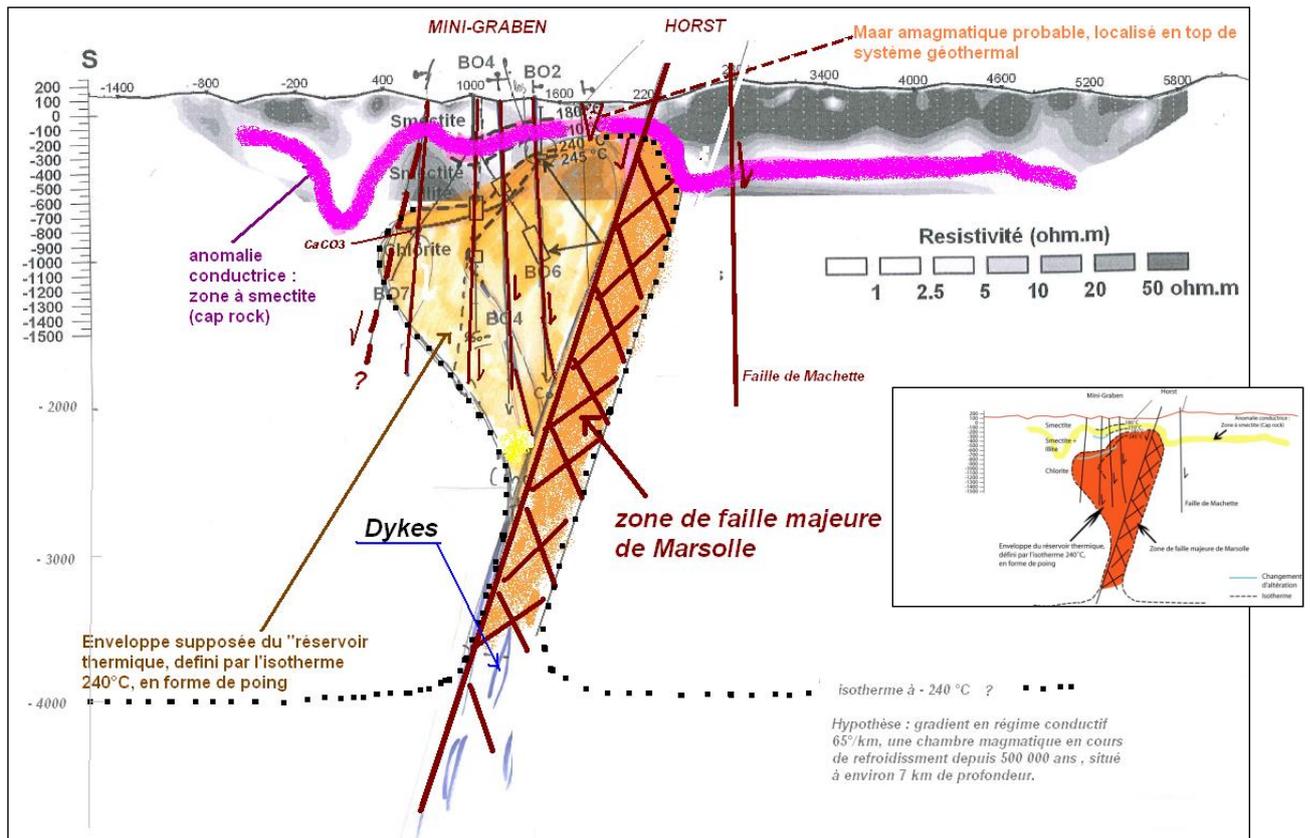


Figure 17 - Modèle conceptuel de fonctionnement du système géothermique de Bouillante suivant une coupe N-S, basé sur des données de forages et d’exploration de surface (Bouchot *et al.*, 2010).

▪ Zone de la Soufrière et de ses alentours

Après la zone de Bouillante, le complexe Grande Découverte-Carmichaël-Soufrière est sans doute l'une des zones qui présente le plus d'intérêt, d'un point de vue géothermique. Il aurait débuté son activité il y a 200 000 ans environ et est toujours actif, avec le dôme de la Soufrière. C'est un stratovolcan dont l'édification a été complexe, comme en témoigne le schéma volcano-structural de la Figure 18.

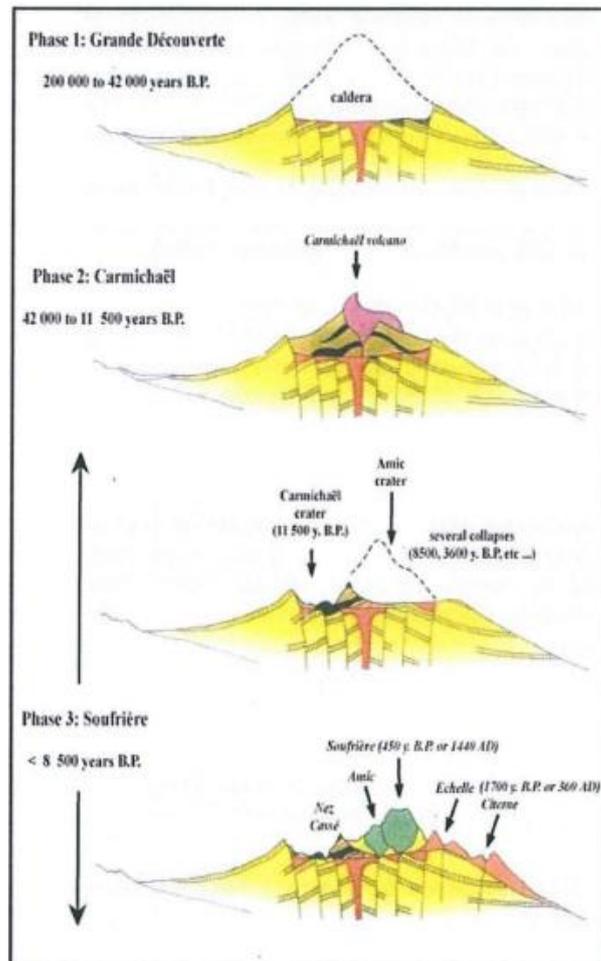


Figure 18 - Schéma d'évolution volcano-structurale du complexe Grande Découverte - Carmichaël - Soufrière (source : OVSG-IPGP, tiré de Bourdon et al., 1988)

Ce complexe a eu une activité effusive avec l'émission de nombreuses coulées et dômes de laves, intercalées avec des épisodes explosifs majeurs qui ont délivré des magmas ponceux et donné lieu à la formation de plusieurs caldeiras. Il a également été affecté par des épisodes d'effondrement sectoriel qui l'ont partiellement détruit à de plusieurs reprises. Les édifices les plus récents de ce complexe sont le dôme de la Soufrière, les cônes stromboliens de l'Echelle et de la Citerne datés à 1 700 ans BP environ, Morne Amic constitué d'un ensemble de dômes mis en place entre 8 500 et 3 100 BP.

L'une des caractéristiques de ce complexe est la fréquence des éruptions phréato-magmatiques qui témoignent de la présence d'un système hydrothermal au sein de l'édifice volcanique depuis au moins 50 000 ans.

La coexistence d’une chambre magmatique active et l’abondance d’eau souterraine alimentée par un régime de climat tropical, avec une importante pluviométrie (valeur moyenne pour 1983-2010 : 10 ± 2 m/an), ont conduit à la présence de nombreuses manifestations hydrothermales telles que des fumerolles et des sources thermales au sommet et à la périphérie de la Soufrière (Figure 19 ; Bigot and Hammouya, 1987; Zlotnicki *et al.*, 1992; Brombach *et al.*, 2000 ; Villemant *et al.*, 2005; Komorowski *et al.*, 2005; Bernard *et al.*, 2006; Sanjuan *et al.*, 2008a; Villemant *et al.*, 2014; Allard *et al.*, 2014; Jean-Baptiste *et al.*, 2014). Les observations historiques montrent que la nature, la distribution et l’intensité de l’activité hydrothermale ont considérablement varié en fonction du temps (Komorowski *et al.*, 2005; Ruzié *et al.*, 2012, 2013; Villemant *et al.*, 2014; Moune *et al.*, 2022).

Les fumerolles sont plutôt concentrées au sommet du volcan et peuvent être permanentes ou intermittentes. A 300 m en dessous de ce sommet, dans la zone de la faille « Ty », au pied sud-est du dôme, il existe un autre champ de fumerolles, dont l’activité est plus faible, mais qui sont les vestiges d’une activité plus importante par le passé, étant donné le degré d’altération du sol. L’interaction des fumerolles les plus actives du sommet avec des aquifères perchés favorise la formation de mares acides intermittentes (Cratère Sud et Tarissan). La faille « Ty », orientée N160° à N-S, longue de 7 km environ, découpe le dôme de la Soufrière et peut être vue comme le prolongement à terre du système de failles sous-marines entre Montserrat et Basse Terre.

La plupart des sources thermales (30 - 45°C) sont, quant à elles, concentrées autour de la base du dôme, principalement dans les secteurs Sud-Ouest, Sud et Nord-Est (Figure 19). Leur distribution est contrôlée par la structure de l’édifice volcanique et le développement intensif d’altération hydrothermale argileuse le long de zones préférentielles (Figure 20). Ces eaux thermales sont des eaux douces (salinité inférieure à 1,3 g/l), dont l’origine principale est météorique, et qui semblent interagir avec des roches volcaniques à des températures inférieures à 80 - 100°C.

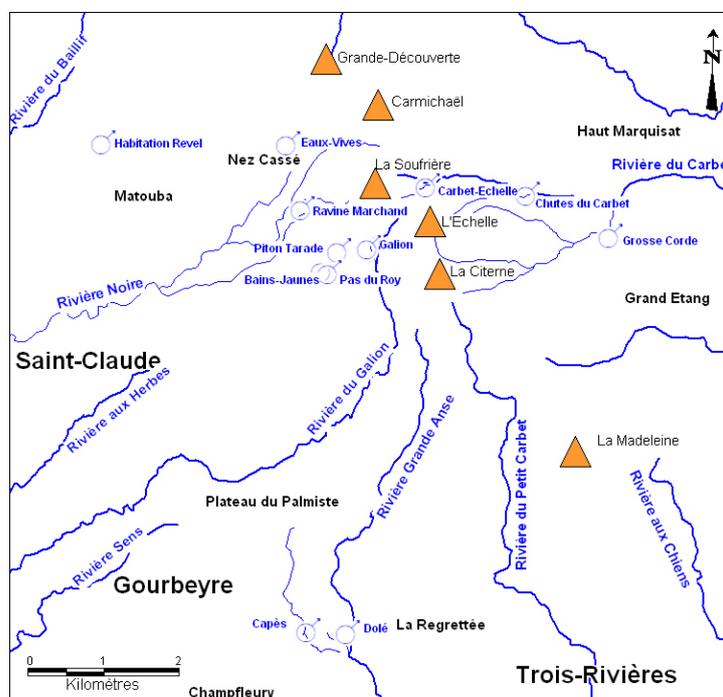


Figure 19 - Carte de localisation des principales sources thermales de la région de la Soufrière.

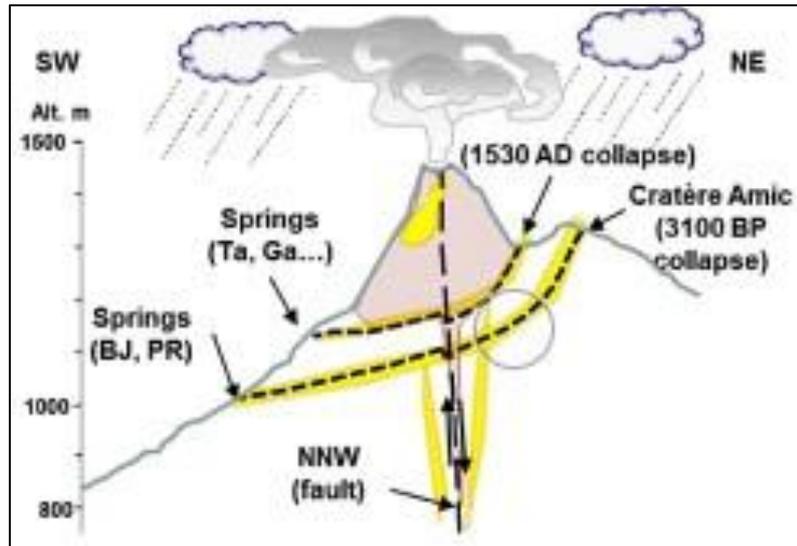


Figure 20 - Coupe interprétative de la structure du dôme de la Soufrière et des circulations hydrothermales (d'après Villemant et al., 2014).

Parmi les zones proches du massif de la Soufrière, les dômes de lave andésitique de l'ensemble de la Madeleine (Figure 19; Madeleine, Morne Lenglet, Morne Boudoute, Plateau Grande Chasse...), de par leur âge récent (10 000 - 20 000 ans), leur taille et le contrôle structural dont ils témoignent (N-S et N60°), représentent une source de chaleur potentielle pour le développement d'un système géothermique et font de cette région une autre zone d'intérêt géothermique.

Enfin, à la croisée des deux directions structurales N-S et N60°, la zone déprimée de Moscou, située au sud-est de la Soufrière, a été étudiée dans les années 1980 par le BRGM (Gérard et al., 1981 ; Gadalia, 1984 ; Baubron et Sabroux, 1984 ; Puvilland, 1986 ; Gadalia, 1985, Fabriol et Ouzounian, 1985 ; Gadalia, 1986 ; Puvilland et Dore, 1985). Datée à 15 000 ans BP (Gadalia, 1984), elle pourrait avoir également un intérêt pour l'exploitation géothermique de haute température. Néanmoins, il n'existe pratiquement aucune manifestation hydrothermale de surface sur cette zone et des études complémentaires, notamment en géologie et en géophysique, sont absolument nécessaires pour progresser sur l'intérêt de cette zone.

▪ Autres zones

En dehors des zones mentionnées précédemment, aucune autre ne semble pouvoir fournir le potentiel de haute température nécessaire à la production d'électricité, en Guadeloupe (Bourdon et al., 2008).

En revanche, il n'est pas exclu que certaines zones comme celles de Vieux-Habitants, au sud de Basse-Terre, qui héberge plusieurs volcans récents (0,2 à 0,6 Ma) dont le massif du Sans Toucher (0,45 Ma), ou celles de Ravine Chaude et Sofaïa, au nord (Figure 15), possèdent des potentiels pour des usages de moyenne ou basse température, pour la production de froid ou dans d'autres domaines tels que celui de l'industrie agro-alimentaire, du loisir, etc., comme c'est, par exemple, déjà le cas pour Ravine Chaude et Sofaïa, utilisées pour le thermalisme.

b) Historique des travaux de géothermie

▪ Travaux d'exploration

Les principaux travaux d'exploration géothermique ont démarré dès les années 70 (EURAFREP et BRGM) et ont connu une pause entre 1985 et 1995, pour ensuite redémarrer à partir de 1996 et se poursuivre jusqu'à nos jours (Sanjuan *et al.*, 2021). Avec la seule centrale géothermique de haute température produisant de l'électricité depuis 1986, à Bouillante, sur toute la Caraïbe, c'est certainement la Guadeloupe qui possède le nombre le plus important d'études et de données d'exploration géothermique existantes dans cette région. La zone la plus étudiée a, bien sûr, été celle de Bouillante, mais d'autres régions comme celle de Vieux-Habitants, celle de la Soufrière et celle de Moscou ont également fait l'objet d'investigations, dès les années 1980.

Il s'agit principalement de travaux d'exploration de surface en :

- géologie (carte géologique, géologie structurale, volcanologie, pétrographie, minéralogie, études des altérations hydrothermales, datations, etc.) ;
- thermométrie dans les sols (mesures de température à environ 1 m de profondeur), autour de la centrale géothermique de Bouillante ;
- analyse des gaz (chimiques et parfois isotopiques) et de certains éléments comme l'arsenic et le mercure dans les sols ;
- géochimie des roches, des eaux et des gaz (nouvelles analyses chimiques et isotopiques sur roches, eaux thermales terrestres et sous-marines, application des géothermomètres chimiques et isotopiques sur eaux thermales et gaz, etc.) ;
- géophysique (campagnes de mesures sismiques, gravimétriques, magnétiques, électriques, magnétotelluriques MT, etc.) ;
- hydrogéologie (principalement, dans la région de Bouillante).

Dans la région de Bouillante, où des sondages d'exploration et des forages profonds (les quatre premiers entre 1970 et 1977, et les trois autres en 2001) ont été réalisés, plusieurs types de données sont venus apporter des informations et des confirmations très importantes pour l'exploration géothermique de cette région :

- des mesures de gradient thermique réalisées dans les sondages destinés à ces mesures, dans les années 70 ;
- des profils de température et de pression en statique et en dynamique en fonction de la profondeur, dans les forages géothermiques profonds de production ;
- des informations litho-stratigraphiques, structurales (principales failles de circulation des fluides) et minéralogiques dans les forages de production ;
- des données minéralogiques et géochimiques provenant d'analyses de cutting sur certaines zones d'altération profondes ;
- la caractérisation géochimique des fluides profonds (eaux et gaz) des réservoirs géothermiques, d'après les analyses chimiques et isotopiques effectuées ;
- des informations sur les débits de production, les vitesses de circulation des fluides et le volume des réservoirs *via* des essais de production de forage, de tests de traçage chimique réalisés entre puits et du suivi de la production des forages d'exploitation.

Depuis 1996, la région de Bouillante, de l'Anse Thomas, au sud, jusqu'à la pointe de Malendure, au nord, a bénéficié de nombreux travaux de recherche, cofinancés par l'ADEME et le BRGM, pour développer, améliorer et accroître la production d'électricité de champs géothermiques haute température en milieu volcanique insulaire, comme celui de Bouillante. Ce programme a été couronné de succès puisqu'il a permis d'augmenter la capacité de production de la centrale géothermique de Bouillante de 4,2 à 15 MWe. Il a également mis en évidence un fort potentiel géothermique au nord de la baie de Bouillante (au niveau de la faille de Marsolle et de Pointe à Lézard), au niveau de l'Illet à Pigeon et de la source thermale d'Anse Thomas.

La plupart des études effectuées sur la zone de la Soufrière ont été réalisées par les équipes de l'OVSG-IPGP (Sanjuan *et al.*, 2021). Le programme de recherche GEOTREF, soutenu financièrement par les Investissements d'Avenir, entre 2014 et 2020, a permis, entre autres, de compléter les travaux d'exploration sur la zone du Permis de Recherche Vieux-Habitants - Soufrière, appelé actuellement Sud Karukéra qui, après Bouillante, sont les régions les plus étudiées de l'île, avec celle de Moscou. Ce programme a donné lieu à la réalisation d'une quinzaine de thèses, quelques post-doctorats et à plusieurs publications internationales et communications à congrès. D'après les résultats obtenus au cours de ce programme, la région de Matouba pourrait héberger des ressources géothermiques HT intéressantes.

▪ Centrale géothermique de Bouillante (Figure 21 ; Figure 22)

L'historique de cette centrale peut se résumer en quelques dates clés (Figure 23) et montre le long chemin parcouru au cours du développement du champ géothermique de Bouillante, qui est loin d'être terminé :

- **1963-1970** : Sur l'initiative de la Société de Production et de Distribution de l'Electricité en Guadeloupe (SPDEG), le BRGM et la compagnie EURAFREP entament l'exploration des ressources géothermiques dans la région de Bouillante.
- **1970-1977** : EURAFREP fore, à la périphérie de Bouillante, 4 puits d'exploration entre 340 m (BO-2) et 2 500 m (BO-4). Parmi ces puits, seul BO-2 apparaît susceptible de délivrer 150 t/h d'eau à 250°C, dont 30 t/h de vapeur (Figure 22). Le puits BO-4, le plus profond, faiblement producteur, n'indique pas de température supérieure à 260°C.
- **1980-1992** : EDF et EURAPREP décident de construire une centrale géothermique pilote équipée d'une turbine de 4,75 MWe pour valoriser le puits BO-2. Elle est exploitée à partir de 1986 jusqu'à son arrêt en 1992.
- **1995** : Création de Géothermie Bouillante par des filiales du Groupe BRGM et du Groupe EDF (60% - 40% en 1995, puis 98% - 2%, respectivement). Géothermie Bouillante rachète les installations.
- **1996** : Réhabilitation complète de la centrale de Bouillante et reprise de la production d'électricité, sur une base industrielle. Depuis 1996 jusqu'à 2016, la société Géothermie Bouillante confie l'exploitation de cette centrale à CFG, filiale du BRGM.
- **1998** : La centrale de Bouillante, avec 23,2 GWh fournis au réseau EDF, représente 2% de la production d'électricité, en Guadeloupe.
- **1996-1999** : Bénéficiant d'aides financières de l'ADEME et de l'Europe, le BRGM (avec Géothermie Bouillante) conduit des recherches complémentaires afin d'identifier les zones favorables à de nouveaux forages. Après une stimulation thermique menée en 1998 sur le puits BO-4 avec un important volume d'eau de mer, la production de ce forage fut légèrement améliorée et mieux régulée.

- **1999-2004** : Géothermie Bouillante lance la réalisation du projet Bouillante 2, avec le forage de 3 nouveaux puits de production déviés (BO-5, BO-6 et BO-7 ; Figure 22), d'environ 1 200 m de profondeur (250 - 260°C). Le puits BO-7 ne peut pas être mis en production (perméabilité insuffisante). Construction d'une nouvelle unité de 11 MWe.
- **2005** : Mise en service de la nouvelle centrale géothermique avec les 2 unités de production B1 et B2, avec une capacité de production totale de 15,5 MWe. Production d'environ 650 t/h d'eau, à partir principalement des forages BO-5 et BO-6, dont 130 t/h de vapeur, ce qui peut représenter jusqu'à 110 GWh/an, soit 5 à 6% de la production d'électricité sur l'île, avec une disponibilité annuelle proche de 90%.
- **2009** : Géothermie Bouillante, titulaire du titre minier permettant l'exploitation durable de la ressource (concession minière de Bouillante d'une superficie de 24 km² attribuée par décret du 17 juin 2009 pour une durée de 50 ans ; Figure 24).
- **2013** : Renouvellement de l'unité Bouillante 1.
- **2015** : A partir de cette date, réinjection partielle des fluides de production dans le puits BO-2 (jusqu'à 100 t/h), mais la majorité des fluides produits part en mer, après être mélangée avec l'eau de mer du circuit de refroidissement, sans impact important sur l'environnement.
- **2016** : Depuis cette date, Géothermie Bouillante devient une filiale d'ORMAT à 64%, de la Caisse des Dépôts et des Consignations à 21%, et du BRGM à 15%.
- **2022-2023** : Trois nouveaux puits ont été forés (1 puits de production et 2 puits de réinjection) pour augmenter la capacité de production totale de la centrale à environ 20 - 25 MWe vers 2024-2025. Le nouveau puits de production exploite la même ressource que les forages BO-5 et BO-6. Des travaux doivent être réalisés pour utiliser ces nouveaux forages et augmenter la capacité de production de la centrale (travaux d'aménagement, nouvelle turbine, etc.). Du coup, la production d'électricité annuelle de l'île provenant de la géothermie dépasserait 10%.



Figure 21 - Vue d'ensemble de la centrale géothermique de Bouillante avec les 2 unités de production.

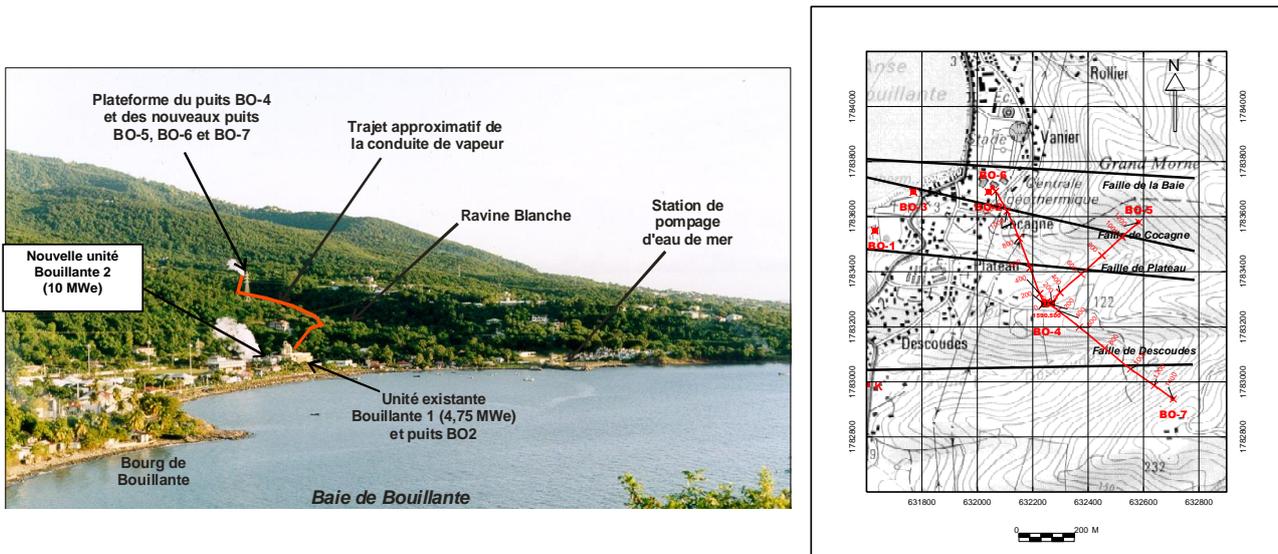


Figure 22 - Vue d'ensemble de la centrale géothermique de Bouillante et localisation des forages.

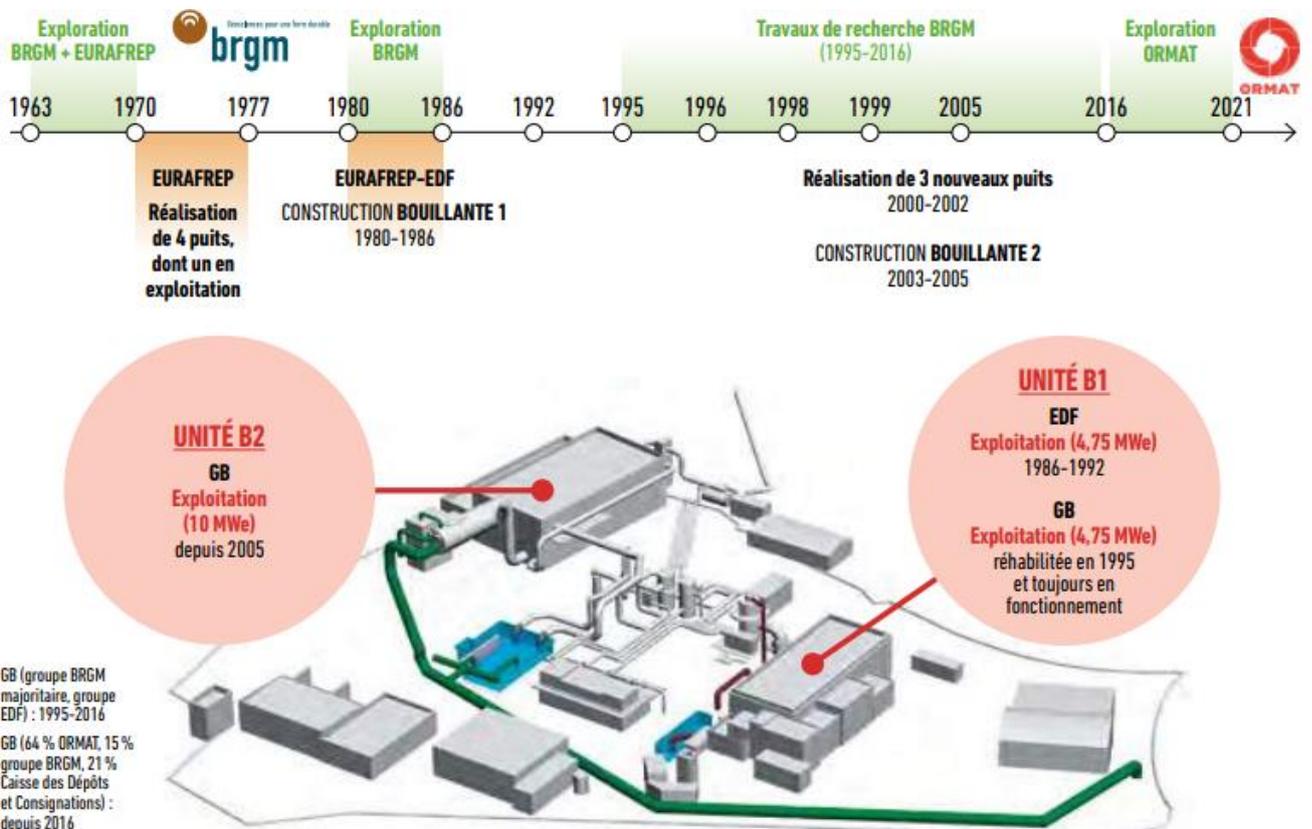


Figure 23 - Historique synthétique de l'exploitation de Bouillante.



Figure 24 - Périmètre de la concession de Bouillante décrétée en 2009 pour une période de 50 ans.

- Base de données

Un SIG (Système d’Information Géographique), constitué de données sous format GDM ©BRGM concernant principalement les forages profonds et les failles, de données topographiques et bathymétriques (Modèle Numérique de Terrain - MNT, issu du MNT IGN de Guadeloupe) et de données sous format MapInfo/ArcGis (ensemble de données cartographiques, fonds topographiques Scans S5 IGN Bouillante - Vieux-Habitants, failles et forages, réseau hydrographique et bassins versants, sources et manifestations hydrothermales à terre et en mer, mesures de températures du sol en surface...), a été réalisé sur la région de Bouillante (Sanjuan *et al.*, 2004).

Un autre SIG a été créé au cours du projet concernant l’inventaire et la caractérisation des sources thermales de Guadeloupe (Bézelgues-Courtiade et Bès de Berc, 2007) et a été poursuivi avec l’inventaire des ressources géothermiques potentielles de la Guadeloupe (Bourdon *et al.*, 2008 ; Sanjuan *et al.*, 2008a).

Un inventaire détaillé de la plupart des publications et des travaux réalisés dans le domaine de la géothermie, en Guadeloupe, cofinancé par l'ADEME et le BRGM, existe depuis 2021 (Sanjuan *et al.*, 2021).

▪ Programmes européens INTERREG et Centre d'Excellence Caraïben de Géothermie

Depuis 2008, la Région Guadeloupe et l'ADEME ont conduit plusieurs projets de soutien à la géothermie dans le cadre du Programme européen INTERREG III « Espace Caraïbe » en partenariat avec le BRGM, notamment. En 2008, un premier projet a permis de financer des compléments 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 IV « 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. Début 2020, un troisième projet a été lancé par la Région Guadeloupe, l'ADEME, le BRGM et l'Organisation des Etats de la Caraïbe Orientale (OEEO) pour une durée de 3 ans, dans le cadre du programme européen INTERREG V « Espace Caraïbes ».

Ce projet intitulé « Transition Energétique dans la Caraïbe » (TEC) comporte, entre autres, un volet géothermie piloté par l'ADEME, avec des contributions du BRGM, notamment sur des méthodes innovantes d'exploration géothermique en géophysique (Bretaudou, 2023) et en géochimie des fluides (Sanjuan *et al.*, 2023), adaptées au contexte de la Caraïbe.

Le volet géothermie inclut notamment la mise en œuvre opérationnelle du Centre d'Excellence Caraïben de Géothermie (CECG), dont la mise en place, en Guadeloupe, devrait avoir lieu à fin 2023. Ce centre à vocation internationale aurait pour ambition d'être un centre de ressources pour l'ensemble des îles de la Caraïbe, avec pour 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, etc. Il pourrait également héberger une plateforme numérique d'information sur la géothermie HT.

▪ Projet d'interconnexion entre la Dominique vers la Guadeloupe et la Martinique

La Dominique, située entre la Guadeloupe et la Martinique, qui possède de nombreuses manifestations hydrothermales en surface (Joseph *et al.*, 2011 ; 2019), a fait l'objet de plusieurs études d'exploration géothermique par le passé (Traineau *et al.*, 2015). Ces travaux de prospection ont indiqué l'existence d'un fort potentiel géothermique dans l'île, notamment sur la zone de Wotten Waven, dans la vallée de Roseau, et sur celle de la vallée de la Désolation - Boiling Lake, au sud de l'île.

En 2005, une étude de faisabilité technico-économique, cofinancée 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 MWe) et à exporter le surplus produit (100 MWe) par câbles sous-marins vers la Guadeloupe et la Martinique (Figure 25). Pour confirmer l'existence de ressources géothermiques HT, 3 forages d'exploration et 2 forages de production profonds ont été réalisés sur le site de Wotten Waven, entre 2012 et 2014, et ont indiqué une température de l'ordre de 250°C en fond de trou. Néanmoins, après examen approfondi du dossier, le Groupe EDF, puis ENGIE, ont abandonné ce projet, dont le coût trop élevé (de l'ordre de 450 M€) a été l'une des raisons de l'abandon. Actuellement, seule une centrale domestique d'une puissance de 7 MWe, destinée à couvrir les besoins électriques de l'île, pourrait voir le jour.



Figure 25 - Projet de connexion par câbles sous-marins envisagé de la Dominique vers la Guadeloupe et la Martinique.

c) *Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques*

Cet état est présenté et détaillé dans l’annexe 2.

Pour la production d’électricité, on peut souligner que la dépendance de la Guadeloupe aux énergies importées et fossiles (carburants pétrolier, fioul, charbon, butane) reste encore importante en 2022 (environ 65%). Elle est, néanmoins, en baisse régulière depuis 10 ans, grâce à l’insertion progressive d’EnR dans le mix électrique, dont le taux de pénétration, dans ce mix, est de 34,7% en 2022.

Actuellement, la géothermie exploitée à Bouillante représentant environ 6% de ce mix, elle compte pour environ 16% des apports provenant des EnR. On voit déjà que sa place n’est pas négligeable, mais que sa contribution, dans le futur, pourrait énormément faciliter et consolider l’objectif vers une autonomie énergétique en 2030, si on accélérât son développement et on utilisait le potentiel déjà mis en valeur (cf. section suivante).

d) Situation actuelle et perspectives pour la géothermie

La Guadeloupe qui est, pour l'instant, la seule île de la Caraïbe à exploiter des ressources géothermiques HT *via* la centrale de Bouillante est, sans aucun doute, celle où le potentiel géothermique peut être le mieux estimé actuellement.

Ainsi, nous avons vu que la capacité de production de l'actuelle centrale géothermique de Bouillante va bientôt passer de 15 à 25 MWe, avec la réalisation des nouveaux forages entre 2020 et 2023, ce qui devrait permettre de produire plus de 10% de la production annuelle d'électricité de la Guadeloupe, à partir de 2025. Les travaux d'exploration de surface menés par le BRGM entre 1996 et 2010 suggèrent qu'il existe au moins des ressources équivalentes au nord de la baie de Bouillante, vers Pointe à Lézard (projet Bouillante 3 > 30 MWe). Des sites d'implantation des forages de production et de réinjection correspondants ont déjà été étudiés et sélectionnés par le passé. D'autres ressources ont été mises en évidence au niveau de l'îlet Pigeon et de la source thermale d'Anse Thomas. On pourrait ainsi envisager une capacité de production d'au moins 60 - 70 MWe, rien que dans la région de Bouillante. Ceci devrait permettre d'atteindre au moins 30% de la production d'électricité à partir de la géothermie et faire de cette région une des celles qui produit le plus d'électricité géothermique dans le monde. Par ailleurs, avec ces travaux d'exploration et la connaissance acquise, le risque d'échec de forage apparaît relativement faible.

Sur les autres régions autour de la Soufrière, il existe sans doute un potentiel qui est actuellement difficile à définir dans la mesure où aucun forage profond de reconnaissance n'a été réalisé. La difficulté majeure d'un point de vue géothermique, dans ces zones, est de trouver un site avec une perméabilité suffisante et une qualité de l'eau convenable (surtout au niveau de l'acidité) qui puissent permettre l'exploitation de ce site pour éviter des échecs comme ceux qui ont eu lieu par le passé à Sainte-Lucie, et récemment, à Saint-Vincent. Par ailleurs, la zone la plus fragile et instable du volcan actif qu'est la Soufrière présente aussi des difficultés d'accès.

Contrairement aux EnR dites « classiques », en géothermie, le potentiel des gisements n'est connu avec certitude qu'après la réalisation de forages assez coûteux, de l'ordre d'une dizaine de millions d'euros. Par ailleurs, malgré la qualité des études d'exploration de surface, le risque d'échec sur les forages peut demeurer encore élevé. Ce risque ainsi que le temps de retour sur investissement, évalué sur une durée plus longue, représentent un frein au développement de projets d'exploitation de l'énergie géothermique.

Cependant, par rapport aux objectifs fixés dans la PPE de la Guadeloupe, les estimations de capacité de production chiffrées nous semblent relativement réalistes par rapport aux ressources mises en évidence, et pourraient être dépassées si des succès sont connus dans les projets autour de la Soufrière. En revanche, elles doivent être, à l'évidence, repoussées dans le temps. Vu la situation actuelle et la durée longue des projets de géothermie, ce devrait être plutôt vers 2035, que ces chiffres seront atteints.

Enfin, nous avons vu que le projet d'approvisionnement en électricité (environ 50 MWe) provenant de la zone de Wotten Waven, à fort potentiel géothermique, près de la vallée de Roseau, en Dominique, par l'intermédiaire d'un câble sous-marin, a été successivement abandonné par EDF et ENGIE, du côté français. Pour le moment, ce projet est à l'arrêt.

Dans le domaine de la basse température, dont les projets sont destinés à produire du froid ou/et d'autres usages directs de la chaleur, des zones telles que celles de Vieux-Habitants pourraient constituer des sites d'expérimentation et de développement de ce type d'applications. Bien évidemment, les zones qui possèdent des ressources géothermiques HT peuvent également contribuer à ce type d'usages.

4.1.3. Martinique

En Martinique, comme pour la Guadeloupe, deux zones sont jugées prioritaires pour l’exploitation de la géothermie HT à des fins de production d’électricité (Figure 26 et Figure 27) :

- la zone côtière de la source thermique de Petite Anse, aux Anses d’Arlets, au sud de l’île, pour laquelle une température de réservoir a été estimée autour de 180°C par géothermométrie, à partir de la composition chimique de l’eau thermique ;
- la zone de la Montagne Pelée, au nord de l’île, et notamment la haute vallée de la rivière Chaude, située près du dôme sommital de ce volcan, pour laquelle des températures de réservoir ont été estimées jusqu’à 200°C par géothermométrie, à partir de la composition chimique des eaux thermales.

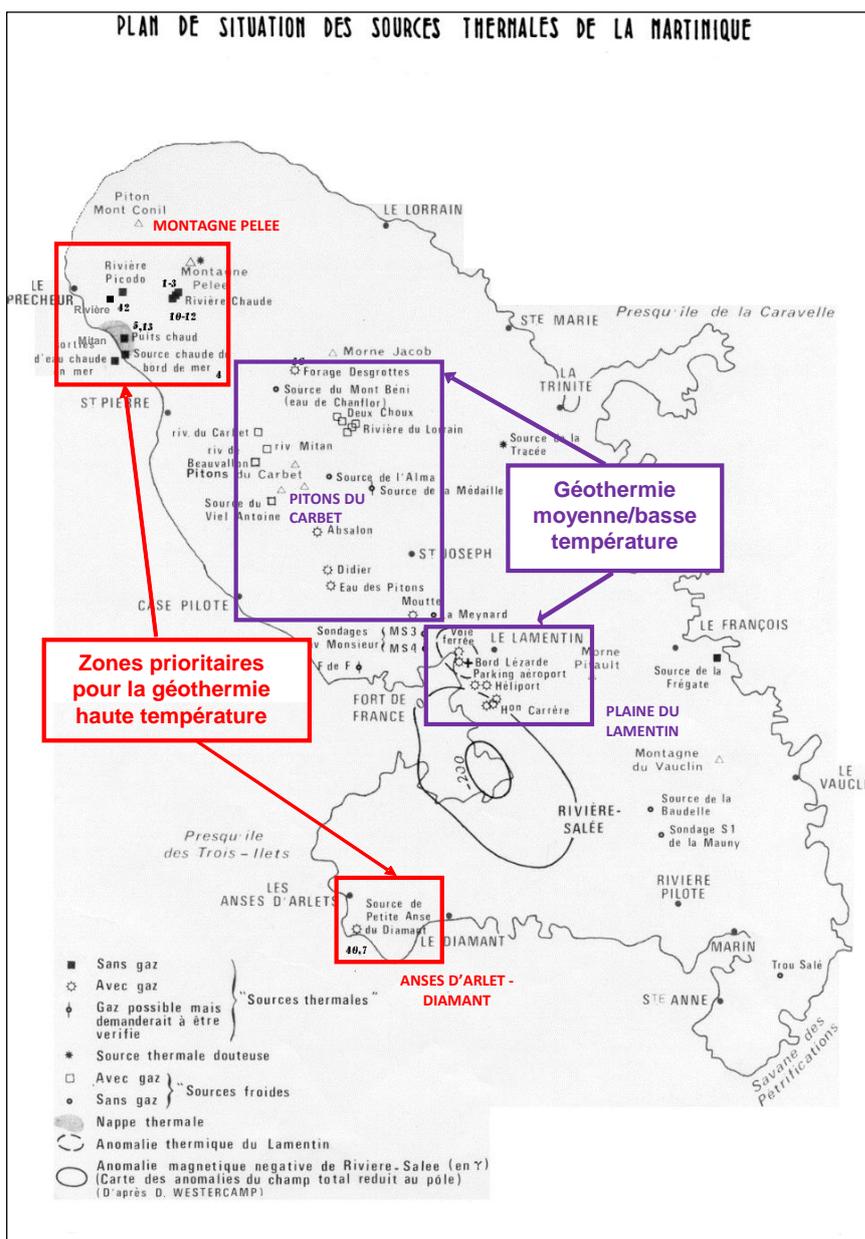


Figure 26 - Carte de localisation des principales sources thermales de la Martinique avec les zones d’intérêt géothermique (d’après Lopoukhine et Mouret, 1977).

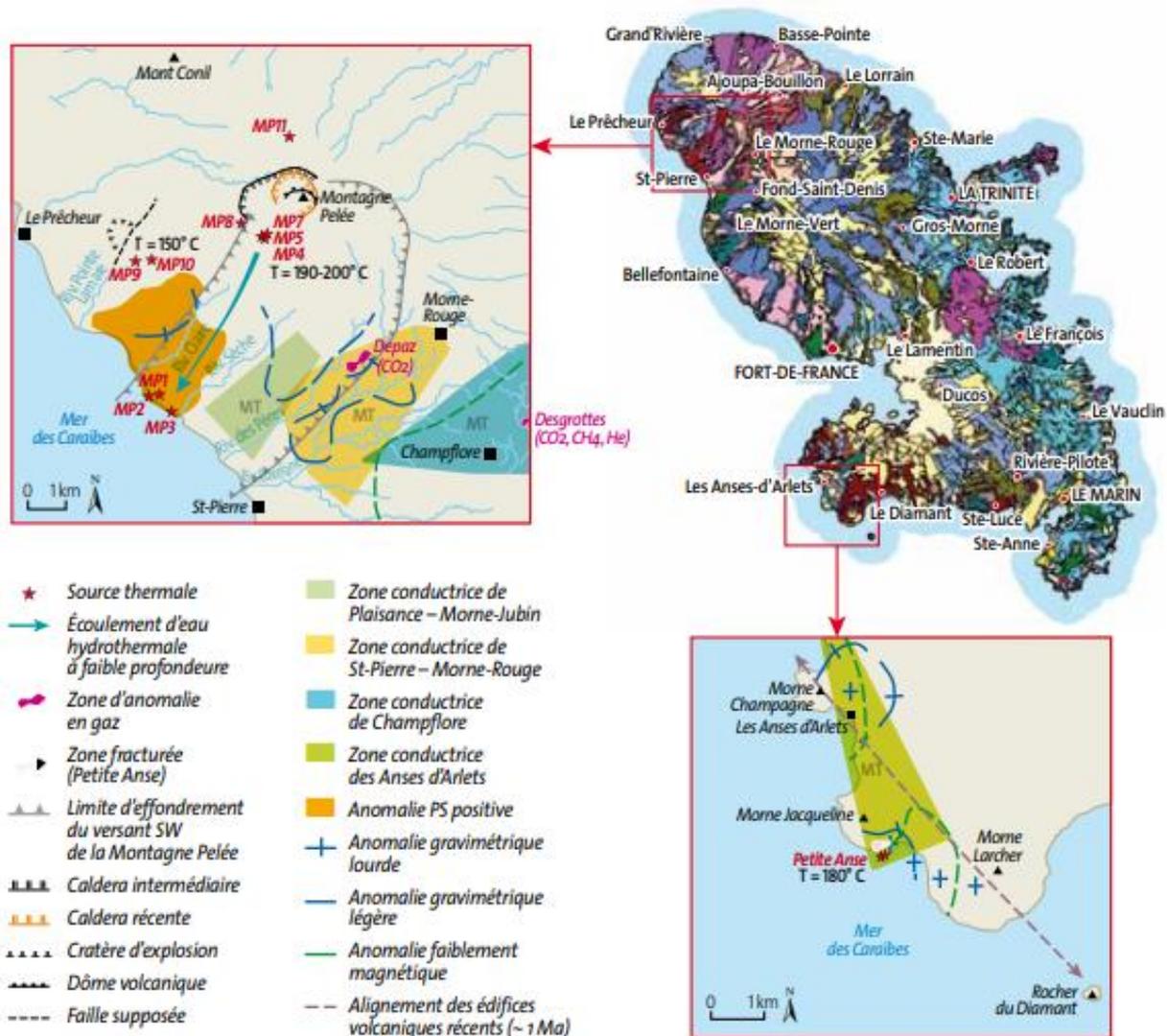


Figure 27 - Zones prioritaires pour l'implantation de forages d'exploration géothermique en Martinique, suite aux travaux de reconnaissance de surface menés par le BRGM entre 2003 et 2019. Les zones conductrices ont été déterminées à partir de données magnéto-telluriques (MT) (d'après Sanjuan et al., 2005).

Ces zones ont été révélées par de nombreux travaux de prospection de surface menés par le BRGM, depuis les années 1970-1980 (Lopoukhine and Mouret, 1977 ; Barat, 1984 ; Iundt, 1984 ; Traineau et al., 1989 ; Sanjuan et al., 2003, 2005 ; Gadalia et al., 2014, 2017 ; Darnet et al., 2021). En revanche, aucun forage profond n'y a encore été réalisé.

Comme l'indique la Figure 11, ces deux zones bénéficient également d'un contexte tectonique et structural très favorable, étant localisées sur des accidents tectoniques régionaux majeurs. En revanche, les sources thermales sont plutôt rares en Martinique par rapport à l'activité volcanique de l'île, à la proximité de la mer et à la forte pluviométrie (Figure 26).

a) *Contexte géologique*

▪ Zone de Petite Anse aux Anses d’Arlet

Dans cette zone du SO de la presqu’île des Trois-Ilets, les volcans de Morne Jacqueline et Morne Larcher font partie de l’ensemble de l’axe volcano-tectonique NO-SE, situé entre la Pointe Burgos et le Rocher du Diamant (Gadalia *et al.*, 2014 ; Figure 28). Un système « magmatique-hydrothermal » s’est développé entre 1,5 et 0,35 Ma, donnant naissance à l’édification de nombreux appareils volcaniques du NO vers le SE (Figure 28) :

- le dôme de lave du Morne Champagne (daté à environ 0,67 Ma) ;
- le centre éruptif des Roches Genty ;
- le dôme andésitique du Morne Clochette (environ 1,33 Ma) ;
- l’appareil à dominante dacitique du Morne Jacqueline, suivi du pipe d’explosion à son flanc ouest ;
- le stratovolcan du Morne Larcher (environ 0,35 Ma) ;
- les dômes/intrusions du Sec et du Rocher du Diamant (environ 1,1 Ma).

Le volcanisme, souvent explosif et marqué par une interaction avec l’eau (hydro-magmatisme), est composé d’un mélange de laves qui semble traduire l’existence de réservoirs où le magma s’est différencié à faible profondeur (environ 6 km ; Gadalia *et al.*, 2014). Il présente une cohérence à plusieurs titres : une répartition spatiale et temporelle limitée, un système tectonique associé, caractérisé par le croisement de directions (celle, régionale, de l’axe volcano-tectonique ayant été recoupée par des failles NE-SO), et des propriétés pétrographiques similaires. Il n’est, cependant, pas établi qu’une seule et même chambre magmatique soit à l’origine de tout ce volcanisme ; plusieurs ont pu coexister. Les remontées récurrentes d’un magma basaltique profond, à la faveur du croisement de directions tectoniques NE-SO et NO-SE, ont pu contribuer à maintenir le système volcanique du SO de la presqu’île des Trois Ilets, actif pendant au moins 1,4 Ma. Ces chambres magmatiques et les intrusions de sub-surface qui y ont été associées ont très probablement constitué les sources de chaleur d’un système hydrothermal.

Le déclin de la composante magmatique et l’évolution du système « magmatique-hydrothermal » vers un vaste système géothermique de haute température se traduisent par le développement d’une couverture argilisée (cap-rock), ainsi que par une activité fumerolienne de surface sur un couloir reliant les Anses d’Arlet et Petite Anse (Figure 28). Ce couloir, parallèle à l’axe volcanique NO-SE, est parcouru de failles et de fractures dont les directions sont obliques ou perpendiculaires (NNO-SSE à OSO-ENE). L’examen de ces failles montre qu’elles ont fréquemment fonctionné en tension, créant des conditions favorables à l’ouverture et à la circulation des fluides (Gadalia *et al.*, 2014). Localement, la circulation des fluides hydrothermaux a pu coïncider avec le fonctionnement d’une fracture N150°E, comme à Anse Chaudière. La nature des zones d’altération hydrothermale suggère la présence de fluides à des températures de l’ordre de 150 - 180°C.

Durant le fonctionnement de ce système hydrothermal ou ultérieurement, la couverture argilisée ayant pu servir de semelle de glissement, le flanc sud du Morne Jacqueline a été déstabilisé. Cet effondrement sectoriel a mis à jour au moins une partie de la couverture du réservoir géothermique ainsi que des intrusions (un dyke plutonique traversé par des filons volcaniques). Celles-ci témoignent d’une plus grande proximité avec un stock magmatique et sont orientées selon la direction régionale NO-SE. La fraîcheur morphologique du Morne Jacqueline suggère que cet effondrement sectoriel a dû se produire il y a quelques centaines de milliers d’années seulement.

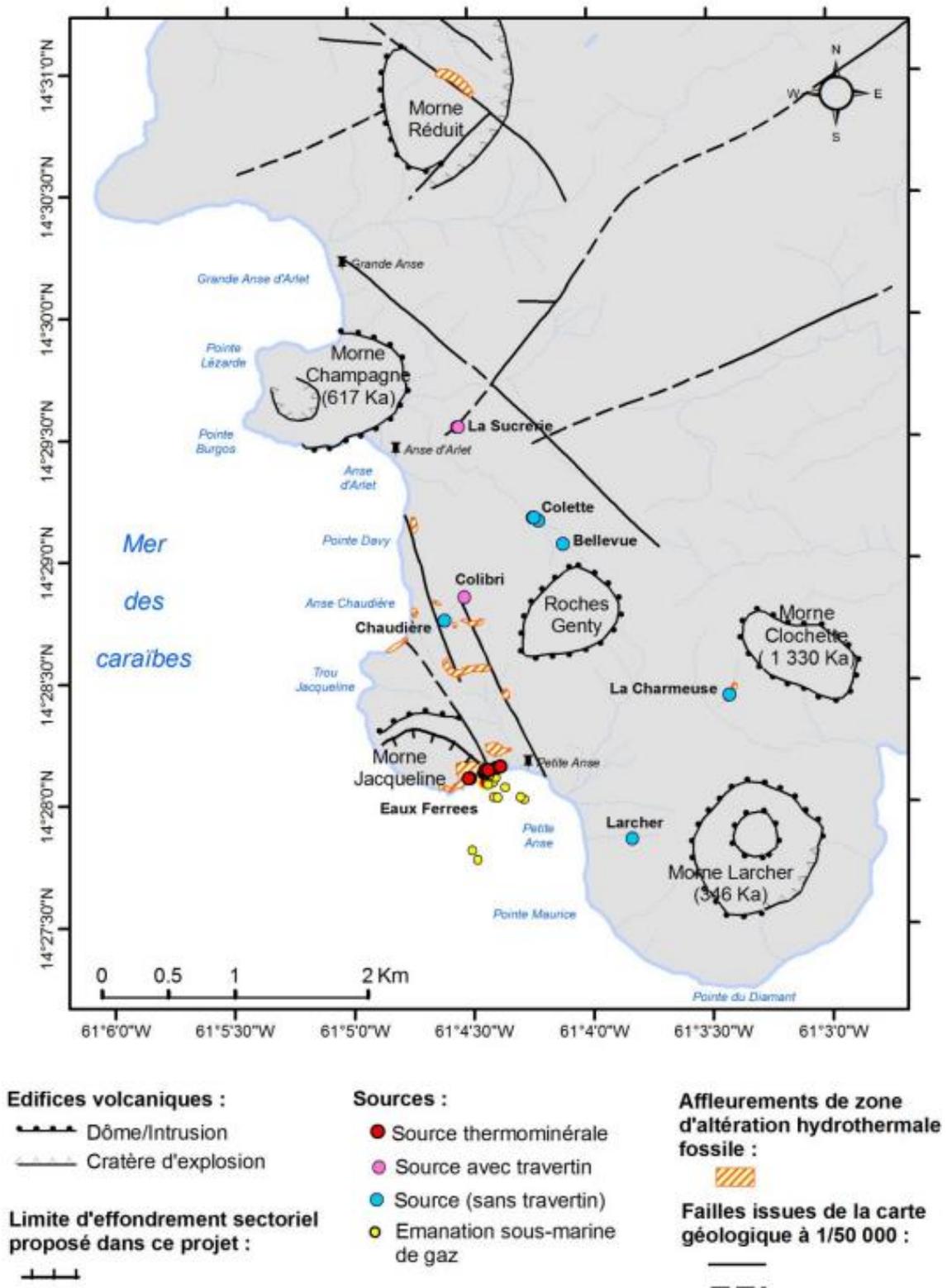


Figure 28 - Localisation des principaux appareils volcaniques, failles, sources thermales et affleurements affectés par une altération hydrothermale fossile, repérés dans le secteur des Anses d'Arlet (Gadalia et al., 2014).

L’activité hydrothermale présente semble plus restreinte dans l’espace et son intensité plus faible que par le passé. Actuellement, on peut observer plusieurs émergences d’une même source thermique (Eaux Ferrées), qui sont localisées en bordure de mer, au pied SE du Morne Jacqueline. La principale émergence (Figure 29) a une température proche de 35°C, qui est la température mesurée la plus élevée (Sanjuan *et al.*, 2003; 2005). Son débit est faible, de l’ordre de 0,13 m³/h. L’eau thermique de cette émergence, chlorurée-sodique, a une salinité proche de 20 g/l et est principalement constituée d’un mélange d’environ 51% d’eau de mer et 49% d’eau douce. La température de ce mélange dans le réservoir, dont la profondeur est encore incertaine, a été estimée à 180°C par géothermométrie chimique. Une contribution d’eau d’origine magmatique n’est pas à exclure. Des émanations de gaz (CO₂, He) d’origine magmatique accompagnent les altérations hydrothermales et la source thermique. Elles se prolongent en mer.



Figure 29 - Principale émergence de la source thermique de Petite Anse aux Anses d’Arlet.

Suite aux nombreux travaux du BRGM, un modèle conceptuel de fonctionnement du système géothermique des Anses d’Arlet (Figure 30) a été établi par Gadalia *et al.* (2014). La source de chaleur potentielle du réservoir géothermique pourrait être alimentée de deux façons : une chambre magmatique localisée sous le Morne Larcher, ou une intrusion magmatique au niveau du Morne Jacqueline, qui aurait donné naissance au dyke des eaux Ferrées. Contrairement à la zone de la Montagne Pelée, la faible pluviométrie, la forte évapo-transpiration et l’extension de la zone imperméable argilisée, suggèrent une faible infiltration, et donc une recharge limitée en eau d’origine météorique. Par rapport aux systèmes géothermiques associés à la Montagne Pelée, celui de Petite Anse semble être relativement ancien et en voie de contraction.

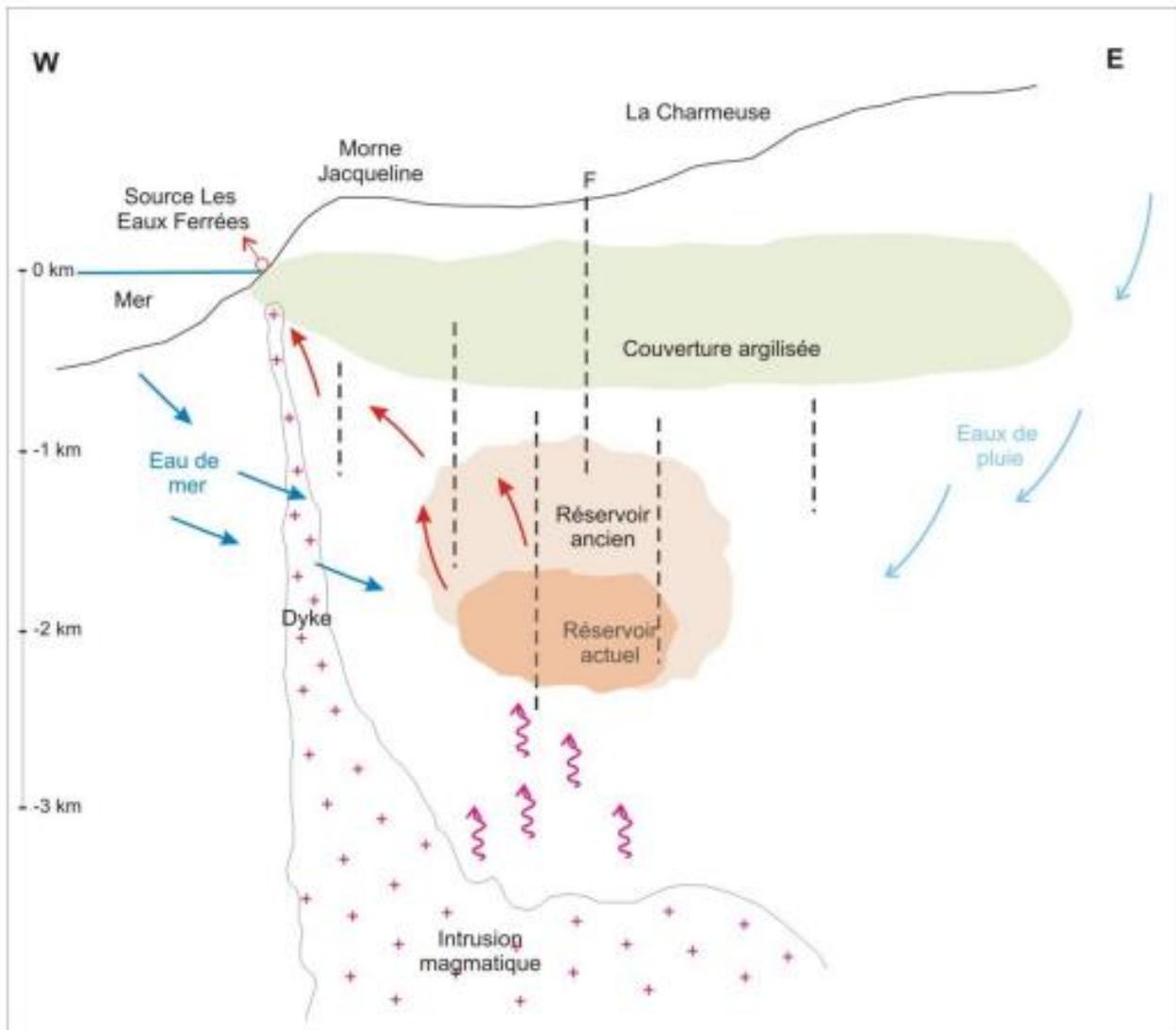


Figure 30 - Modèle conceptuel proposé pour le système géothermique de Petite Anse dans la zone des Anses d'Arlet (Gadalia et al., 2014).

- Zone de la Montagne Pelée

La Montagne Pelée est située dans le nord de la Martinique, sur le territoire de la commune de Saint-Pierre (Figure 27). Avec 1397 mètres d'altitude, elle constitue le point culminant de cette île. D'un diamètre de onze à quinze kilomètres, la montagne occupe une superficie de 120 km². Il s'agit d'un stratovolcan gris présentant un dôme de lave en son centre sommital, qui se situe sur un axe volcanique NO-SE reliant les deux phases volcaniques précédentes : celle du Mont Conil et celle des Pitons du Carbet les plus récents. Sa construction est relativement récente : son édifice et sa « plomberie » actuels remonte à environ 0,13 Ma (Germa et al., 2010 ; Boudon et al., 2013). Avec 28 éruptions magmatiques sur les derniers 16 000 ans, c'est l'un des volcans les plus actifs de l'arc antillais. La nature visqueuse des laves andésitiques a donné lieu essentiellement à des éruptions explosives accompagnant ou non la mise en place de dômes. Les deux dernières éruptions sont très récentes (1902 et 1929).

Ce stratovolcan actif a été largement étudié par le BRGM pour l'établissement de la carte géologique au 1/20 000 et au 1/50 000 (Westercamp and Traineau, 1983 ; Traineau *et al.*, 1989 ; Westercamp *et al.*, 1989). Le secteur de Morne Rouge, situé au pied de la Pelée, a également fait l'objet de travaux de reconnaissance géologique et géothermique par le BRGM (Chovelon, 1984 ; Traineau *et al.*, 1989).

Trois cicatrices sur le flanc SO de la Montagne Pelée révèlent l'existence d'effondrements sectoriels, qui ont été datés successivement à 100 000, 30 000 et 9 000 ans, probablement à la faveur de zones de faiblesse provoquées par l'hydrothermalisme (Le Friant *et al.*, 2003 ; Gadalia *et al.*, 2014). A l'exception des cicatrices de ces effondrements successifs, aucune structure proprement tectonique (faille) n'a pu être mise en évidence sur le flanc SO du volcan. A ces effondrements de flanc, se combinent les structures volcaniques sommitales (caldeiras, conduits éruptifs) emboîtées les unes dans les autres (Westercamp and Traineau, 1983). Les éruptions ponceuses, qui se sont développées entre -10 000 et - 650 ans (Westercamp and Traineau, 1987), se caractérisent par des conduits éruptifs ouverts où le magma dégaze et se fragmente. Ces conduits, dotés d'une grande perméabilité, ont pu jouer un rôle de drain vertical descendant pour alimenter un réservoir occupant la zone centrale du volcan jusqu'à une grande profondeur, inférieure toutefois au toit de la chambre magmatique, estimé à 5 - 6 km de profondeur.

Dans la partie supérieure de ce volcan, la pluviométrie peut avoisiner 10 m par an. Les coulées de scories, de ponces et d'autres dépôts participent à donner aux formations de la Montagne Pelée une perméabilité matricielle élevée et conduisent, avec les fractures liées au système de caldeiras, à un taux d'infiltration d'eau exceptionnel (38 à 41% des précipitations, selon Rad *et al.*, 2007 et Vittecoq *et al.*, 2007), vis-à-vis d'autres appareils antillais (10% pour la Soufrière de Guadeloupe, par exemple).

Les principales manifestations hydrothermales signalées dans le passé historique se situent toutes sur le flanc SO du volcan (Figure 31). Il s'agit des sources sulfureuses et la solfatare (soufrière) de la haute rivière Claire, aujourd'hui disparues, à l'exception d'un dégagement local de H₂S, et des fumerolles de l'Etang Sec, également disparues. Les sources chaudes et la solfatare de la haute rivière Claire étaient connues avant l'éruption phréatique de 1792 et ont poursuivi leur activité lors de l'éruption phréato-magmatique de 1851. Elles ont disparu entre les éruptions magmatiques de 1902 et 1929. Les fumerolles de la caldeira sommitale de l'Etang Sec sont signalées depuis 1889. Leur activité croît juste avant l'éruption de 1902 et elles sont le siège d'éruptions phréato-magmatiques. Peu après l'éruption de 1929, les émanations sont à haute température (350°C) et constituées de gaz pauvres en vapeur d'eau. Leur température chute rapidement à 100°C et sont alors formées de vapeur d'eau et de CO₂. Ces caractéristiques traduisent l'ébullition d'un aquifère superficiel, chauffé par des venues de gaz magmatique. Cette ébullition dure jusqu'en 1954-55 et les fumerolles cessent complètement en 1970 (Barat, 1984).

Les manifestations hydrothermales actuelles se limitent à quelques sources thermales sur le flanc sud-ouest et sud de ce volcan (Figure 27 et Figure 31), qui comptent parmi les plus nombreuses de la Martinique, avec celles de la région de la plaine du Lamentin. Il s'agit, principalement, des sources chaudes de la rivière Chaude, qui ne sont apparues qu'après l'éruption magmatique de 1902 (Lacroix, 1904), ainsi que celles des rivières Mitan et Picodo. Aucune structure tectonique ou volcano-tectonique n'est répertoriée à proximité de ces deux groupes de sources. Les sources chaudes et puits chauds du littoral sont considérés comme les exutoires d'un écoulement latéral, à faible profondeur, du système géothermique de la rivière Chaude, passant sous la coulée Blanche.

Ces sources ont fait l'objet de nombreuses études (Lopoukhine and Mouret, 1977 ; Barat, 1984) ; lundt, 1984 ; Traineau *et al.*, 1989, Sanjuan *et al.*, 2003a, b ; 2005 ; Gadalia *et al.*, 2014, 2017).

Leurs températures d'émergence varient de 36 à 51°C. A l'exception des eaux du littoral qui se mélangent avec de l'eau de mer, la faible salinité des eaux thermales ($\leq 1,6$ g/l) et leurs caractéristiques isotopiques indiquent qu'elles ont une origine météorique (Sanjuan *et al.*, 2003b; 2005). Leurs caractéristiques chimiques sont variées, mais à dominante bicarbonatée sodique. Aucune eau thermale de type chloruré sodique, avec une salinité plus élevée, qui traduirait l'existence d'un réservoir géothermique plus profond, n'a été repérée.

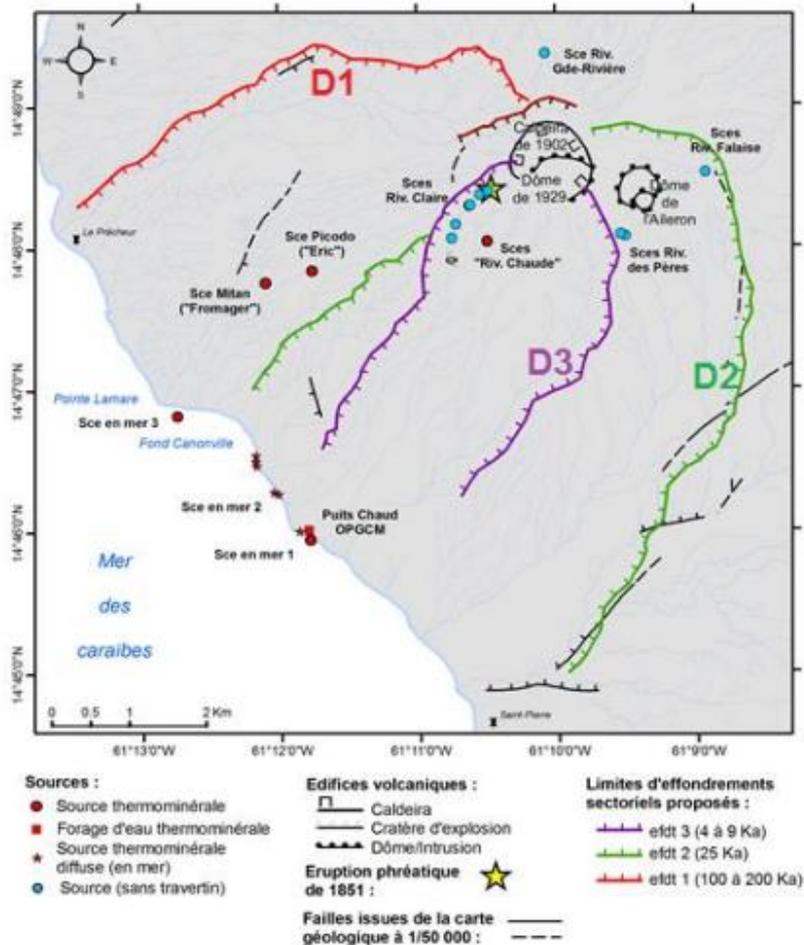


Figure 31 - Carte de synthèse du massif volcanique de la Montagne Pelée. Les manifestations hydrothermales répertoriées ainsi que le tracé des structures d'effondrement sectoriel ayant affecté le flanc SO de l'édifice volcanique sont localisés (Le Friant *et al.*, 2003 ; Gadalía *et al.*, 2014).

Suite aux nombreux travaux menés sur la zone, un modèle conceptuel de fonctionnement du système géothermique de la Montagne Pelée (Figure 32) a été établi par Gadalía *et al.* (2014). On peut distinguer l'existence d'un premier réservoir, qui se situe dans la partie centrale de l'appareil, et qui alimente les sources de la haute rivière Chaude, dont l'eau a une composition nettement bicarbonatée sodique. D'après les calculs de géothermométrie chimique, la température serait proche de 180 - 200°C. La présence d'un second réservoir, plus excentré et moins chaud (155 - 180°C), alimenterait les sources de la rivière Picodo, dont l'eau de type bicarbonaté-chloruré sodique suggère une légère contribution marine. Une chambre magmatique qui avoisine les 800°C sert de source de chaleur à 5 - 6 km de profondeur à ces deux réservoirs profonds. Ils sont rechargés en eau météorique grâce aux fortes précipitations tropicales et à l'importante perméabilité du terrain. Sans doute en liaison avec l'activité du volcan, les réservoirs géothermaux ne semblent pas avoir atteint leur équilibre à l'échelle géologique et leurs températures maximales.

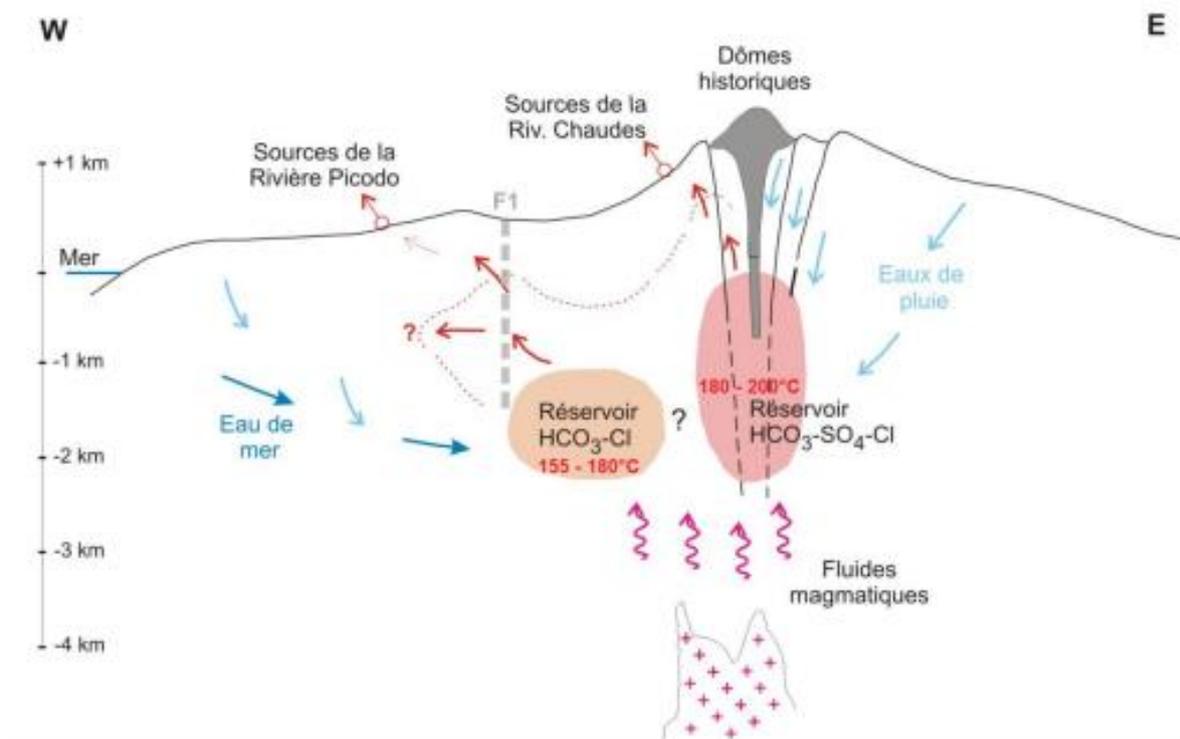


Figure 32 - Modèle conceptuel proposé pour le système géothermique de la Montagne Pelée (Gadalia et al., 2014).

▪ Autres zones

Le secteur du massif des Pitons du Carbet constitue une zone d’exploration plus vaste (200 km²) que les deux autres (Figure 33) et moins connue du point de vue de l’exploration géothermique. Les indices d’hydrothermalisme y sont plus dispersés et, *a priori*, de plus basse température ($\leq 150^{\circ}\text{C}$), rendant cette zone moins favorable à la production d’électricité.

Le massif volcanique des Pitons du Carbet est un vaste volcan qui occupe la partie centrale de la Martinique. Il est formé de dômes de lave dont les plus anciens datent de 1 à 0,6 Ma et les plus récents sont groupés autour de 0,34 Ma (Figure 33). Le massif est orienté NNO-SSE et la cicatrice orientale d’un effondrement sectoriel du flanc ouest de cet ensemble souligne cette direction. D’un point de vue géothermique, la mise en place d’un tel volume de magma sous la forme de dômes de lave (près d’une dizaine dont la plupart dépasse 1000 m d’altitude) et, probablement, d’intrusions de sub-surface dans la partie centrale du massif volcanique a dû avoir un impact thermique significatif à quelques kilomètres de profondeur. Considérant l’âge relativement récent de ce magmatisme (0,34 Ma), il est donc fort possible que le système géothermique actuel, mis en évidence par les différentes manifestations hydrothermales de surface dispersées sur les flancs du massif, soit une résultante de cette phase terminale de l’activité magmatique des Pitons du Carbet.

La fracturation tectonique est bien présente au niveau du massif volcanique des Pitons du Carbet. La famille directionnelle NO-SE et NNO-SSE est bien représentée. Il s’agit de l’une des directions tectoniques majeures de l’île. Elle est le reflet de la fracturation développée en profondeur dans le substratum des Pitons du Carbet et qui est susceptible de contrôler les circulations de fluides hydrothermaux. Une seconde famille directionnelle transverse NE-SO a également été relevée, en particulier le long de la côte caraïbe.

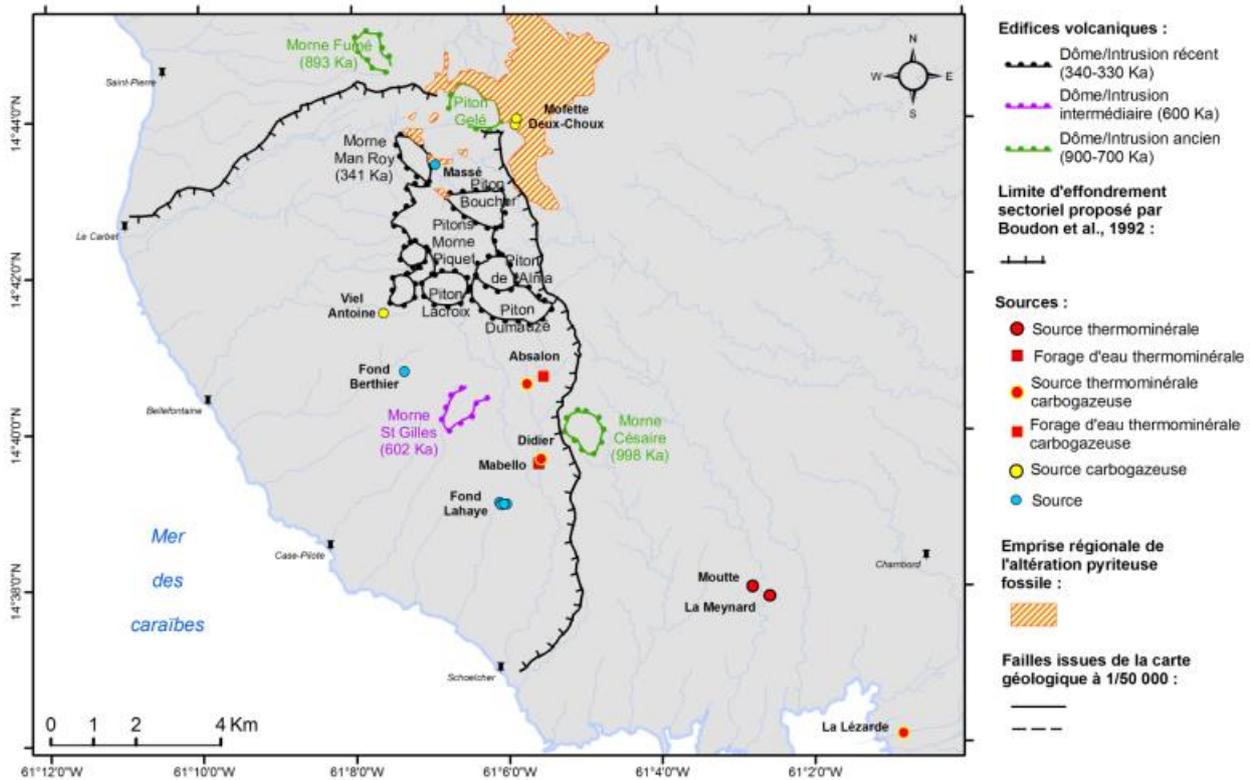


Figure 33 - Carte des structures volcano-tectoniques et des manifestations hydrothermales du massif des Pitons du Carbet (Gadalia et al., 2014).

Un hydrothermalisme ancien ($> 0,77$ Ma) à sulfures de fer (pyrite) s'est développé au NE. Il marque la composition chimique des eaux peu profondes des Mofettes de la zone de Deux Choux et explique l'odeur sulfurée des gaz des quatre forages de cette zone, composés essentiellement de CO_2 .

Plusieurs sources thermales et venues de gaz d'origine magmatique jalonnent le pourtour des Pitons les plus récents (Figure 33). Les eaux souterraines peuvent se répartir en deux groupes. Le premier groupe est constitué des eaux des sources thermales carbo-gazeuses de Didier et d'Absalon, avec une température à l'émergence de 31 à 33°C pour la première et de 35 à 37°C pour la seconde. Ces eaux sont d'origine principalement météorique (salinité < 2 g/l) et nettement bicarbonatées sodiques, pour lesquelles la plupart des géothermomètres chimiques indiquent des estimations de température de réservoir de l'ordre de 110°C (Sanjuan et al., 2002). Le second groupe se compose des eaux thermales de la source de Moutte (29 à 30°C, à son émergence ; salinité < 1 g/l) et de toutes les sources localisées à moins de 3 km du littoral sud du massif (Figure 33). Elles sont de type chlorurée sodique et leur concentration en chlorure, plus élevée que celle des eaux du premier groupe, suggère une petite contribution d'eau de mer (0,4 à 1,2%). La température de leur réservoir est estimée entre 90 et 140°C, à partir des géothermomètres chimiques (Gadalia et al., 2014). Les seuls indices d'activité hydrothermale témoignent de température moyenne et sont associés aux émanations de CO_2 .

La plaine du Lamentin, bordée de mangrove, est située au sud de Fort-de-France et au centre ouest de l'île de la Martinique. Elle est la plaine alluviale et marécageuse de la rivière Lézarde et de la rivière Salée, qui bordent la baie du Lamentin, couvrant une surface d'environ 100 km². Elle est entourée de divers ensembles volcaniques pour la plupart anciens, qui ont fonctionné entre 14 et 0,6 Ma. Elle correspond à une zone de graben principal limité par des failles NO-SE, intersectées par des failles NE-SO (Chovelon, 1984).

Des collines formées par des dépôts de silice jalonnent les limites sud et sud-ouest de l’avancée de l’hydrothermalisme. Ces dépôts témoignent d’une activité hydrothermale de haute température (> 200°C) qui se serait manifestée en deux temps (0,3 puis 0,25 Ma) et qui aurait été contrôlée par deux directions successives (globalement NO-SE). Ces formations sont enrichies en divers éléments caractéristiques des fluides hydrothermaux de haute température.

Les sources thermales carbo-gazeuses actuelles, les anomalies de gradient de température et les anomalies géochimiques dans les sols s’organisent autour de la faille NO-SE de Petit-Bourg (Figure 34). La faille NE-SO des Trois-Ilets correspond à la zone d’arrêt des manifestations, qui restent limitées au nord de cet accident. La présence de ces nombreuses sources thermales, dont les températures à l’émergence varient entre 34 et 58°C, avait suscité un grand intérêt pour cette zone, l’une des plus explorées de la Martinique, car elle suggérait l’existence d’une ressource géothermique en profondeur. Caractérisées par des débits plutôt bas, la composition chimique de l’eau de ces sources est de type chloruré sodique (Sanjuan *et al.*, 2002) et traduit une contribution d’eau de mer relativement importante (> 30%). La contribution en eau douce pourrait provenir des Pitons du Carbet car le régime hydraulique y est dominé par la mise en pression des eaux provenant de ce système (Gadalia *et al.*, 2014). Tous ces indicateurs d’activité hydrothermale ont conduit à entreprendre une première campagne d’exploration géothermique (EURAFREP, 1969).

Pendant cette campagne, qui a eu lieu entre 1966 and 1971, douze sondages à relativement faible profondeur, LA1 à LA12, ont été réalisés. Les puits situés dans la partie nord de la zone (LA1, LA2, LA10, LA11, LA12) présentaient les anomalies thermiques les plus intéressantes. Le puits d’exploration LA101 (771 m, Figure 34) a traversé un réservoir artésien entre 155 et 250 m de profondeur, produisant un fluide riche en CO₂ et avec une température mesurée proche à 94°C. Sa composition chimique était semblable à celle des eaux des sources thermales, confirmant ainsi que ces eaux étaient issues du même réservoir profond.

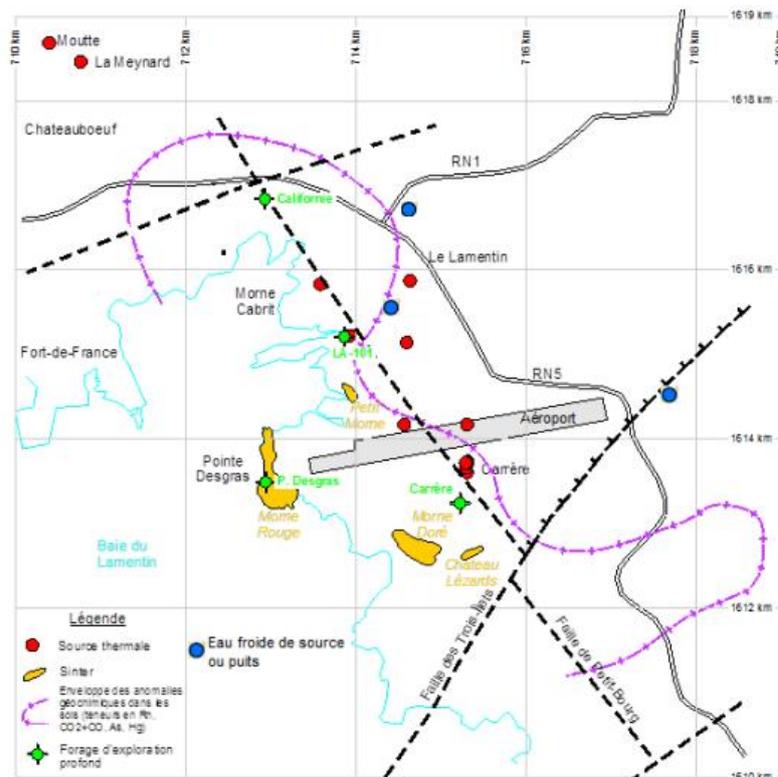


Figure 34 - Carte de synthèse du prospect du Lamentin (Gadalia *et al.*, 2014).

Des études d'exploration postérieures, menées en 1976, 1984 et 1985, n'ont montré aucun indice majeur sur l'existence d'un réservoir profond à HT dans ce secteur. Une nouvelle campagne d'exploration géothermique, avec la réalisation de 3 forages profonds (1000 m), à faible diamètre, a été menée en 2001. Sur les trois forages réalisés par CFG sur cette zone, seul le forage de Californie, situé le plus au nord et le plus près de l'ancien puits LA-101 (Figure 34), a indiqué la présence de fluide porté à une température de 90 - 95°C, entre 400 et 800 m de profondeur, avec une composition chimique similaire aux fluides précédents (Sanjuan *et al.*, 2002). Une composition chimique semblable a été également trouvée pour un fluide prélevé dans le forage Carrère, situé près de sources thermales, mais avec une température plus basse (60°C).

Les altérations étudiées sur les carottes des forages d'exploration révèlent :

- un premier épisode qui peut être décomposé en deux phases : 1) une première phase dont les minéraux témoignent de l'existence d'une formation à HT (> 200°C) et 2) une seconde phase de température intermédiaire (120 à 200°C) ;
- l'épisode actuel qui se superpose au précédent, dans la partie nord de la plaine du Lamentin et dont les minéralisations témoignent de température de l'ordre de 100 - 110°C.

La confrontation des observations fournies par les altérations hydrothermales rencontrées dans les quatre forages d'exploration profonds avec les indices de surface conforte l'hypothèse d'un système hydrothermal HT (> 200°C), qui s'est d'abord effondré en passant par des températures intermédiaires (120 à 200°C) et un arrêt complet, au moins dans la partie sud de la plaine du Lamentin. Le système actuel, plus froid (90 - 110°C), se superpose à la partie nord de l'ancien.

La réalisation de ces quatre forages a permis de réaliser un modèle de circulation des fluides relativement fiable dans la zone étudiée (Figure 35).

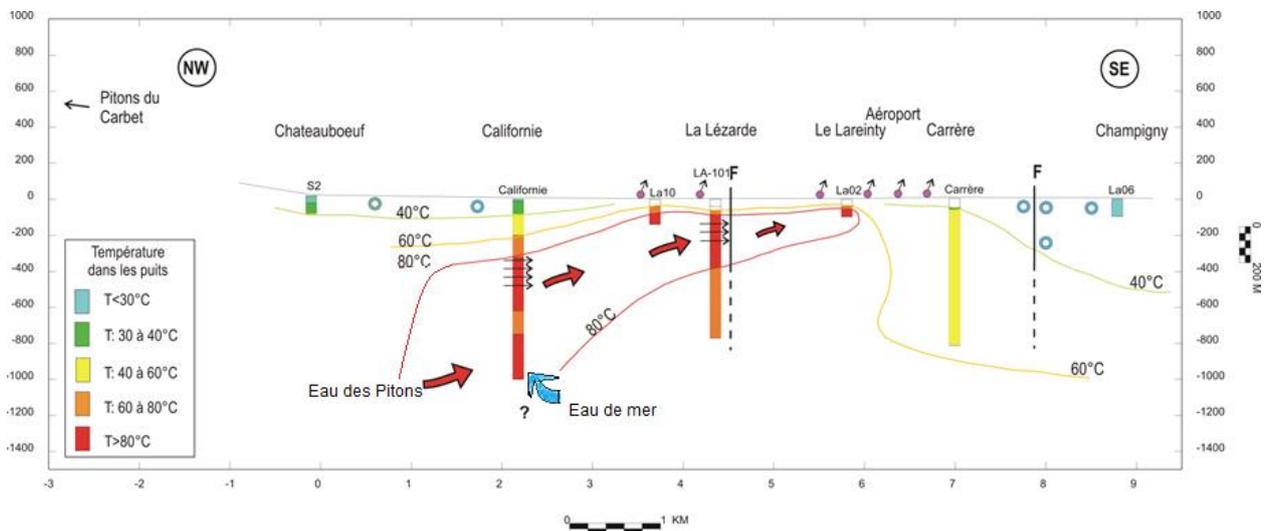


Figure 35 - Coupe de la plaine du Lamentin à travers les forages (Gadalia *et al.*, 2014, après modification de la figure de Traineau, 2001).

b) *Historique des travaux de géothermie*

▪ Travaux d'exploration

Les premiers grands travaux d'exploration géothermique sur cette île ont démarré pratiquement en même temps qu'en Guadeloupe, dans les années 1967-1970. Ils ont été réalisés par EURAFREP et le BRGM. Si de nombreuses études ont eu lieu entre les années 1967 et 1990, avec une nouvelle évaluation du potentiel géothermique de la Martinique entre 1977 et 1985, une pause est constatée entre les années 1990 et 2000. Le redémarrage des travaux d'exploration reprend entre 2001 et 2005, puis entre 2012 et jusqu'à maintenant.

Les régions les plus étudiées, et ce, dès les années 1970, ont été la plaine du Lamentin, la zone de La Montagne Pelée - Morne Rouge, celles des Anses d'Arlet - Diamant et des Pitons du Carbet. La plupart de ces travaux ont été menés par le BRGM ou sa filiale CFG, avec des cofinancements de l'ADEME, de la Région Martinique et des fonds européens FEDER. Comme pour l'île de la Guadeloupe, les travaux d'exploration de surface concernent principalement la géologie, la géochimie, la géophysique et l'hydrogéologie. Une campagne de sondages de gradient de température dans la plaine du Lamentin a été également réalisée en 1969 (EURAFREP, 1969 ; Surcin, 1969), comme dans la région de Bouillante, en Guadeloupe.

Les travaux d'exploration menés par le BRGM entre 2002 et 2003 ont permis de classer les régions des Anses d'Arlet et de la Montagne Pelée comme les zones les plus favorables à l'existence de ressources géothermiques HT (180 - 200°C ; Sanjuan *et al.*, 2003c). Des études complémentaires menées également par le BRGM, entre 2010 et 2017, au nord, au centre et au sud de l'île, ont confirmé ces deux zones prioritaires pour la géothermie HT et la zone de la plaine du Lamentin pour la géothermie de basse température (Gadalia *et al.*, 2014, 2017 ; Labeau, 2018).

Par ailleurs, ces études ont permis d'améliorer la connaissance géo-scientifique de ces sites et d'établir des modèles conceptuels du fonctionnement des systèmes géothermiques. Entre 2018 et 2021, 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 (Darnet *et al.*, 2021).

Depuis 2006, divers travaux ont également été menés par des laboratoires de recherche et des universitaires, en relation ou non avec l'exploration géothermique, qui apportent de nouveaux éléments permettant de préciser le contexte géothermique des zones en cours d'exploration, notamment en hydrogéologie, en géochimie et en géologie.

▪ Réalisation de 4 forages profonds d'exploration dans la plaine du Lamentin

Suite aux premiers travaux d'exploration et à la campagne de sondages de gradient de température, le puits LA-101 a été foré à 771 m de profondeur, en 1970, dans la plaine du Lamentin (EURAFREP, 1970 ; Surcin *et al.*, 1970). Sa température a atteint un maximum de 93,5°C, à 250 m de profondeur.

Trois autres forages verticaux d'une profondeur proche de 1000 m (Pointe Desgras, Habitation Carrère et Californie) ont également été forés en 2001 dans cette région (Traineau, 2001) et ont confirmé la température indiquée par l'ancien forage LA-101, sans montrer de valeurs de température supérieures. Comme à Bouillante, en Guadeloupe, ces trois derniers forages profonds ont fait l'objet de travaux scientifiques accompagnant leur foration (Sanjuan *et al.*, 2002 ; 2002).

La réalisation des puits profonds, dans la plaine du Lamentin, a permis d’obtenir des profils de température et de pression en fonction de la profondeur, quelques mesures de débit mais pas assez représentatives, des informations litho-stratigraphiques, structurales (principales failles de circulation des fluides) et minéralogiques, ainsi que des données minéralogiques et géochimiques provenant d’analyses de cutting sur certaines zones d’altération profondes. Les fluides profonds (eaux et gaz) des réservoirs géothermiques ont pu également être caractérisés d’après les analyses chimiques et isotopiques effectuées.

Les quatre forages réalisés dans la plaine du Lamentin sont les seuls ouvrages profonds de l’île. Ces travaux de reconnaissance par forage profond n’ont pas mis en évidence l’existence d’une ressource géothermique de haute température. Néanmoins, ils ont confirmé la présence de structures aquifères, renfermant une ressource en eau à une température de l’ordre de 90 - 100°C, et ont permis de délimiter, en partie, l’extension de la zone *a priori* favorable à son exploitation.

- Base de données

Une première collecte importante de données géoscientifiques numériques avait été réalisée dans le cadre du projet sur les travaux scientifiques associés à la réalisation des trois puits d’exploration géothermique dans la plaine du Lamentin (Traineau, 2001 ; Sanjuan *et al.*, 2002) et du projet sur les travaux de réévaluation du potentiel géothermique des régions de Morne Rouge-Montagne Pelée et de Diamant (Genter et Roig, 2003 ; Sanjuan *et al.*, 2003 ; 2005 ; Baltassat *et al.*, 2003).

Le SIG-MARTINIQUE du BRGM a été constitué et structuré au cours du projet sur les compléments d’exploration géothermique en Martinique (Gadalia *et al.*, 2014) pour regrouper et gérer toutes les données géoscientifiques obtenues sur l’ensemble des régions de l’île étudiées.

Comme pour la Guadeloupe, un inventaire détaillé de la plupart des publications et des travaux réalisés dans le domaine de la géothermie, en Martinique, cofinancé par l’ADEME et le BRGM, existe depuis 2021 (Sanjuan *et al.*, 2021).

- c) *Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques*

Cet état est présenté et détaillé dans l’annexe 2.

Pour la production d’électricité, on peut observer que la dépendance de la Martinique aux énergies importées et fossiles est encore très importante en 2022 (environ 74%), même si la baisse observée de 20%, depuis 2017, est assez spectaculaire. Grâce à l’insertion d’EnR dans le mix électrique de la Martinique, leur taux de pénétration dans ce mix est passé de 5,9% en 2017 à 23,1% en 2020 et à 26,1% en 2022. Néanmoins, il est évident qu’il faut encore amplifier et accélérer cette tendance, si on veut atteindre les objectifs de la PPE Martinique de 2030, et que le développement de la géothermie (non existante actuellement) constituerait un atout supplémentaire considérable.

d) Situation actuelle et perspectives pour la géothermie

Aucune installation géothermique n'est actuellement exploitée en Martinique, malgré les nombreuses études d'exploration réalisées depuis les années 1970. Etant donné la situation énergétique actuelle et les objectifs de la PPE pour 2030, une contribution en électricité de la filière géothermie serait pourtant bienvenue.

Dans le domaine de la haute température, les zones des Anses d'Arlets et de la Montagne Pelée sont celles qui présentent les indices les plus élevés d'un potentiel géothermique attractif (Sanjuan *et al.*, 2003, 2005 ; Gadalia *et al.*, 2014). Les derniers travaux menés par le BRGM ont permis de proposer des sites d'implantation pour de futurs forages dans la zone des Anses d'Arlets (Darnet *et al.*, 2021).

Dans le cadre du projet Géothermie Caraïbe - Phase 2, une étude de pré faisabilité environnementale réalisée par le bureau d'étude EGIS-EAU, tenant compte des contraintes environnementales, urbanistiques et patrimoniales existantes ou futures, a montré que l'implantation d'une centrale serait possible sur l'une ou l'autre des deux zones. Une centrale en cycle binaire de 5 à 10 MWe a été envisagée sur le site des Anses d'Arlet.

Comme pour la région de la Soufrière, en Guadeloupe, il est difficile actuellement de se prononcer sur le potentiel géothermique de ces zones tant qu'une campagne de plusieurs forages d'exploration n'aura pas été réalisée pour quantifier la ressource, notamment la profondeur, la taille et la perméabilité du réservoir géothermique, dont on estime les températures entre 180 et 200°C, d'après les études réalisées. Cette étape est maintenant devenue cruciale pour décider s'il est intéressant de poursuivre le développement de la géothermie sur ces zones.

Le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) de la Martinique définit comme orientation prioritaire de préciser les potentiels de développement de la géothermie sur l'île et estime que, dans une perspective de scénario volontariste, 10 à 20 MWe pourraient être mis en exploitation entre 2020 et 2030. Dans la gamme de températures estimées pour le réservoir géothermique et avec un débit de 600 t/h, une capacité de production autour de 10 MWe serait effectivement envisageable.

Comme pour la Guadeloupe, le projet d'approvisionnement en électricité (environ 50 MWe) provenant de la zone de Wotten Waven, à fort potentiel géothermique, près de la vallée de Roseau en Dominique, par l'intermédiaire d'un câble sous-marin, a été successivement abandonné par EDF et ENGIE.

Dans le domaine de la basse température, dont les projets sont destinés à produire du froid ou/et d'autres usages directs de la chaleur, la zone de la plaine du Lamentin où de l'eau chaude à plus de 90°C a pu être prélevée et analysée dans des forages, dont la profondeur variait de 400 à 1000 m, semble être une zone privilégiée, avec un fort intérêt économique du fait de sa proximité avec la demande (zone d'activités du Lamentin). Néanmoins, des tests de production n'ayant jamais été réalisés sur ces forages, on ne connaît pas leur débit en eau, ni les propriétés hydrauliques du réservoir. Il n'est donc pas encore possible d'estimer un potentiel. Une autre zone d'intérêt pourrait être celle des Pitons du Carbet, avec les sources Didier et Absalon, qui sont également dans le périmètre de ce PER.

4.2. Océan Indien (LA RÉUNION, MAYOTTE)

4.2.1. Cadre géologique et atouts pour la géothermie

Les îles de Mayotte et La Réunion sont situées dans la partie occidentale de l’Océan Indien, respectivement à l’ouest et à l’est de Madagascar (Figure 36). Elles font partie de la plaque somalienne, séparée de la plaque indienne plus à l’est par les dorsales centrale-indienne et sud-ouest indienne, et de la plaque africaine pour le Grand Rift Africain à l’ouest.

Bien que toutes deux volcaniques, ces îles n’ont pas le même contexte géologique, mais possèdent un potentiel géothermique dit caché, car très peu de manifestations externes (fumerolles, sources chaudes, travertins...) n’indiquent la présence d’un réservoir géothermique en profondeur, contrairement aux Antilles.

Ces îles sont densément peuplées et leur développement impacte fortement leur besoin d’énergie croissant, principalement en matière d’électricité, mais également en termes de chaleur et de froid pour La Réunion.

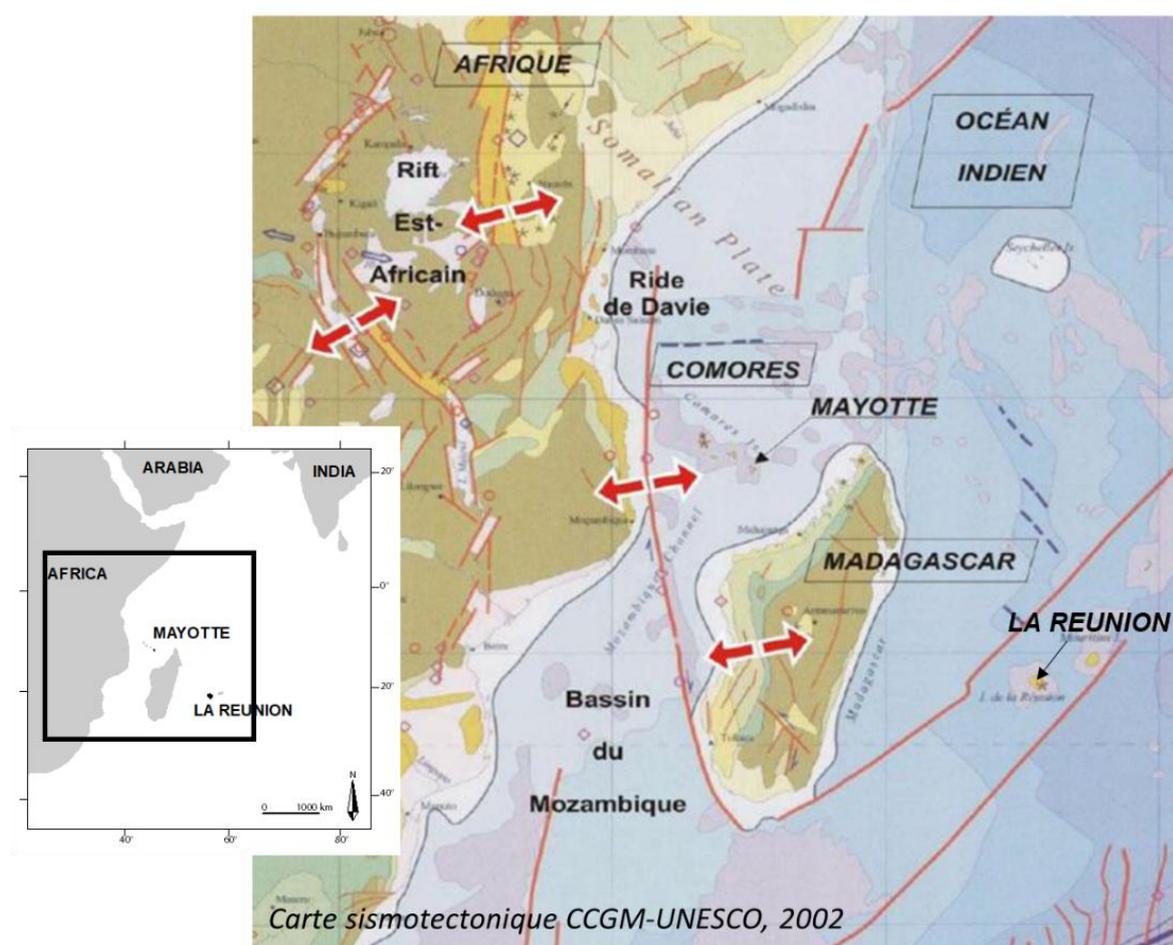


Figure 36 - Localisation des îles de Mayotte et de La Réunion dans l’Océan Indien.

4.2.2. La Réunion

a) Cadre géologique

L'île de La Réunion est une île basaltique vieille d'environ 5 millions d'années, de forme subcirculaire et d'une superficie de 25 112 km², générée par la présence d'un point chaud et qui émerge du plancher océanique situé à une profondeur de 4 000 mètres sous le niveau de la mer (mbsl). Ce point chaud a d'abord donné naissance au massif volcanique du Piton des Neiges (daté de plus de 2 Ma), avant de créer, au sud-est, le Piton de la Fournaise. Le Piton des Neiges culmine à 3 069 m et sa dernière éruption remonte à 12 000 ans. C'est un volcan bouclier mature incisé par trois cirques : Salazie, Mafate et Cilaos (Figure 37). Quant au Piton de la Fournaise, il est considéré comme l'un des volcans parmi les plus actifs au monde (Figure 37). L'existence d'un troisième volcan, dit " Les Alizés ", enfoui sous le Piton de la Fournaise, fait encore l'objet de débats (Le Friant *et al.*, 2011 ; Lebas *et al.*, 2018 ; Lénat *et al.*, 2012, 2001 ; Salvany *et al.*, 2012).

Les deux (ou trois) volcans de La Réunion se sont constitués au cours d'une succession de périodes de construction dominées par l'épanchement de coulées de lave, et de périodes d'érosion, et/ou de glissements catastrophiques de ces flancs qui ont déposé des sédiments détritiques et des brèches. L'histoire du Piton des Neiges a été classée en cinq périodes éruptives séparées par des phases d'érosion (voir la dernière revue de Salvany *et al.*, 2012). Il n'est plus en activité depuis 12 000 ans. De même, la construction du Piton de la Fournaise, toujours en activité, est subdivisée en deux séquences chrono-stratigraphiques séparées par des glissements de terrain ou des événements de caldeira (Merle *et al.*, 2010). Deux grands complexes plutoniques kilométriques de gabbro, de wehrlite et de dunite ont été identifiés sous le Piton des Neiges et le Piton de la Fournaise. Le premier complexe plutonique affleure dans le cirque de Salazie. Ce complexe s'étend jusqu'à 1 314 mbsl dans le forage SZ1 (Figure 37; Rocher *et al.*, 1987 ; Demange *et al.*, 1989 ; Malengreau *et al.*, 1999 ; Gailler et Lénat, 2012). Le second complexe plutonique a été identifié par géophysique au Grand Brûlé, à l'est du sommet du Piton de la Fournaise (Gérard *et al.*, 1980 ; Rousset *et al.*, 1989). Il a été rencontré dans le forage SR1 entre 828 mbsl et le fond du forage à 2 831 mbsl (Figure 1 ; Rançon *et al.*, 1987 ; 1989).

Toutes les unités géologiques - en particulier, les formations plus anciennes qui ressortent dans les trois cirques - sont affectées par des déformations cassantes constituées de failles, de fractures d'extension et d'intrusions de dykes ou de sills. Les failles et les fractures d'extension sont principalement observées dans le cirque de Salazie et le cirque de Cilaos, et dans une moindre mesure, dans le cirque de Mafate. Les failles normales prédominent parmi ces structures de déformation et sont statistiquement cohérentes avec deux directions d'extension perpendiculaires, NNW-SSE et WNW-ESE (Chaput *et al.*, 2017, 2014 ; Chevallier et Vatin-Perignon, 1982).

Les analyses statistiques de la distribution des cônes adventifs et de l'orientation des intrusions permettent d'identifier des zones d'injection préférentielle de magma, appelées " rift zones ". Sur le Piton des Neiges, deux zones de rift perpendiculaires sont présentes (Figure 1 ; Michon *et al.*, 2007 ; Chaput *et al.*, 2017). Le premier, le rift de La Montagne, situé dans la partie sud-ouest de Salazie, a une orientation N120°E et se poursuit à travers le cirque de Mafate vers Saint Denis en suivant une orientation N160°E. Le second rift, celui de l'Etang Salé, est orienté N30°E dans la partie sud-ouest du Piton des Neiges. Par ailleurs, des zones de concentration de sills sont présentes dans les cirques de Salazie et de Cilaos (Chaput *et al.*, 2017 ; Michon *et al.*, 2016 ; Villeneuve et Bachèlery, 2006). Sur le Piton de la Fournaise, deux zones de rift sont observées sur les côtés nord-est et sud-ouest de l'édifice, ainsi qu'à l'intérieur de la caldeira de l'Enclos Fouqué de direction N120°E (Figure 37).

Ces directions préférentielles de la tectonique et des intrusions sont cohérentes avec les directions des failles paléo-dorsales et paléo-transformantes de la croûte océanique, suggérant un contrôle crustal régional sur la tectonique et l'activité intrusive de La Réunion (Chaput *et al.*, 2017 ; Michon *et al.*, 2007).

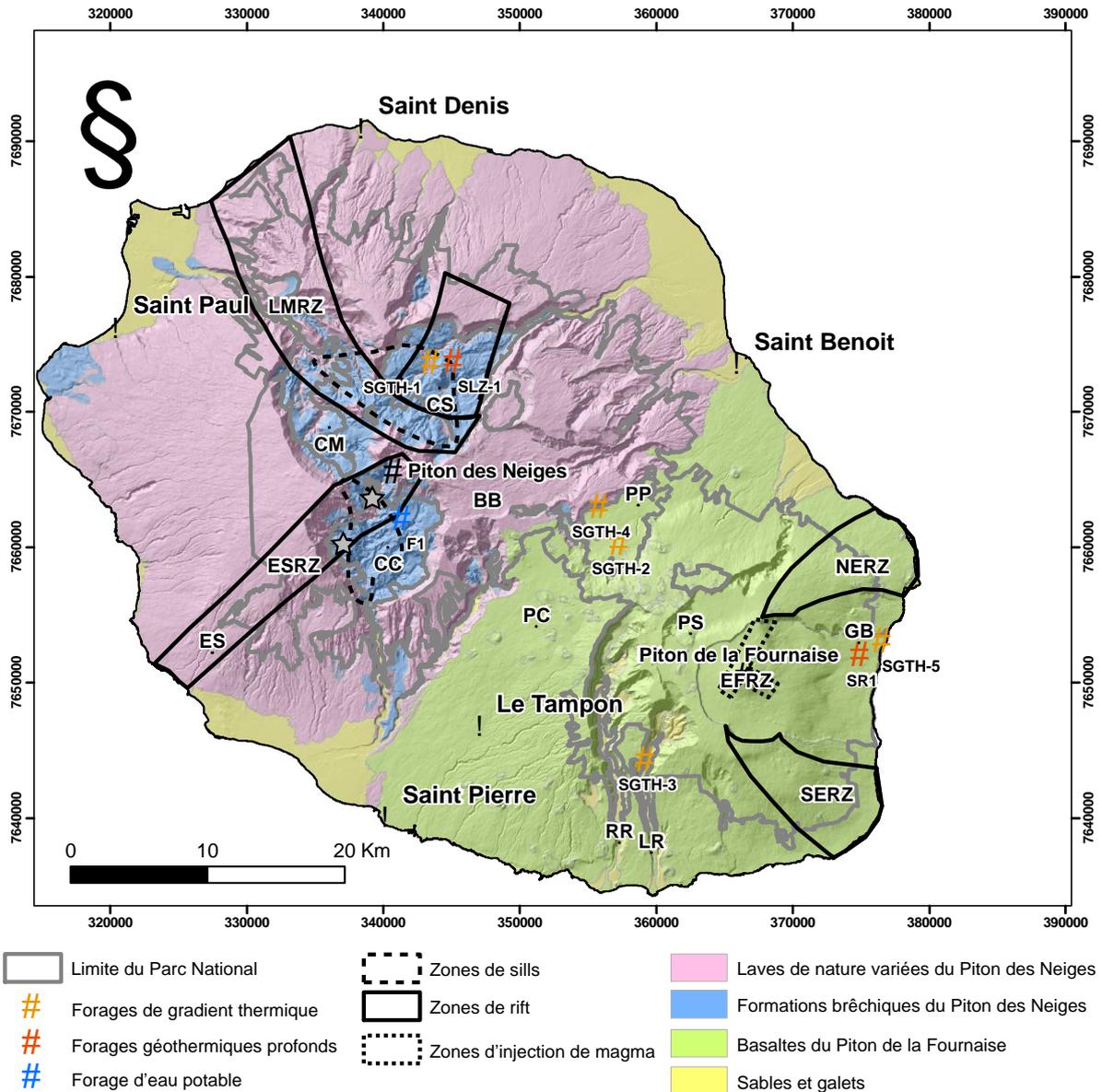


Figure 37 - Carte simplifiée des principales unités géologiques de l'île de La Réunion d'après Billard (1974). CS : Cirque de Salazie ; CM : Cirque de Mafate ; CC : Cirque de Cilaos ; BB : Bébou-Bélouve ; PC : Plaine des Cafres, PP : Plaine des Palmistes ; PS : Plaine des Sables ; GB : Grand Brûlé ; LR : Rivière Langevin ; RR : Rivière des Rempart ; LMRZ : Zone de rift de La Montagne ; ESRZ : Zone de rift d'Etang Salé ; EFRZ : Zone de rift de l'Enclos Fouqué ; NERZ : Zone de rift nord-est du Piton de la Fournaise ; SERZ : Zone de rift sud-est du Piton de la Fournaise. Etoiles grises : Îlets Chicot et Îlet à Cordes, respectivement au nord et à l'ouest du Cirque de Cilaos.

Les modèles hydrogéologiques proposés pour le Piton de la Fournaise montrent un aquifère basal continu d'extension régionale associé à des aquifères perchés (modèle de type canarien ; Join *et al.*, 2016 ; 2005).

La perméabilité de la roche diminue avec la profondeur et les formations profondes altérées, telles que les brèches et les coulées de lave océanique, sont colmatées par des minéraux secondaires (Folio, 2001 ; Nativel, 1978 ; Rançon, 1985). A l’échelle plus régionale, la circulation hydraulique à l’intérieur de l’île peut être particulièrement complexe en raison de la superposition de coulées de lave et de brèches, recoupées par des paléo-vallées et des intrusions magmatiques (Join *et al.*, 2005 ; Violette *et al.*, 1997).

Plusieurs sources chaudes ont été identifiées et étudiées sur l’édifice du Piton des Neiges. Ces sources sont associées à des indicateurs d’émanations naturelles de CO₂ et d’He d’origine magmatique (Marty *et al.*, 1993 ; Bénard *et al.*, 2020) et possiblement de Cl et SO₄ provenant du dégazage en cours d’un magma différencié peu profond (Bénard *et al.*, 2020). La signature isotopique des éléments traces majeurs et de Li/Cl de ces sources indique que les eaux thermales sont presque complètement déconnectées de l’eau de mer, ce qui est une particularité notable pour une île volcanique (Figure 38). Leur signature isotopique stable indique une origine météorique de ces eaux (Sanjuan *et al.*, 2001 ; Bénard *et al.*, 2020). La grande majorité des sources chaudes sont situées à la base des cirques de Salazie et de Cilaos, au niveau des unités peu perméables en raison d’une altération hydrothermale antérieure, mais souvent associées à des intrusions récentes du Piton des Neiges. La circulation des fluides hydrothermaux se concentre donc le long des structures de déformation et des intrusions, en particulier le long de la rift zone N30°E, ainsi que le long des zones de sills (Figure 38).

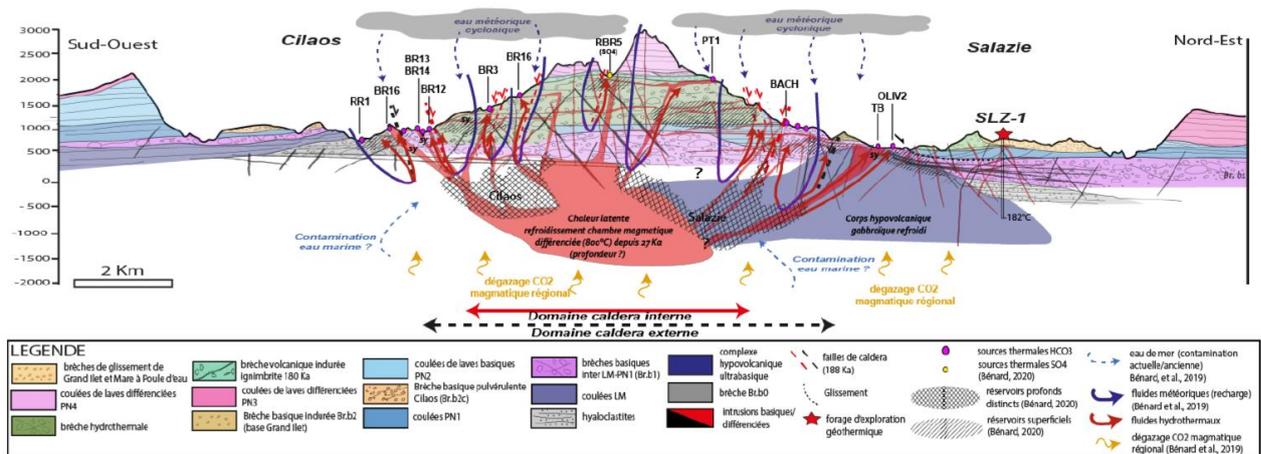


Figure 38 - Modèle conceptuel du système hydrothermal du Piton des Neiges, d’après les thèses de Bénard (2020) et Paquez (2021). La circulation des fluides se fait majoritairement au travers le système de rift zone et de sills.

b) Historique des travaux de géothermie

Les travaux d’exploration à La Réunion ont été menés par phase depuis la fin des années 70 :

- 1978-1985 : études préliminaires de surface et réalisation de deux forages dans le cadre du Projet d’Exploration Géothermique Haute Energie de l’île de La Réunion lancé par le BRGM. Ces deux forages se sont avérés non producteurs, malgré des températures élevées, notamment dans le forage de Salazie (gradient de 90°C/km) ;

- 2000-2004 : le Conseil Régional demande une synthèse et des études géophysiques autour de la Plaine des Sables pour l'implantation d'un forage sur ce site. Le projet est abandonné par les nouveaux élus pour ne pas compromettre l'inscription du Parc National au Patrimoine Mondial de l'Unesco, la Plaine des sables se situant dans le cœur du Parc ;
- 2014-2021 : le projet EGHÉRI (Programme de relance de l'Exploration Géothermique Haute Energie à La Réunion en vue de la production d'énergie électrique) est lancé par le BRGM, suite à une forte volonté gouvernementale et avec l'appui financier de la DEAL et de l'ADEME, et en partenariat avec le Laboratoire Géosciences de l'Université de La Réunion, la Région Réunion, le Laboratoire Magma et Volcan de l'Université de Clermont-Ferrand et le Parc National de La Réunion. Dans ce cadre, une synthèse et la définition de zones d'intérêt, en dehors du Parc National sont menées. Des études du système hydrothermal du Piton des Neiges par l'Université de La Réunion viennent compléter cette étude.

Les premières investigations menées en 1977-78 avaient permis de sélectionner trois vastes zones considérées comme prometteuses suite aux études de surface (Figure 39) :

- les Cirques de Salazie et de Cilaos,
- les plaines des Cafres et des Palmistes,
- la partie orientale du massif du piton de la Fournaise.

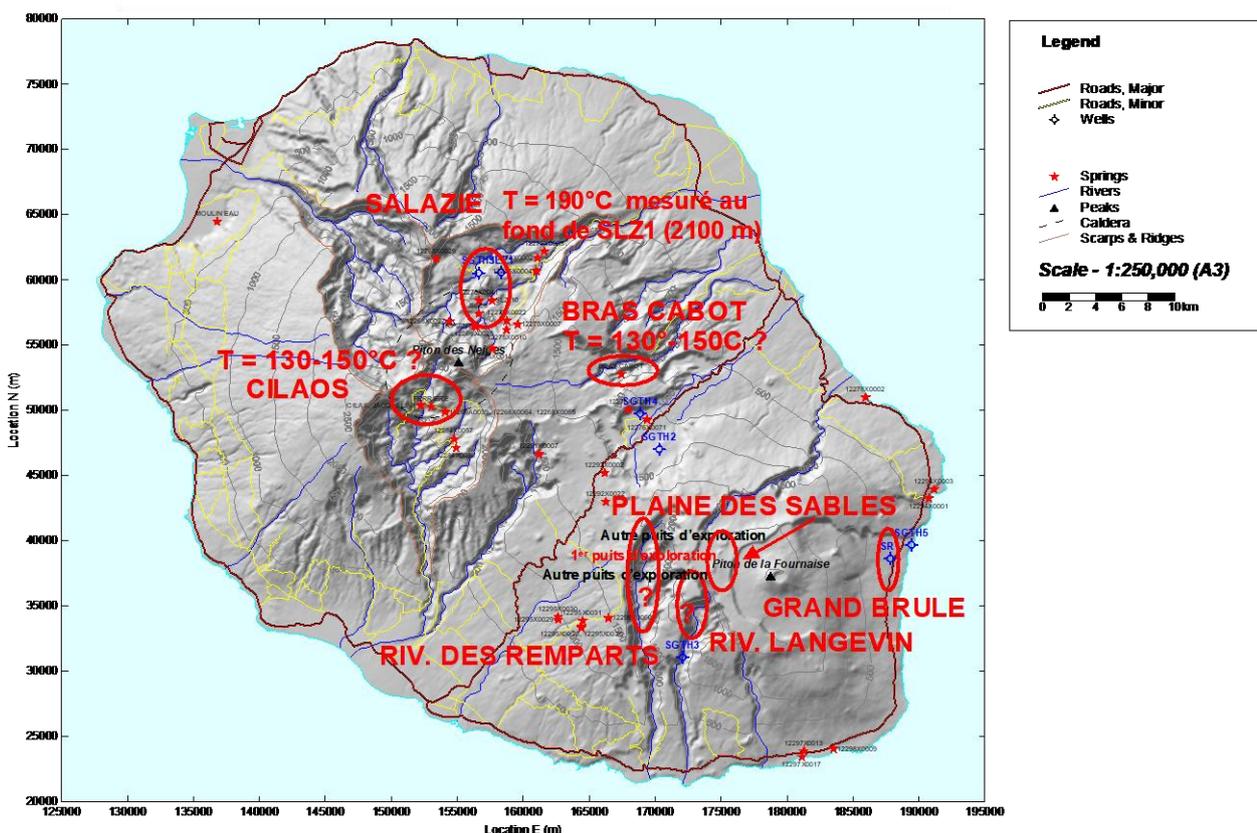


Figure 39 - Localisation des sites géothermiques potentiels à La Réunion (figure faite à partir d'une figure tirée du document de synthèse de PB Power, 2002).

Les travaux menés, ensuite, jusqu'en 1981 (géologie, géophysique, géochimie, ainsi que la réalisation de 5 forages de gradient géothermique) ont concentré l'attention sur le Cirque de Salazie où le gradient géothermique s'est révélé élevé (18°C/100 m), et sur le site du Grand Brûlé (Figure 39). Les deux forages d'exploration réalisés en 1985-86 sur chacun de ces sites n'ont malheureusement pas permis de mettre en évidence la présence d'une ressource géothermique haute température (HT) satisfaisante car une faible perméabilité a été constatée dans le forage de Salazie, même si ce dernier indiquait une température de 185°C, à 2 100 m de profondeur, en fond de forage. Le forage du Grand Brûlé, profond de 3 003,5 m de profondeur, a été un échec en termes de température et de débit. La très importante anomalie gravimétrique décelée à son aplomb correspondant à un stockage magmatique malheureusement « fossile ».

Le détail et les références des travaux et études menées durant cette première phase d'exploration sont résumés dans le tableau suivant (Tableau 6).

Exploration Phase (Year)	Surveys Completed	Primary Report
Initial Investigations Geology and water geochemistry (1978)	Volcanological evolution, geochronology. Volcanic heat sources and surface hydrothermal alteration. Geological structure. Inventory of hot springs and geochemistry. Identification of zones of interest. Suggested ongoing exploration (geophysics) program.	Lopoukhine et Stieltjes (1978)
Second Phase Investigations Geology and geophysics (1978 – 1979)	Detailed structural analysis. Detailed volcanology and dating to define heat sources. Sampling and preliminary hydrothermal alteration interpretation. Initial geothermal conceptual model. Gravity, magnetotelluric, and spontaneous polarisation geophysical surveys, interpretation.	Gerard et Stieltjes (1979)
Geothermal Evaluation. Geology, geochemistry, geohydrology, geophysics, and thermal gradient wells. (1981)	Volcanology and litho-stratigraphy. Geothermal implications of geological structure. Surface hydrothermal alteration. Geohydrology and geochemistry of springs. Formation of the cirques. Gravity surveys. MT surveys, low frequencies. Audio magnetotelluric. Schlumberger resistivity. Dipole – dipole resistivity. Spontaneous polarisation. Temperature gradient well drilling. Geothermal synthesis. Recommended exploration drilling.	Gérard <i>et al.</i> (1981).
Hydrothermal alteration, Piton des Neiges. (1982)	Detailed hydrothermal alteration studies	Rançon (1982a).
Deep exploration well, Grand Brûlé (SR1). (1985)	Well drilling. Well stratigraphy. Well hydrothermal alteration. Well thermal gradient.	Rançon (1986).
Deep exploration well, Salazie (SLZ1). (1985 – 1986)	Well drilling. Well stratigraphy. Well hydrothermal alteration. Well thermal gradient.	Chovelon (1986).
Assessment of deep exploration drilling. (1986)	Geothermal evaluation. Reinterpretation of geophysics based on well results.	Demange (1986).

Tableau 6 - Détail des travaux et études menés lors des premières investigations entre 1978 et 1986 sur l'île de La Réunion.

A partir de 2000, dans le cadre de sa politique de développement des énergies renouvelables, la Région Réunion, en s'appuyant sur l'ARER (Agence Régionale de l'Energie Réunion), a initié et piloté un projet d'évaluation des ressources géothermiques de l'île et de développement de la géothermie haute température. Après une première phase de synthèse des données existantes en géologie et en géochimie des fluides, de nouvelles données dans ces deux domaines ont été acquises par le BRGM, en 2001.

En 2002, une nouvelle synthèse ayant été réalisée par la société PB Power (Nouvelle-Zélande) en y intégrant les données géophysiques, des études d'exploration complémentaires, essentiellement en gravimétrie et magnéto-tellurisme (MT), ont été menées, entre 2002 et 2004, par différents organismes et des universités françaises. Le rapport final rédigé par PB Power en 2005, intégrant toutes les données, conclut que le site de la Plaine des Sables peut être considéré comme le plus favorable à la présence d'une ressource géothermique Haute Température, supérieure à 250°C, à son aplomb et que la probabilité de trouver un système haute enthalpie peut être estimée à 50%.

Après toutes ces études et leurs conclusions, il fut décidé de réaliser un ou deux forages de reconnaissance géothermique de petit diamètre (profondeur minimale 1 200 m) à la plaine des Sables, sur le massif du piton de la Fournaise, à proximité de sa partie sommitale, volcaniquement active. Ces forages n'ont finalement pas pu être réalisés car l'opération a été abandonnée du fait de la création, entre-temps, du Parc National de La Réunion, et de la sensibilité du site au cœur duquel se situaient les forages. Par ailleurs, cette zone a été récemment classée au patrimoine mondial de l'Unesco. Une opposition locale s'est progressivement constituée empêchant toute opération géothermique au niveau de la Plaine des Sables. Ces diverses contraintes ont conduit la Région à abandonner la réalisation des forages de reconnaissance géothermique à la Plaine des Sables. Les futurs projets d'exploration devront tenir compte de ces nouvelles contraintes fortes pour pouvoir être menés à bien.

Le détail et les références des travaux et études menées durant cette seconde phase d'exploration sont résumés dans le tableau suivant (Tableau 7) :

Exploration Phase (Year)	Surveys Completed	Primary Report
Review of Réunion geothermal potential. (2000)	Review, including new data since 1986, and assessment of geothermal potential. Comparison with Hawaii. Potential for "Hot Dry Rock", "Hot Fractured Rock", and "Enhanced Geothermal Systems". Low enthalpy usage. Constraints on development.	Sanjuan <i>et al.</i> (2000)
Geochemical Surveys (2001)	Thermal spring survey, Cirques of Salazie and Cilaos. Soil Gas (CO ₂ , CH ₄ , O ₂ , He, Rn) survey.	Sanjuan <i>et al.</i> (2001)
Geological structure survey. (2001)	Analysis of dikes, joints and faulting along profiles. Aim to define geothermal reservoir permeability.	Sanjuan <i>et al.</i> (2001)
Updated conceptual model (2001)	Integration of 2001 geochemistry and geology into conceptual model.	Sanjuan <i>et al.</i> (2001)
MT Survey (2002)	MT, AMT and TDEM survey conducted by Phoenix Geophysics	Phoenix Geophysics (2002) PB Power (2002) PB Power (2003)
MT Survey (2004)	MT and TDEM survey conducted by Geosystem	Geosystem (2004) Geosystem (2005) PB Power (2005)

Tableau 7 - Détail des travaux et études menés lors des deuxième phase d'exploration entre 2000 et 2004 sur l'île de La Réunion.

En 2011, le BRGM a proposé à la DEAL, l’ADEME et le Conseil Régional, un programme ambitieux de relance de l’exploration géothermique haute énergie sur l’île de La Réunion (programme EGHÉRI). L’objectif de ce programme était 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 de La Réunion, qui avait été classée récemment Patrimoine Mondial de l’UNESCO.

Ce programme se décline en plusieurs phases dont les objectifs étaient, d’une part, de hiérarchiser les zones d’intérêt, et d’autre part, d’investiguer de nouvelles zones d’intérêt qui n’ont pas été approfondies dans le passé, afin *in fine* de définir un programme complémentaire d’exploration par forage.

Suite à cette proposition de programme, la phase 1 a pu voir le jour en 2014 avec l’appui financier de la DEAL et de l’ADEME et en partenariat avec le Parc National de La Réunion, la Région Réunion, le Laboratoire Géosciences de l’Université de La Réunion, et le Laboratoire Magma et Volcan de l’Université de Clermont-Ferrand.

Ainsi, une synthèse de toutes les investigations réalisées depuis les années 70 a été menée, basée principalement sur une étude bibliographique et une analyse SIG (Dezayes *et al.*, 2015 ; Dezayes *et al.*, 2021). Cette synthèse a mis en évidence plusieurs zones d’intérêt en tenant compte des contraintes environnementales que représente le Parc National classé Patrimoine Mondial de l’UNESCO (Figure 40) :

- les zones d’intérêt avéré des cirques de Salazie et de Cilaos (en rouge sur la Figure 40), qui présentent de nombreuses sources chaudes, des indices hydrothermaux, ainsi qu’un complexe gabbroïque, apparenté à une ancienne chambre magmatique, parfois affleurant. Les forages de Salazie SGTH1 (Roche Plate, 201 m) et SLZ1 (Mare à Vieille Place, 2 108m) réalisés respectivement en 1980 et 1985, indiquent un gradient géothermique élevé, d’environ 90°C/km, ce qui correspond à trois fois le gradient normal. Tous ces indices suggèrent que les zones les plus proches du Piton des Neiges constituent des zones favorables pour le développement de la géothermie haute température, pouvant permettre la production d’électricité, de chaleur industrielle (thermes, balnéothérapie, séchage agricole, etc...), et éventuellement, la cogénération (production d’électricité et utilisation des rejets d’eaux chaudes pour production de chaleur industrielle).;
- les zones d’intérêt à confirmer (en bleu sur la Figure 40), 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. Ces zones sont insuffisamment étudiées, mais présentent des indices favorables, tels que, pour la Plaine des Cafres, des arrivées de gaz, une importante densité de cônes volcaniques récents et, peut-être, le développement d’un réservoir géothermique classique, d’après les investigations géophysiques. La zone de rift de l’Étang Salé et les zones de rift du Piton de la Fournaise peuvent supposer la présence de failles et de fractures. Des cônes volcaniques récents sont également présents dans la zone de l’Étang Salé. Des anomalies de gaz ont été détectées à la Plaine des Palmistes. Enfin, le fond de la rivière Langevin et de la rivière des Remparts est, topographiquement, au niveau du réservoir supposé de la Plaine des Sables et pourrait être intéressant à ce titre, mais l’accès y est vraiment compliqué. Dans tous les cas, des investigations complémentaires dans ces zones devront être envisagées afin de préciser la ressource ;

⁴ Zone de rift : zone tectonique d’injections et de transfert préférentiel de magma.

- les zones d'intérêt situées dans des zones à forts enjeux environnementaux (en vert sur la Figure 40), comme la Plaine des Sables et la zone de Bébou-Bélouve, qui présentent des indices favorables, mais qui sont situées dans le cœur du Parc National. Ainsi, la Plaine des Sables constitue un site prometteur qui fut retenu dans les années 2000 pour l'implantation de forages. Cependant, cette cible est située à l'intérieur du Parc National et une enquête publique en 2007 n'a pas permis leurs réalisations. Les données géophysiques montrent la présence de l'hypostructure dense du Piton des Neiges sous la zone de Bébou-Bélouve et la possibilité de développement d'un système convectif. Cependant, aucune autre donnée n'est disponible sur ce secteur.

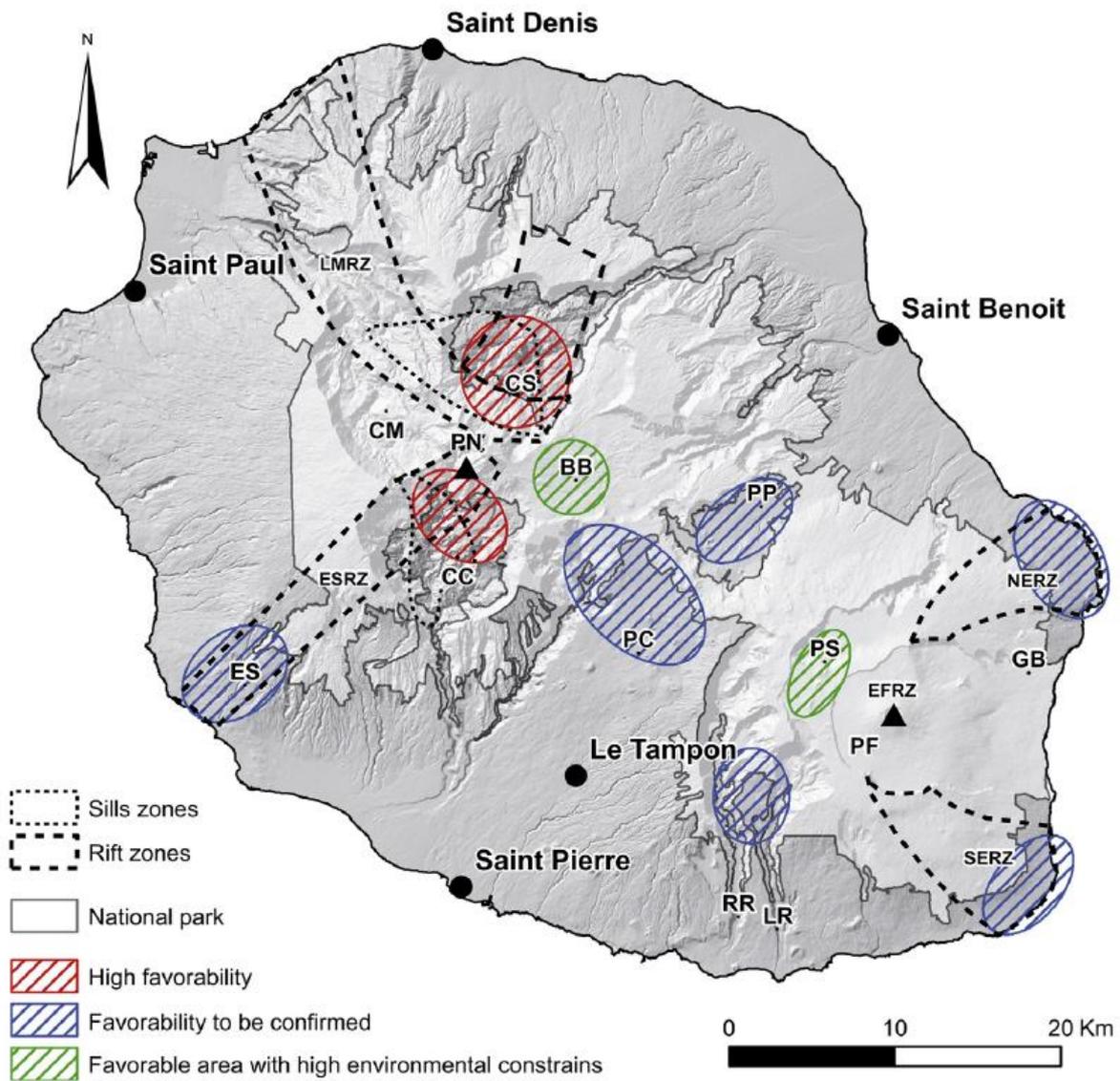


Figure 40 - Zones d'intérêt géothermique à La Réunion (Dezayes et al., 2022).

En 2020, la thèse de B. Bénard de l'Université de La Réunion, confirme le potentiel géothermique du Piton des Neiges et montre que 1) les deux cirques ne sont pas en connexion hydraulique, 2) la ressource serait située à relativement faible profondeur (< 2 km) en lien avec la rift zone N30°E et les structures caldériques du volcan et 3) les températures des eaux profondes estimées dans les cirques de Salazie et de Cilaos à partir des eaux thermales prélevées en surface ne dépassent pas 150°C (Bénard et al., 2023).

Suite à l'étude du BRGM de 2015 (Dezayes *et al.*, 2015), qui avait déjà confirmé l'intérêt pour les cirques de Salazie et Cilaos, une nouvelle thèse de l'Université de la Réunion plus axée sur la structure interne de cette zone du Piton des Neiges a permis d'établir un modèle architectural du massif qui apporte de nouveaux éléments au modèle conceptuel de circulation des fluides en profondeur (Paquez, 2021 ; Figure 38). Ce travail a également permis d'affiner les zones les plus prometteuses en terme d'exploitation de la géothermie dans les cirques de Salazie et de Cilaos, dans le pourtour proche du Piton des Neiges (Paquez, 2021 ; Figure 41).

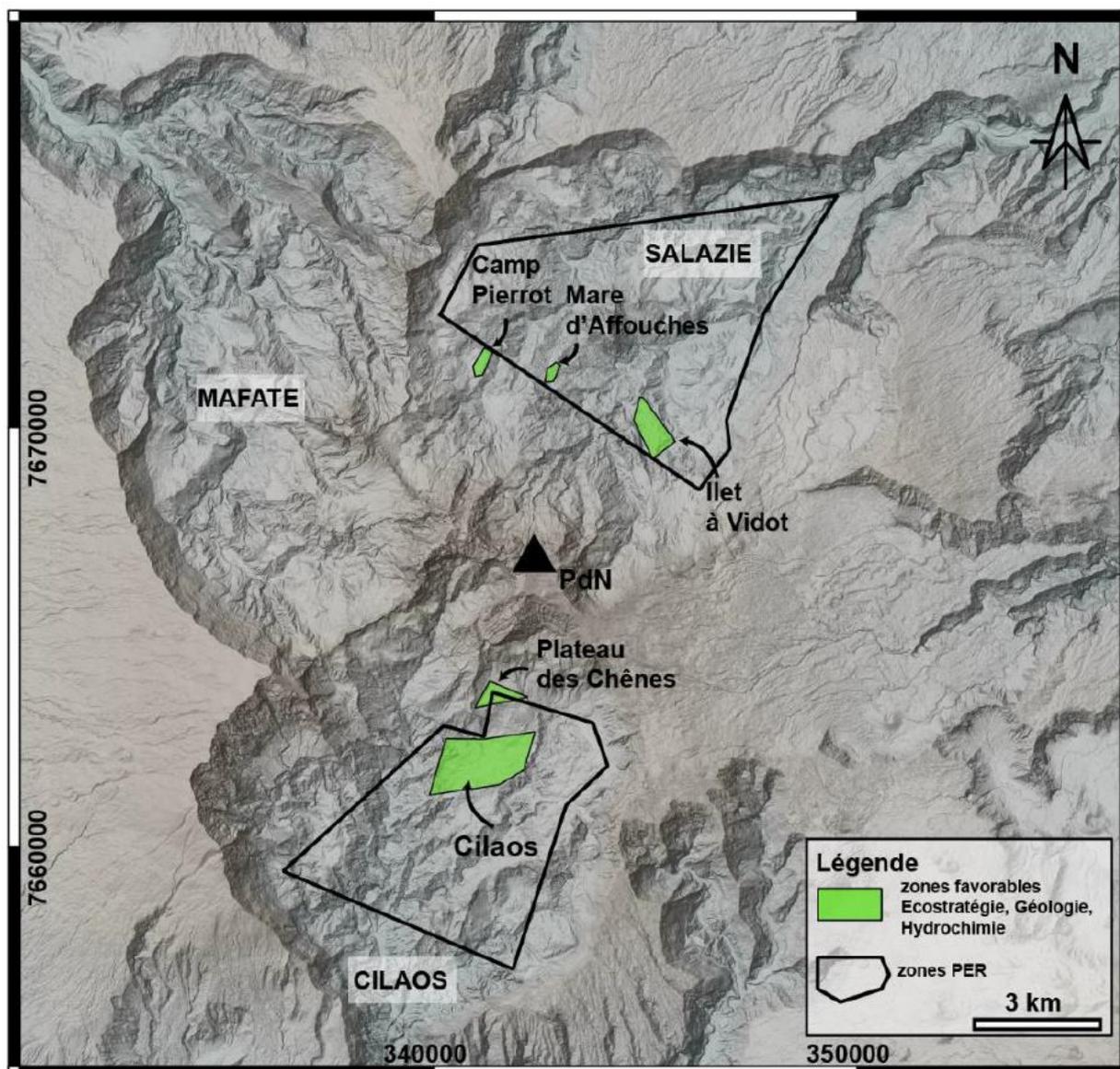


Figure 41 - Zones d'intérêt géothermique dans les cirques de Salazie et de Cilaos (Paquez, 2021).

En 2021, des études ont été entreprises par la Communauté d'Agglomération du Sud de l'île de La Réunion (CASUD) au niveau du Piton de la Fournaise en collaboration avec le Laboratoire Géosciences Réunion (LGSR) de l'Université de La Réunion comprenant des acquisitions PS associés à des mesures de CO₂ dans les sols et de l'hydrochimie.

Cette étude a été, malheureusement, classée comme confidentielle par la CASUD, avec un embargo jusqu'au 31/12/2023. Cette confidentialité nuit à la connaissance scientifique et à la compréhension de la zone. Les conclusions de l'étude, disponibles en 2024, n'ont pas pu être intégrées à la présente synthèse.

Au vu des données disponibles, il apparaît donc que les rift zones sur les flancs de volcans, et en particulier la rift zone N30°E au niveau du Piton des Neiges, probablement la dernière tectoniquement active dans cette zone, ainsi que les failles de caldéra, seraient les structures les plus favorables aux circulations profondes des fluides chauds.

c) Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques

Cet état est présenté et détaillé dans l'annexe 2.

Bien qu'encore très dépendante des énergies fossiles pour la production d'électricité (62,3% en 2022), la part des EnR prend une place de plus en plus importante dans le mix électrique de cette île et a représenté 37,7% de ce mix en 2022, qui constitue la contribution la plus importante observée dans les ZNI étudiées dans ce rapport. Il faut dire que, contrairement aux autres ZNI, l'île de La Réunion a toujours possédé une production hydraulique importante qui lui a permis d'être autonome en électricité, au début des années 1970, et qui représente encore 21% de la production électrique.

On voit que, dans ce contexte, le développement de la géothermie (pas d'unités de production électrique actuelle sur l'île), associé à l'hydraulique, permettrait à l'île de posséder une contribution importante d'énergies non intermittentes dans son mix électrique.

d) Situation actuelle et perspectives pour la géothermie

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 suite à la relance des études, des zones d'intérêt géothermique ont été mises en évidence (Figure 40 ; Dezayes *et al.*, 2015, 2022 ; Bénard, 2020 ; Paquez, 2021).

Le BRGM et l'Université de La Réunion poursuivent les discussions avec les collectivités locales, Conseil Régional, ADEME, 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 de potentiel géothermique de haute température sur l'île de La Réunion. Néanmoins, en raisonnant par analogie avec la partie est du 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 MWe, 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. Il faut cependant noter que, dans ce type d'environnement, le risque volcanique n'est pas négligeable : ainsi, lors de l'éruption du Kilauea en mai 2018, plusieurs puits ont été recouverts par une coulée de lave et la centrale a été menacée par les séismes accompagnant l'éruption. En 2020, la centrale a pu redémarrer et en 2022, une proposition d'extension a été annoncée.

4.2.3. Mayotte

a) Cadre géologique

Mayotte est une île volcanique posée sur le plancher océanique du sud du bassin de Somalie, entre l’Afrique et Madagascar. Elle appartient à l’Archipel des Comores avec les îles d’Anjouan, Mohéli et la Grande Comore (Figure 42). Ces îles volcaniques, dont seul le Karthala sur l’île de Grande Comore est actif, émergent d’une structure tectonique en cisaillement qui limiterait deux plaques (Famin *et al.*, 2020).

Mayotte, et plus particulièrement Grande-Terre, est considérée comme l’île la plus ancienne de cette chaîne. L’essentiel de l’édification de Grande-Terre s’est déroulé entre 8 et 2 Ma (Stieltjes, 1988). Elle est formée de plusieurs grands volcans qui ont émis des laves sous-saturées comme des basanites, ankaranites et néphélinites. Entre 2 et 1,5 Ma, le volcanisme se concentre au nord de Grande Terre et édifie l’imposant massif de Mlima Msaperé, où dominent les phonolites.

Vers 0,5 Ma, l’activité volcanique reprend au nord-est de Grande-Terre avec des éruptions explosives très violentes qui donnent naissance aux anneaux de tufs pyroclastiques trachytiques de Kavani et Kaouéni. L’activité volcanique va se poursuivre de façon sporadique entre Manoudzou et Petite Terre jusqu’à une époque récente. Une dizaine de dôme de scories basaltiques s’édifient dans le lagon (Dzaoudzi, Zissioua, M’Tsanga, Sisoa Bouzi, ...).

Enfin, les deux volcans coalescents de La Vigie et Dziani Dzaha vont émettre des magmas différenciés trachytiques sous forme explosive (cendres, ponces) et édifier l’île de Petite-Terre reposant sur la barrière récifale. L’âge des niveaux de cendres et de ponces est estimé entre 4000 et 7000 ans (Zinke *et al.*, 2001 ; 2003).

Le volcanisme récent de Petite-Terre est donc un système favorable à la présence d’un système géothermique par la mise en place d’intrusion hypovolcanique. En revanche, Grande-Terre avec un âge plus ancien du volcanisme, ne présente aucun indice de l’existence d’une ressource géothermale (Traineau *et al.*, 2006).

Malgré cela, la région est le siège d’une intense activité volcanique dont l’éruption du Fani Maoré en 2018 à 50 km au large de Petite-Terre en est le témoin. Ce volcan sous-marin a expulsé 6 km³ de lave pour former un édifice de 800 m de haut et de 2 km de diamètre en quelques mois, déclenchant une crise sismique sur l’île de Mayotte. Ce volcan fait partie d’une province volcanique sous-marine s’étalant sur un corridor de 600 km de long et 20 km de large de direction N160°E à N100°E (Thinon *et al.*, 2022).

Le lac Dziani est situé au sommet de l’édifice volcanique éponyme et les émanations de gaz visibles en surface pourraient être facilitées par des conduits ou cheminées qui permettraient la remontée des fluides depuis le réservoir jusqu’en surface (Figure 43).

Le toit du réservoir serait situé à environ 1 - 1,5 km de profondeur (Figure 43) et serait maintenu à une température d’environ 250°C, voire supérieure, grâce à une source de chaleur présente vers 12 km de profondeur, plus au sud-est.

Les fluides entrant dans le système sont des eaux d’origine météorique de Petite-Terre et l’eau de mer s’infiltrant par-delà de la barrière récifale (Figure 43). Cette barrière récifale est, par ailleurs, peu caractérisée, en particulier dans sa géométrie et sa perméabilité. Elle est décrite comme karstique (Lacquement *et al.*, 2013) et pourrait être le siège d’un mélange entre l’eau de mer et les fluides géothermaux, susceptible de rendre plus difficile leur détection en surface.

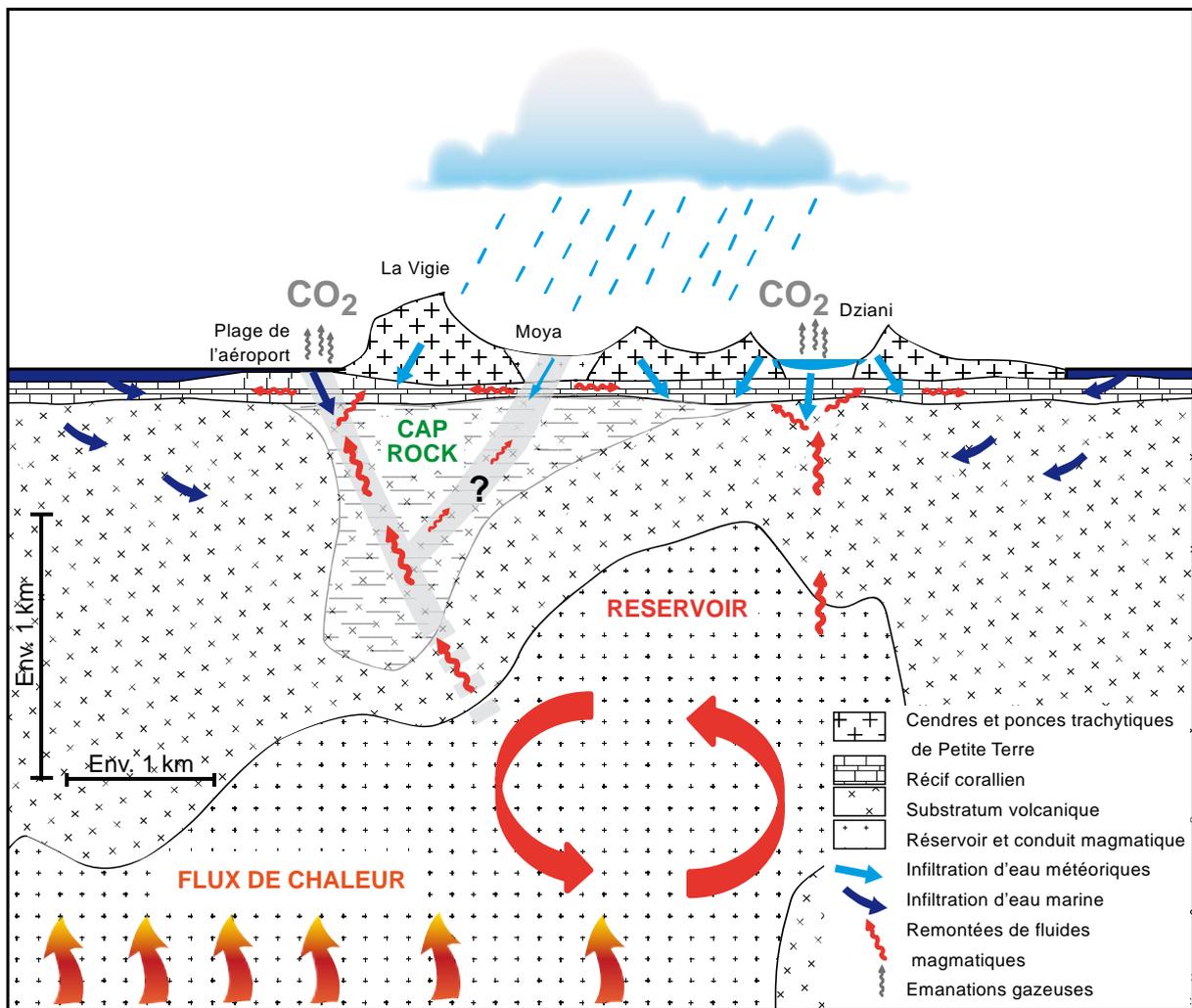


Figure 43 - Coupe N-S interprétative des circulations de fluide profond à travers Petite-Terre, d’après Traineau *et al.* (2006) et Dezayes *et al.* (2023).

b) Historique des travaux de géothermie

L’exploration géothermique à Mayotte a débuté en 2005 par une étude réalisée par le BRGM, avec l’appui financier de la Collectivité Départementale, qui a permis de mettre en évidence la zone de Petite-Terre comme secteur présentant une potentielle ressource profonde susceptible d’être exploitée pour la production d’électricité (Traineau *et al.*, 2006 ; Pajot *et al.*, 2007 ; Sanjuan *et al.*, 2008b).

Suite à cela, l’ADEME et le BRGM ont élaboré un programme d’exploration du potentiel géothermique de Petite-Terre avec une première étude de définition des travaux (Darnet *et al.*, 2019). Ces travaux ont été réalisés par le BRGM, avec le soutien financier du Conseil Départemental, de l’ADEME et de l’AFD, entre 2020 et 2021. Ils ont principalement consisté en l’acquisition de données complémentaires axée sur Petite-Terre : analyse fine de la fracturation et de la minéralogie associée, afin d’estimer la perméabilité des roches et d’identifier les zones les plus susceptibles d’être perméables ; géothermométrie des gaz afin de mieux estimer la température de la source de ces gaz et du système hydrothermal associé ; mesures électromagnétiques complémentaires pour imaginer en trois dimensions la conductivité électrique du sous-sol sous Petite Terre et préciser la géométrie du système hydrothermal. Ces données ont permis de modéliser en 3 dimensions la géologie de l’île et de simuler les circulations hydrothermales profondes, mettant ainsi en évidence les zones d’intérêt pour l’exploitation de la géothermie (Dezayes *et al.*, 2023 ; Figure 44). Enfin, une étude sommaire d’avant-projet d’une campagne de forages a été réalisée par CFG afin de définir les caractéristiques techniques et une estimation budgétaire de futurs sondages d’exploration.



Figure 44 - Ensemble des zones potentiellement favorables pour l’implantation de sondages d’exploration et priorités retenues sur l’île de Petite-Terre (Dezayes *et al.* 2023).

c) *Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques*

Cet état est présenté et détaillé dans l’annexe 2.

Pour sa production d’électricité, l’île de Mayotte reste actuellement très éloignée des objectifs d’autonomie énergétique avec 93% de la production d’électricité issue des énergies fossiles. La part des EnR (7%) y est majoritairement constituée de production photovoltaïque. Etant donné le contexte, la possibilité de développer de la géothermie sur cette île constituerait vraiment un atout considérable.

d) *Situation actuelle et perspectives pour la géothermie*

Le décret récent du 11 septembre 2023 (Décret n° 2023-867), mentionné antérieurement dans le chapitre concernant la PPE de Mayotte, doit permettre de sanctuariser la suite des travaux de géothermie sur l’île.

En effet, bien que l’exploration géothermique de Mayotte ait commencé tardivement par rapport aux autres îles volcaniques, sa faible superficie et les récentes études menées de façon relativement continue ont permis d’identifier des zones restreintes pour l’implantation de forages d’exploration (Dezayes *et al.*, 2023).

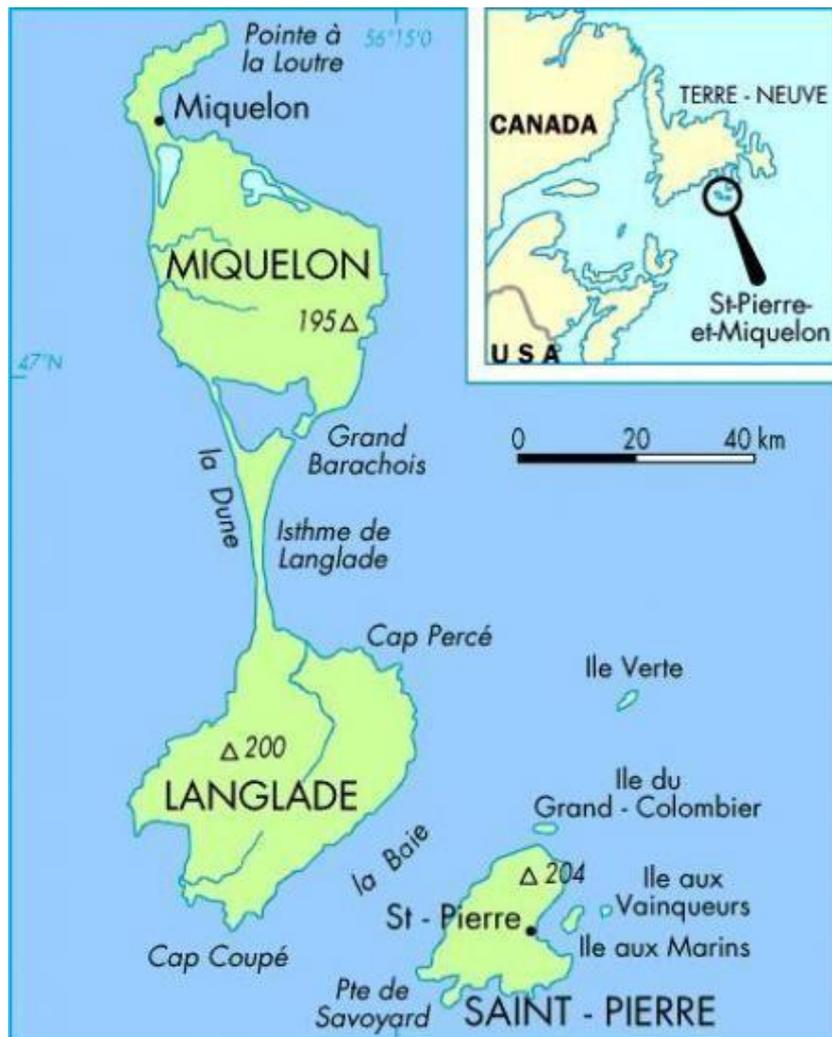
Ces derniers devraient pouvoir être réalisés par des industriels dans les prochaines années. Ces forages sont indispensables pour mieux se positionner par rapport aux données obtenues au cours des campagnes d’exploration de surface et de se faire une première idée du potentiel géothermique de haute température de l’île.

4.3. OCEAN ATLANTIQUE (SAINT-PIERRE-ET-MIQUELON)

4.3.1. Cadre géologique de l'Archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon

Saint-Pierre-et-Miquelon est un archipel français d'Amérique du Nord, situé dans l'océan Atlantique (47°N - 56°W) entre la province canadienne de Nouvelle-Ecosse, à l'ouest, et l'île canadienne de Terre-Neuve, à l'est.

L'archipel comporte huit îles, dont trois principales : Saint-Pierre au Sud (26 km²), Langlade au centre (91 km²) et Miquelon au Nord (110 km²) (Figure 45), le tout couvrant une superficie de 242 km².



La géologie de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon résulte d'une histoire complexe qui débute il y a près d'un milliard d'années. Durant 500 millions d'années, l'archipel évolue en bordure d'un continent, le Gondwana, constitué par l'Amérique du Sud, l'Afrique, l'Inde, l'Antarctique et l'Australie. Les roches les plus anciennes sont des grès métamorphisés datés entre 1 000 et 800 Ma, témoins de la sédimentation détritique en bordure du continent Gondwana.

Ces grès sont recoupés par des roches plutoniques, des trondhjémites et des diorites, datées à 615 Ma, présentes au Cap Miquelon (Figure 46). Ces intrusions plutoniques témoignent du refroidissement d’un magma produit par la subduction du plancher océanique sous le continent Gondwana, entre 650 à 580 Ma. Ce magmatisme est également à l’origine des roches volcaniques de la Pointe du Diamant et de la pointe Belliveau (Figure 46).

Carte géologique simplifiée

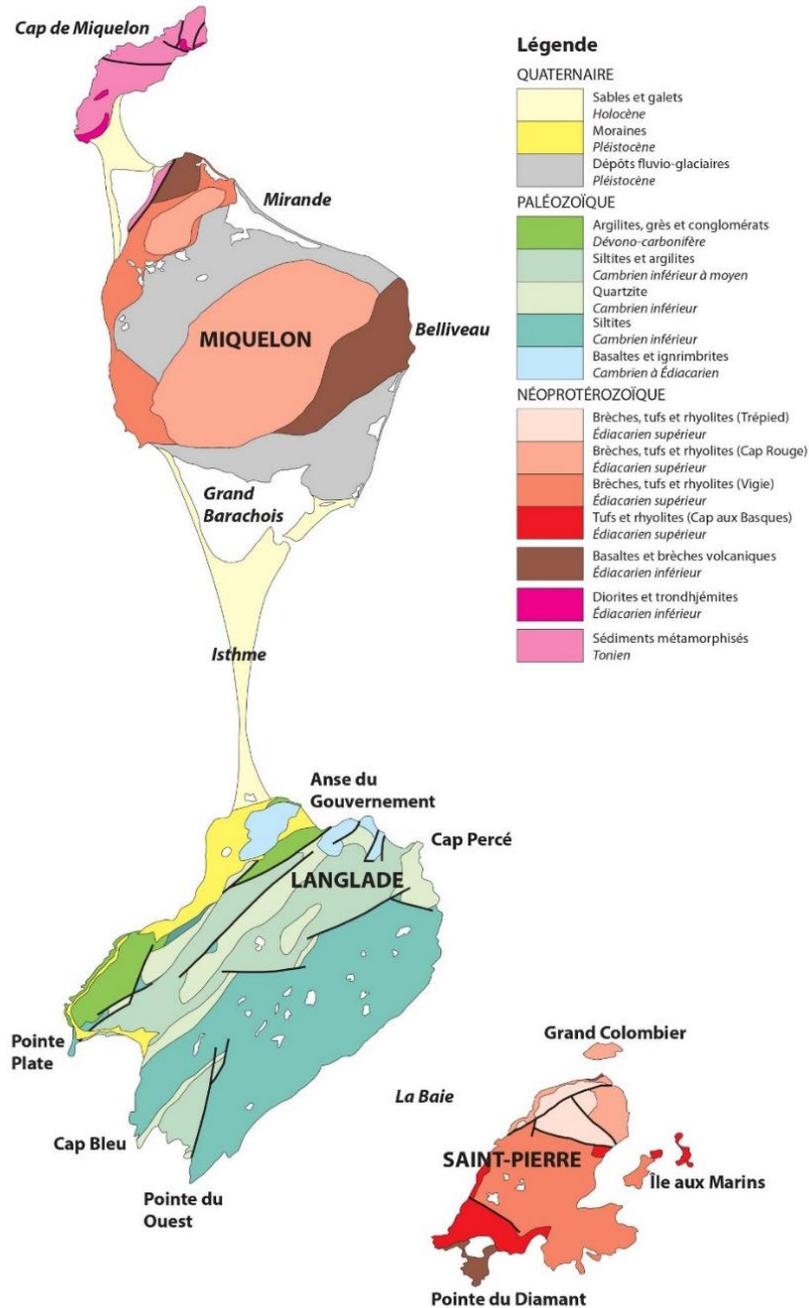


Figure 46 - Carte géologique simplifiée de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, modifiée d’après la carte géologique du BRGM (Blein et al., 2015).

Le fonctionnement de cette subduction pendant 70 Ma a abouti à la création de la chaîne de montagne dite Cadomienne. La fin de l’orogénèse cadomienne est caractérisée par la mise en place d’un volcanisme explosif de type nuées ardentes, que l’on retrouve sur Miquelon et Saint-Pierre. Ce volcanisme marque également la fin de la zone de subduction en bordure du continent Gondwana, autour de 550 Ma.

Après cette intense activité volcanique, la chaîne de montagnes et les volcans s’érodent pour être finalement recouverts par la mer. Cette érosion débute vers 560 Ma et va durer 50 Ma. Elle alimente une importante sédimentation détritique s’accumulant sous forme de grès, de siltites et d’argillites que l’on observe aujourd’hui sur l’île de Langlade.

À la fin du Cambrien, il y a environ 490 Ma, l’archipel de Saint-Pierre et Miquelon se détache du continent Gondwana et fait alors partie d’un micro-continent, Avalonia.

Lors de la formation de la chaîne des Appalaches, à l’est du continent américain, le micro-continent Avalon entre en collision avec la plaque Laurencienne (Nord-américaine), autour de 400 Ma (Dévonien). L’évolution se poursuit avec la collision entre les continents Laurentia et Gondwana entre 325 et 260 Ma (Permien).

L’archipel est ensuite essentiellement marqué par des phénomènes d’érosion. Néanmoins, l’ouverture de l’Atlantique Nord, est enregistrée par l’intrusion, vers 200 Ma (Trias-Jurassique), de nombreux filons de dolérites.

L’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon est donc formé de roches très anciennes où il ne peut exister de systèmes géothermiques de haute température équivalents à ceux présents dans les îles volcaniques. Cependant, il est envisageable de développer des systèmes de très basse température en boucle fermée, voire de basse température sur les nappes phréatiques présentes dans certaines zones de l’archipel.

4.3.2. Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques

Cet état est présenté et détaillé dans l’annexe 2.

La production électrique de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon est largement basée sur l’utilisation de groupes électrogènes fonctionnant au fuel.

Contrairement aux autres îles des Outre-mer, la position septentrionale de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon implique un besoin important de chaleur. Depuis fin 2019, un réseau de chaleur alimente 41 bâtiments administratifs de l’Etat et des collectivités de Saint-Pierre à partir de la chaleur résiduelle de la centrale électrique. Un effort important a aussi été engagé pour développer l’usage des pompes à chaleur air-air performantes, adaptées aux conditions climatiques de l’archipel, ainsi que l’usage des poêles à bois ou à granulés.

4.3.3. Perspectives pour la géothermie

Il n'y a pas à proprement parler de ressources géothermiques de haute température sur l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon. En revanche, il est possible de développer de la géothermie de très basse température, voire de basse température pour le particulier et les réseaux de chaleur.

Un projet d'expérimentation de PAC géothermique pour estimer le rendement d'un tel système par des émetteurs de haute température (radiateurs en fonte) a toutefois du mal à se concrétiser.

Cependant, la nappe phréatique du bourg de Miquelon, en contexte de cordon sédimentaire, possède une température très stable et l'écart entre la température de l'air permet de s'intéresser au potentiel de la géothermie basse température pour le chauffage d'installations agricoles (serres), voire le chauffage de bâtiments ou d'habitations dans le bourg, y compris pour le projet de développement du bourg du côté de l'île de Miquelon. Pour cela, une étude réalisée par le BRGM et commanditée par les services décentralisés de l'Etat (DTAM) devrait débuter très prochainement. L'objectif sera de préciser le potentiel de la géothermie de basse température pour le site du bourg de Miquelon et de donner les premiers éléments de faisabilité technique, économique et réglementaire associés.

Si le projet de production éolien voit le jour, la centrale thermique produira bien moins d'électricité et donc de chaleur fatale pour le réseau de chaleur. Il sera alors pertinent de remplacer l'utilisation de cette chaleur fatale par de la géothermie profonde.

De nouvelles technologies d'exploitation de la géothermie profonde voient actuellement le jour avec le développement des techniques de forages. Ainsi les canadiens ont réalisé un démonstrateur de boucle fermée à 2 500 m de profondeur et doivent réaliser un premier projet commercial en Allemagne sous peu (<https://www.eavor.com/>). Cette technologie permet de récupérer la chaleur du sous-sol en s'affranchissant de la présence d'un fluide naturel. Associé à cela, il pourrait être possible de développer un système de stockage de la chaleur fatale fournie par la centrale électrique et non utilisée l'été afin d'être utilisée l'hiver. Grâce à un système de champs de sonde, cette chaleur est alors récupérée pour le chauffage.

Bien que la géothermie ne soit pas un objectif de la PPE, une étude du potentiel intégrant tous les types de systèmes géothermiques serait parfaitement louable afin de poursuivre les efforts engagés par l'archipel vers l'autonomie énergétique.

5. Principales conclusions et recommandations

5.1. LES ZNI, UN POTENTIEL DORMANT

A l'exception de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, les ZNI de cette étude (Guadeloupe, Martinique, La Réunion et Mayotte) ont fait l'objet de nombreux travaux d'exploration géothermique de surface, dès les années 1970-1980 pour les trois premières îles, en même temps que les tout premiers développements de la géothermie dans le monde, et depuis 2005, pour Mayotte.

Malheureusement, peu ont abouti à la réalisation de forages d'exploration et **seule la région de Bouillante exploite une centrale géothermique** qui produit l'équivalent de 5 à 6% des besoins annuels d'électricité de la Guadeloupe, depuis 2005, à partir de 2 forages profonds effectués en 2001. Cette centrale, la seule de toute la Caraïbe insulaire, est exploitée par la société Géothermie Bouillante, filiale de la compagnie israélo-américaine ORMAT à 64%, de la Caisse des Dépôts et des Consignations à 21%, et du BRGM à 15%, dont la concession de Bouillante a été accordée pour une période de 50 ans, depuis 2009.

Pour cette île, l'avenir de la géothermie s'annonce très prometteur dans la mesure où :

- la capacité de production de la centrale actuelle devrait passer bientôt de 15 à 25 MWe (1 nouveau forage de production et 2 forages de réinjection viennent d'être terminés), satisfaisant ainsi à plus de 10% des besoins annuels en électricité de l'île ;
- le potentiel du champ géothermique de Bouillante mis en évidence par le BRGM dans les années 1990-2000 suggère une capacité de production supplémentaire estimée à plus de 50 MWe (projet Bouillante 3, au nord de la baie de Bouillante, projet au niveau de la source thermique d'Anse Thomas, au sud de Bouillante, etc.). Ceci pourrait mener la géothermie à produire plus de 30% des besoins d'électricité de l'île dans un avenir relativement proche, s'il existe une réelle politique de développement de la géothermie à la fois régionale et nationale, et faire de la Guadeloupe un des premiers producteurs mondiaux d'électricité d'origine géothermique par rapport à sa production totale (elle est déjà dans le top 12 !).

Par ailleurs, en dehors de la région de Bouillante, la zone qui semble la plus propice est celle autour **du massif de la Soufrière**, volcan actif, avec un énorme potentiel de chaleur, mais où la principale difficulté, pour le développement de la géothermie, est de trouver une zone suffisamment perméable et alimentée en eau, et qui n'héberge pas d'eau et de gaz trop agressifs, pour être exploitée (échecs malheureusement bien connus sur les îles de Sainte-Lucie et de Saint-Vincent). Cette zone intègre des contraintes liées aux **risques volcaniques et à l'environnement**, qui devront nécessairement être pris en compte.

Actuellement, il est **difficile d'estimer un potentiel géothermique** pour ces zones. Contrairement aux EnR dites « classiques », en géothermie, le potentiel des gisements n'est connu avec certitude qu'après la réalisation de forages assez coûteux, de l'ordre d'une dizaine de millions d'euros, qui permettent la réalisation d'essais de production pour tester le réservoir ciblé. Par ailleurs, malgré la qualité des études d'exploration de surface, le risque d'échec géologique peut demeurer encore élevé.

Enfin, le projet d'approvisionnement en électricité vers la Guadeloupe et la Martinique (environ 50 MWe pour chacune des deux îles) provenant de la **zone de Wotten Waven**, à fort potentiel géothermique, près de la vallée de Roseau en Dominique, par l'intermédiaire d'un câble sous-marin, a été successivement abandonné par EDF et ENGIE.

Pour le moment, ce projet est à l'arrêt, mais sa reprise ne peut pas être complètement exclue.

Quoi qu'il en soit, la Guadeloupe est probablement la ZNI dont les potentialités en géothermie sont les plus élevées, les mieux définies, et devraient contribuer majoritairement au mix des EnR sur cette île, assurant un approvisionnement en électricité local, continu et robuste, en tant qu'énergie de base, et une contribution significative pour l'autonomie énergétique de l'île.

Pour ce qui est de la **Martinique**, qui a également une activité volcanique importante et donc un potentiel de chaleur élevé, les travaux d'exploration géothermique de surface ont permis au BRGM de sélectionner des zones d'implantation de forages d'exploration pour confirmer les modèles conceptuels de fonctionnement des systèmes géothermiques de haute température correspondants.

Il s'agit du site des **Anses d'Arlet**, situé au sud-ouest de l'île, pour lequel, dans le cadre du projet Géothermie Caraïbe - Phase 2, une étude de préfaisabilité environnementale réalisée par le bureau d'étude EGIS-EAU, tenant compte des contraintes environnementales, urbanistiques et patrimoniales existantes ou futures, a montré que l'implantation d'une centrale en cycle binaire de 5 à 10 MWe serait possible sur ce site. Pour la région de la **Montagne Pelée** qui est l'autre zone présentant les indices les plus élevés d'un potentiel géothermique de haute température attractif pour la production d'électricité, des études complémentaires de surface sont encore nécessaires pour proposer des sites d'implantation de forages d'exploration. Le SRCAE de la Martinique a défini comme orientation prioritaire de préciser les potentiels de développement de la géothermie sur l'île et estime que, dans une perspective de scénario volontariste, 10 à 20 MWe pourraient être mis en exploitation entre 2020 et 2030. Si cette échéance semble maintenant difficile à maintenir, une capacité de production autour de 10 MWe est effectivement envisageable dans la gamme de températures estimées pour les réservoirs géothermiques (180 - 200°C) et avec un débit total de 600 t/h.

Bien que ne possédant pas de volcanisme actif sur l'île, **Mayotte** présente un intérêt majeur pour la géothermie haute température du fait de son volcanisme récent sur Petite Terre et de la présence d'une éruption sous-marine actuelle à l'est de l'île (Fani Maoré). Des travaux récents, depuis le début des années 2000, ont permis d'identifier trois zones restreintes sur l'île de Petite Terre. Comme pour la région de la Soufrière, en Guadeloupe, il est difficile actuellement de se prononcer sur le potentiel géothermique de ces zones tant qu'une campagne de forages d'exploration n'aura pas été réalisée pour quantifier la ressource, notamment la profondeur, la taille et la perméabilité du réservoir géothermique, dont on estime les températures supérieures à 180°C au moins, d'après les études réalisées. Cette étape est maintenant devenue cruciale pour décider s'il est intéressant de poursuivre le développement de la géothermie sur ces zones.

La Réunion, île où se trouve le Piton de la Fournaise, un des volcans les plus actifs au monde, possède, pour sa part, un énorme potentiel de chaleur. Néanmoins, suite à des travaux d'exploration de surface, l'un des forages profonds situé dans l'emprise de ce volcan, le site du Grand Brûlé, s'est révélé être un échec en termes de température et de débit, dans les années 1980. Des travaux de reconnaissance plus récents, notamment en géophysique, avaient ciblé comme zone d'exploration prioritaire le secteur prometteur de Plaine des Sables, pour l'implantation d'un forage d'exploration dans les années 2000. Néanmoins, cette cible étant située à l'intérieur du Parc National, avait fait l'objet d'une enquête publique en 2007, qui avait conduit à l'abandon des forages d'exploration.

Les travaux d'exploration de surface menés dans les années 1980 avaient également permis de choisir un autre site prioritaire pour l'implantation de deux forages (un sondage de gradient et un forage profond) qui ont montré des valeurs anormalement élevées de gradient thermique (jusqu'à 90°C/km).

Ce site était localisé dans le Cirque de Salazie, qui est l'un des trois cirques associés au massif du Piton des Neiges, massif volcanique plus ancien que le Piton de la Fournaise. Malheureusement, si le forage profond (2 100 m) qui a été réalisé sur ce site, a indiqué une valeur de température très intéressante en fond de trou (185°C), sa faible perméabilité n'a pas permis de trouver d'arrivées d'eau chaude et aucun test de production n'a pu être effectué. Ce forage a donc été abandonné et fermé.

Des études d'exploration plus récentes menées à partir de 2001 ont non seulement confirmé le potentiel géothermique du **cirque de Salazie, mais aussi celui de Cilaos**, dans l'emprise du massif du Piton des Neiges. Néanmoins, les températures des réservoirs profonds estimées par géothermométrie chimique à partir des eaux thermales présentes sur ces deux cirques ne montrent pas de valeurs dépassant 150°C. Aucun indice de températures de réservoir supérieures à 200°C n'a pu être obtenu.

D'autres régions comme celles de la plaine des Cafres, de la plaine des Palmistes, d'Etang Salé, de la rivière des Remparts, ou de la rivière Langevin, pourraient être susceptibles d'héberger des systèmes géothermiques de haute température, mais des **travaux d'exploration de surface complémentaires sont nécessaires** avant de définir des sites d'implantation de forages d'exploration.

Là encore, il est difficile de se prononcer sur une estimation de potentiel géothermique de haute température sur l'île de La Réunion. Cependant, par analogie avec la partie est du massif volcanique du Kilauea, dans l'île de Big Island, à Hawaii, 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 80 avec une capacité de production actuelle d'environ 30 MWe**, 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 soit 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. Les **risques volcaniques et sismiques doivent, en revanche, bien être intégrés** en ce qui concerne le développement de la géothermie dans le voisinage de volcans actifs, comme le sont le Piton de La Fournaise, à La Réunion, ou aussi la Montagne Pelée, en Martinique, et la Soufrière, en Guadeloupe.

Dans le domaine de la **basse température** ($T \leq 100^\circ\text{C}$) sur les îles de Guadeloupe, Martinique, Réunion et Mayotte, les projets de géothermie sont destinés à produire du froid ou/et d'autres usages directs de la chaleur (thermalisme, séchage d'aliments, etc.).

Pour la production de froid, très recherchée dans ces îles d'Outre-mer, une étude récente a été menée par le BRGM dans le cadre du programme INTERREG V TEC sur la pertinence technique, économique et environnementale de tels projets aux Antilles. Le système étudié est la combinaison d'une **machine à sorption alimentée par géothermie**, d'un réseau de froid et d'une PAC aérothermique pour couvrir l'appoint de froid. Il ressort que, sans subvention, ce système proposé est plus coûteux qu'une combinaison d'une PAC aérothermique et de chaudières au fioul pour l'eau chaude sanitaire (ECS). Cependant, le système diminue significativement le contenu carbone de l'énergie fournie. Une subvention versée de l'ordre de 70 € par tonne de CO₂ équivalent évitée permettrait d'effacer le surcoût de ce système. La proximité du puits géothermique, des besoins de climatisation élevés (2 MW) et l'utilisation de l'eau encore chaude en sortie de la machine à sorption (pour la production d'ECS par exemple) sont, par ailleurs, des facteurs clés pour la pertinence économique du système proposé.

Enfin, la machine à sorption peut fonctionner avec le fluide géothermal de température plus faible, à seulement 70°C, mais produit alors très peu de froid. Des ressources géothermiques plus chaudes (100°C, voire 110°C) augmentent considérablement la viabilité technique et économique du système proposé et devraient donc être recherchées.

Bien qu'à un stade théorique, ce type de production peut s'avérer être pertinent sur une zone comme celle de la **plaine du Lamentin, en Martinique**, où de l'eau chaude à plus de 90°C a pu être prélevée et analysée dans des forages, dont la profondeur variait de 400 à 1 000 m, et qui présente un fort intérêt économique du fait de sa proximité avec la demande (zone d'activités du Lamentin). Néanmoins, des tests de production n'ayant jamais été réalisés sur ces forages, les débits en eau et les propriétés hydrauliques du réservoir ne sont pas connus. Il n'est donc pas encore possible d'estimer un potentiel précis. Des études complémentaires sont nécessaires et devraient compléter celles déjà réalisées antérieurement. Une autre zone d'intérêt en Martinique pourrait être celle des Pitons du Carbet, avec les sources Didier et Absalon.

Bien évidemment, toutes les zones qui hébergent des systèmes géothermiques de basse température sur les quatre îles mentionnées peuvent être concernées, ce qui semble être une excellente contribution complémentaire à la production d'électricité et aux besoins divers en énergie de ces îles.

Concernant le développement de la géothermie **très basse température sur PAC**, le contexte des îles d'Outre-mer aux Antilles et à Mayotte est malheureusement plutôt défavorable en raison des températures élevées de leurs climats et de leurs aquifères superficiels, qui n'impliquent pas d'écart de température suffisant pour fonctionner en chauffage (peu de besoin) comme en rafraîchissement. La dernière étude menée par le BRGM dans le programme de recherche INTERREG V TEC, en 2023, confirme que, d'un point de vue thermodynamique comme économique, il n'y a guère d'intérêt à mobiliser cette ressource souterraine dans ces îles et que, par conséquent, l'usage de PAC géothermique y est peu pertinent. En revanche, le développement de cette **technologie de climatisation pourrait être intéressant** dans certaines zones de La Réunion, comme le Territoire de la Côte Ouest (TCO), dans la mesure où les aquifères superficiels peuvent être relativement frais. A ce titre, le BRGM et Efficacity mènent actuellement une étude sur cette zone pour le compte de TCO, dont le rapport devrait être disponible à la mi-2024.

Enfin, sur **l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon**, pour lequel aucune étude d'exploration géothermique n'a été réalisée jusqu'à maintenant, il s'agit principalement de reverdir son réseau de chaleur à Saint Pierre et de développer le chauffage à Miquelon en examinant la possibilité de développer de la géothermie de basse température pour produire de la chaleur.

Quand on examine le bilan du mix énergétique actuel de toutes les ZNI de l'étude par rapport aux EnR, il apparaît que la contribution de la géothermie de haute température, de surcroît une énergie locale de base et décarbonée, est plus que souhaitable à l'avenir, si on veut atteindre l'autonomie énergétique sur ces territoires. Ce serait vraiment dommageable de se priver de **l'énorme potentiel de chaleur offert par des îles volcaniques** comme le sont la Guadeloupe, la Martinique, La Réunion et Mayotte, même s'il n'est pas toujours facile de maîtriser le risque géologique et de trouver la perméabilité suffisante pour disposer d'une ressource géothermique exploitable pour produire de l'électricité. Le développement de technologies innovantes prometteuses (boucles fermées) pourrait permettre de résoudre plusieurs de ces difficultés. Il faut également ne pas négliger les risques volcaniques et sismiques inhérents à ces contextes géodynamiques actifs, de même que les risques environnementaux dans ces milieux naturels fragiles.

5.2. LE DEVELOPPEMENT DE LA GEOTHERMIE A ACCELERER

Afin d’accélérer le développement de la géothermie dans les ZNI, il est recommandé, en priorité, de procéder à des **simplifications administratives des montages de projets et de mieux couvrir le risque financier de ne pas trouver de ressources exploitables** (risque géologique par analogie au fonds de garantie existant en métropole). Les particularités liées à la prise en compte de l’aléa volcanique ou bien à la complexité de l’instruction de certaines zones de recherche en mer peuvent expliquer des délais d’instruction des dossiers de demande de PER, qui mériteraient d’être réduits. Ces actions sont nécessaires afin d’encourager les industriels du secteur qui s’intéressent au développement de ce type d’énergie dans ces îles et dont le faible nombre par le passé commence à augmenter.

Il nous semble également primordial que des forages profonds soient réalisés, très rapidement, afin de compléter la caractérisation du potentiel géothermique dans les zones déjà sélectionnées sur les quatre îles, qui vont de pair avec une levée des incertitudes concernant les gisements, et qui permettront ainsi de réduire le risque industriel. Depuis les années 1970-1980, moins d’une vingtaine de forages profonds (exploration/exploitation confondus) ont été réalisés sur ces territoires (9 en Guadeloupe, 4 en Martinique, 2 à La Réunion, aucun à Mayotte). Ceci est clairement insuffisant au regard de la plupart des autres champs géothermiques dans le monde, et encore plus insuffisant, par rapport au domaine des hydrocarbures (plus de 12 000 forages profonds pétroliers et gaziers en France métropolitaine, dont plus de 3 500 dans le Bassin de Paris). Il est grand temps de rattraper ce retard si l’on veut mieux connaître le sous-sol et avoir une meilleure évaluation des ressources géothermiques sur ces territoires pour optimiser le développement de la géothermie.

Il est manifeste que **la mise en place d’un fonds de garantie ou d’une aide financière** pour des projets de production d’électricité en contexte volcanique constitue un atout indispensable au développement de ce type d’énergie, et notamment pour la réalisation de forages profonds dont le risque d’échec et le coût sont importants en début de projet. Ainsi, en France métropolitaine, cela a permis le développement de l’exploitation du Dogger du Bassin de Paris pour la production de chaleur et contribue à la poursuite de ce développement. Il en est de même pour l’exploration de réservoirs dans d’autres bassins moins bien connus, comme le Bassin d’Aquitaine.

Le potentiel géothermique est défini par le produit de la température du réservoir et de son débit d’exploitation. Or, si la température est généralement facile à estimer et bien présente dans les îles volcaniques, l’estimation du débit est beaucoup plus difficile à prédire, et par là même, la puissance exploitable. Certains projets, comme à La Réunion, ont d’ailleurs été abandonnés dans les années 80 pour le manque de productivité des forages. Depuis les années 2000 et même plus récemment, **se développent de nouvelles technologies d’exploitation** qui permettent soit d’améliorer la productivité (techniques EGS, multi-drains, multi-stage fracturing) ou carrément de s’affranchir de la présence d’un fluide (deep closed-loop, single well). Ces technologies sont dues, en grande partie, à des avancées significatives dans les techniques de forages dont commence à bénéficier la géothermie et vont, en tout état de cause, se développer dans les prochaines années.

Contrairement à des territoires plus étendus et moins urbanisés, les exigences environnementales de protection des milieux naturels, les contraintes foncières ou l’activité touristique qui constitue souvent le moteur économique, posent nettement plus de problèmes pour tout développement énergétique sur ces îles de superficie limitée et où l’espace est fragile.

Néanmoins, il semble évident que tous les projets de géothermie doivent répondre aux contraintes sociétales et environnementales, et prendre en compte la maîtrise des risques naturels et industriels, pour qu’ils fassent l’objet **d’une appropriation par les populations locales** et renforcent l’image et la symbolique de « terre préservée » de ces territoires, qui devient ainsi un atout pour le tourisme, comme c’est le cas au Costa Rica. Ceci est l’une des principales clés de leur réussite.

Les questions liées à l’intégration environnementale des projets de géothermie doivent être prises en compte très en amont, au risque de voir les projets rejetés par les populations locales (comme ce fut le cas, par exemple, pour la plaine des Sables, à la Réunion). Par ailleurs, comme nous l’avons déjà mentionné en début de rapport, la géothermie compte de nombreux atouts et apporte de nombreux avantages par rapport à d’autres alternatives, notamment celles des hydrocarbures (la géothermie est une énergie décarbonée) mais également l’éolien et le solaire (la géothermie est une énergie de base non intermittente).

Enfin, la **mise en place du Centre d’Excellence Caribéen de la Géothermie (CECG)**, en Guadeloupe, soutenu par les pouvoirs publics, qui va bientôt voir le jour, devrait permettre de fédérer tous les acteurs de la géothermie dans les îles, améliorer sa visibilité, accélérer son développement et promouvoir tous ses nombreux avantages sur les territoires ultramarins. Ses atouts et multi-usages font d’elle une des EnR les plus adaptées à ces territoires et les plus pertinentes à développer dans leur mix énergétique où elle y a toute sa place pour contribuer à atteindre l’objectif fixé d’autonomie énergétique dans les années 2030.

6. Références bibliographiques

- ADEME, 2015. Efficacité énergétique et production d'électricité géothermique dans l'arc des Petites Antilles. *Géothermie Caraïbes II*, 48 p.
- ADEME, 2020. Vers l'autonomie énergétique des ZNI. Synthèse et analyse comparative globale, 72 p.
- ADEME, 2018. Vers l'autonomie énergétique en ZNI, en Guadeloupe. Synthèse, 30 p.
- ADEME, 2018. Vers l'autonomie énergétique en ZNI, en Martinique. Synthèse, 35 p.
- AFFPG, 2021. La géothermie en France : étude de filière 2021. 5^{ème} édition, septembre 2021, 50 p.
- Allard P., Aiuppa A., Beauducel F., Calabrese S., Di Napoli R., Crispi O., Gaudin D., Parello F., 2014. Steam and gas emission rate from La Soufriere volcano, Guadeloupe (Lesser Antilles): Implications for the magmatic supply during degassing unrest. *Chem. Geol.*, 384, 76-93, <http://dx.doi.org/10.1016/j.chemgeo.2014.06.019>.
- Baltassat J.M., Mieke J.M., Debeglia N., Dupont F., Martelet G., 2003. Réévaluation du potentiel géothermique dans les régions de Morne Rouge - Montagne Pelée et du Diamant (Martinique) : étude géophysique. *Rapport final BRGM/RP-52548-FR*, 60 p.
- Barat A., 1984. Étude du rôle des eaux souterraines dans le mécanisme des éruptions phréatiques. Application à la Montagne Pelée de Martinique et à la Soufrière de Guadeloupe. *Thèse de 3^e cycle, Université Bordeaux III*, 232 p.
- Baubron J.-C., Sabroux J.-C., 1984. Analyses des gaz dans les sols sur les zones de Bouillante et de Moscou (Guadeloupe). *Rapport BRGM 84 SGN 400 GTH*, 94 p.
- Bénard B., 2020. Caractérisation du système hydrothermal du Piton des Neiges par des méthodes géochimiques et isotopiques. *Thèse Université de La Réunion*, 196 p.
- Bénard B., Famin V., Agrinier P., Aunay B., Lebeau G., Sanjuan B., Vimeux F., Bardoux G., Dezayes Ch., 2020. Origin and fate of hydrothermal fluids at Piton des Neiges volcano (Réunion Island): A geochemical and isotopic (O, H, C, Sr, Li, Cl) study of thermal springs. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 392, <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2019.106682>.
- Bénard B., Famin V., Sanjuan B., Vimeux F., Aunay B., Agrinier P., Lebeau G., 2023. An integrated geochemical spatial and temporal survey of thermal springs to characterize the geothermal resource of a volcano (Piton des Neiges, Réunion Island). *Applied Geochemistry*, 154, 17 p., <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2023.105689>.
- Bernard M.-L., Molinié J., Petit R.-H., Beauducel F., Hammouya G., Marion G., 2006. Remote and in situ plume measurements of acid gas release from La Soufrière volcano, Guadeloupe. *J. Volcan. & Geotherm. Res.*, 150, 395-409.
- Bigot S., Hammouya G., 1987. Surveillance hydrogéochimique de la Soufrière de Guadeloupe, 1979-1985 : diminution d'activité ou confinement ? *C.R. Acad. Sc. Paris*, t. 304, Série II, n°13, 757-760.

- Billard G., 1974. Carte géologique de la Réunion (en 4 feuilles). *Cartes et Notice BRGM*.
- Bouchot V., Sanjuan B., Traineau H., Guillou-Frottier L., Thinon I., Baltassat J.-M., Fabriol H., Bourgeois B., Lasne E., 2010. Assessment of the Bouillante geothermal field (Guadeloupe, French West Indies): Toward a conceptual model of the high temperature geothermal system. *In Proceedings of World Geothermal Congress 2010 (WGC2010), Bali, Indonesia, 25-29 April 2010*, 7 p.
- Boudon G., Villemant B., Le Friant A., Paterne M., Cortijo E., 2013. Role of large flank-collapse events on magma evolution of volcanoes. Insights from the Lesser Antilles Arc, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 263, 224-237. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2013.03.009>.
- Bourdon E., Bès de Berc S., Traineau H., Sanjuan B., Chauvet M., Hervé J.Y., Miehe J-M, Bezelgues-Courtade S., 2008. Inventaire des ressources géothermiques potentielles de la Guadeloupe. *Rapport BRGM/RP-56631-FR*, 145 p.
- Bretaudeau F., 2023. Exploration géothermique profonde multi-échelle en milieu volcanique insulaire par couplage de méthodes géophysiques terrestre et marine actives et passives : MT, CSEM, AEM, ERT, interférométrie sismique. *Rapport final BRGM/RP-72952-FR*, 40 p.
- BRGM, ADEME, 2008. La géothermie. Quelles technologies pour quels usages ? *Editions du BRGM*, 64 p.
- Brombach T., Marini L. and Hunziker J.C., 2000. Geochemistry of the thermal springs and fumaroles of Basse-Terre Island, Guadeloupe, Lesser Antilles. *Bull. Volcanol.*, 61, 477-490.
- Calcagno P., Bouchot V., Thinon I., Bourguin B., 2011. A new 3D fault model of the Bouillante geothermal province combining on-shore and off-shore structural knowledge (French West Indies). *Tectonophysics*, 526-529, 185-195.
- Chaput M., Famin V., Michon L., 2014. Deformation of basaltic shield volcanoes under cointrusive stress permutations. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 119, 2013JB010623. <https://doi.org/10.1002/2013JB010623>
- Chaput M., Famin V., Michon L., 2017. Sheet intrusions and deformation of Piton des Neiges, and their implication for the volcano-tectonics of La Réunion. *Tectonophysics*, 717, 531-546. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2017.08.039>
- Chevallier L., Vatin-Perignon N., 1982. Volcano-structural evolution of Piton des Neiges, Reunion Island, Indian Ocean. *Bull. Volcanol.*, 45, 285-298. <https://doi.org/10.1007/BF02597253>.
- Chovelon P., 1984. Contexte géothermique des prospectus du Lamentin et du Morne Rouge (Martinique). *Rapport BRGM 84-SGN-003 GTH*.
- Cox M.E., Launay J., Paris J.-P., 1982. Geochemistry of low temperature geothermal systems in New Caledonia. *Proceedings Pacific Geothermal Conference, 1982, University of Auckland, New Zealand, Part 2*, 453-459.

- Dalmaïs E., Ravier G., Maurer V., Fries D., Genter A., Pandélis B., 2022. Environmental and socio-economic impact of deep geothermal energy, an Upper Rhine Graben perspective. *IntechOpen, Chapter Geothermal Energy, Impacts and improvements*, 26 p.
- Darnet M., Bouchot V., Legendre Y., Jacob V., Vedrine S., Sbai A., Calcagno Ph., 2021. Etude d'implantation des forages d'exploration géothermique sur la zone de Petite Anse, aux Anses d'Arlet (Martinique). *Rapport final BRGM/RP-70387-FR*, 85 p.
- Demange J., Chovelon P., Puvilland P., 1989. Geothermal model of the Salazie Cirque (Reunion Island): Volcanic and structural implications. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 36, 153-176. [https://doi.org/10.1016/0377-0273\(89\)90011-5](https://doi.org/10.1016/0377-0273(89)90011-5).
- Dezayes C., Baltassat J.-M., Famin V., Gentier S., Bes de Berc S., Thirard G., 2015. Identification des secteurs d'intérêt potentiel pour le développement de la géothermie sur l'île de La Réunion, hors cœur du Parc National. *Rapport final. BRGM/RP-64738-FR*, 126 p.
- Dezayes C., Famin V., Baltassat J.-M., Tourlière B., Bénard B., 2022. Potential areas of interest for the development of geothermal energy on in Reunion Island based on GIS analysis. *J. Volc. Geoth. Res.*, 421, 107450. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2021.107450>.
- EURAFREP, 1969. Sondages destinés à des mesures de gradients de température. Plaine du Lamentin (Martinique).
- EURAFREP, 1970. Rapport de fin de sondage du puits LA-101, permis Martinique n°4.
- Fabriol R., Ouzounian G., 1985. Prospection géothermique des zones de Bouillante et de la Soufrière (Guadeloupe), Modèle hydrogéochimique. *Rapport BRGM 85 SGN 433 GTH*, 29 p.
- Famin V., Michon L., Bourhane A., 2020. The Comoros archipelago: a right-lateral transform boundary between the Somalia and Lwandle plates. *Tectonophysics*, 789. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2020.228539>.
- Feuillet N., Manighetti I., Tapponnier P., 2001. Extension active perpendiculaire à la subduction dans l'arc des Petites Antilles (Guadeloupe, Antilles françaises). *C. R. Acad. Sciences de la Terre et des planètes*, 333, 583-590.
- Folio J.-L., 2001. Distribution de la perméabilité dans le massif du Piton de la Fournaise : Apport à la connaissance du fonctionnement hydrogéologique d'un volcan bouclier. *PhD Thesis University of La Réunion*.
- Gadalia A., 1984. Exploration géologique des zones de Baillif, Vieux-Habitants et Moscou (Guadeloupe). *Rapport BRGM 84-SGN-146-GTH*, 31 p.
- Gadalia A., 1985a. Distribution du mercure et de l'arsenic dans les prospectifs de Bouillante et de Moscou (Guadeloupe). *Rapport BRGM 85-SGN-378-GTH*, 28 p.
- Gadalia A., 1985b. Cadre structural de l'activité hydrothermale des zones d'exploration de Bouillante et de Moscou (Guadeloupe). *Rapport BRGM 85-SGN-080-GTH*, 46 p.

- Gadalia A., GsALTER N. and Westercamp D., 1988. La chaîne volcanique de Bouillante, Basse Terre de Guadeloupe (Petites Antilles) : Identité pétrographique, volcanologique et géodynamique. *C.R. Acad. Sc. Paris, Earth and Planetary Sciences, Géologie de la France*, 2-3, 101-130.
- Gadalia A., Nehlig P., TegyeY M., Guillou-Frottier L., Thiéblemont D. (2007) - Reconnaissance géothermique de l'île de Tahiti - Première phase. *Rapport final BRGM/RC-55598-FR*, 40 p., 6 annexes en volume séparé.
- Gadalia A., Baltassat J.-M., Bouchot V., Caritg S., Coppo N., Gal F., Girard J.-F., Gutierrez A., Jacob Th., Martelet G., Rad S., Taïlame A.-L., Traineau H., Vittecoq B., Wawrzyniak P., Zammit C., 2014. Compléments d'exploration géothermique en Martinique : conclusions et recommandations pour les zones de la Montagne Pelée, des Anses d'Arlet, des Pitons du Carbet et du Lamentin. *Rapport final BRGM RP-63019-FR*, 227 p.
- Gadalia A., Bouchot V., Calcagno Ph., Caritg S., Courrioux G., Darnet M., Jacob T., Labeau Y., Taïlamé A.-L., Terrier M., Thinon I., Vittecoq B., 2017. Consolidation de l'exploration géothermale au Lamentin (Martinique). *Rapport final BRGM/RP-67185-FR*, 196 p. + 11 annexes.
- Gailler L.-S., Lénat J.-F., 2012. Internal architecture of La Réunion (Indian Ocean) inferred from geophysical data. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 221-222, 83-98. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2012.01.015>.
- Gehring M., Loksha V., 2012. Geothermal handbook: planning and financing power generation (Report). *ESMAP*.
- Genter A., Roig J.Y., 2003. Réévaluation du potentiel géothermique dans les régions de Morne Rouge - Montagne Pelée et du Diamant (Martinique) : étude géologique. *Rapport final BRGM/RP-52546-FR*, 50 p.
- Gérard A., Lesquer A., Lachaud J.-C., Louis P., Mennechet C., 1980. Etude gravimétrique de la moitié sud-est de l'île de la Réunion. *C. R. Acad. Sc. Paris*, 290, 139-142.
- Gérard A., Westercamp D., Bouysse P., Dubreuil G., Varet J., 1981. Etude géophysique préliminaire à une évaluation du potentiel géothermique des Antilles françaises (Martinique, Guadeloupe). *Editions du BRGM*, 27, 1-40.
- Germa A., 2008. Evolution volcano-tectonique de l'île de la Martinique (arc insulaire des Petites Antilles) : nouvelles contraintes géochronologiques et géomorphologiques. *Thèse Université Paris 11, France*.
- Germa A., Quidelleur X., Labanieh S., Chauvel C., et Lahitte P., 2011. The volcanic evolution of Martinique Island: Insights from K-Ar dating into the Lesser Antilles arc migration since the Oligocene. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, vol. 208, n° 3-4, 122-135
- Jean-Baptiste P., Allard P., Fourré E., Parello F., Aiuppa A., 2014. Helium isotope systematics of volcanic gases and thermal waters of Guadeloupe Island, Lesser Antilles. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 283, 66-72.

- Huttrer G.W., 2020. Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report. *In Proceedings World Geothermal Congress 2020 Reykjavik, Iceland, April 26-May 2, 2020*, 17 p.
- lundt F., 1984. Réévaluation géochimique du potentiel géothermique de l'île de la Martinique. *Rapport BRGM n° 84-SGN-292 GTH*, 21 p.
- Join J.-L., Folio J.-L., Bourhane A., Comte J.-C., 2016. Groundwater Resources on Active Basaltic Volcanoes: Conceptual Models from La Réunion Island and Grande Comore. *Act. Volcanoes World 61-70*. https://doi.org/10.1007/978-3-642-31395-0_5.
- Join J.-L., Folio J.-L., Robineau B., 2005. Aquifers and groundwater within active shield volcanoes; evolution of conceptual models in the Piton de la Fournaise Volcano. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 147, 187-201, <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2005.03.013>
- Joseph E.P., 2008. Geothermal energy potential in the Caribbean region. *Report for Seismic Research Unit, UWI, Trinidad*, 31 p.
- Joseph E.P., Fournier N., Lindsay J.M., Fischer T., 2011. Gas and water geochemistry of geothermal systems in Dominica, Lesser Antilles island arc. *J. Volcanol. and Geotherm. Res.*, 206 (1-2), 1-14.
- Joseph E.P., Frey H.M., Manon M.R., Onyeali M.-M. C., DeFranco K., Metzger T., Aragosa C., 2019. Update on the fluid geochemistry monitoring time series for geothermal systems in Dominica, Lesser Antilles island arc: 2009 - 2017. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 376, 86-103.
- Komorowski J.-Ch., Boudon G., Semet M.P., Beauducel F., Anténor-Habazac C., Bazin S., Hammouya G., 2005. Guadeloupe. *In: J.M. Lindsay, R.E.A. Robertson, J.B. Sheperd & S. Ali (Eds), Volcanic Atlas of the Lesser Antilles, Seismic Research Unit, The University of the West Indies, Trinidad and Tobago, WI*, 65-102.
- Labeau, 2018. Couplage de la modélisation géologique 3D et de la modélisation hydrothermique. Apport à la compréhension du système géothermique du Lamentin (Martinique). *Thèse de Doctorat, Université des Antilles*, 270 p.
- Lachassagne P., Maréchal J.-C., Sanjuan B., 2009. Hydrogeological model of a high-energy geothermal field (Bouillante area, Guadeloupe, French West Indies). *Hydrogeology Journal*, 17, 1589-1606.
- Le Friant A., Boudon G., Deplus C., Villemant B., 2003. Large-scale flank collapse events during the activity of Montagne Pelée, Martinique, Lesser Antilles. *J. Geophys. Res.*, 108(B1), 2055, [doi:10.1029/2001JB001624](https://doi.org/10.1029/2001JB001624).
- Le Friant A., Lebas E., Clément V., Boudon G., Deplus C., de Voogd B., Bachèlery P., 2011. A new model for the evolution of La Réunion volcanic complex from complete marine geophysical surveys. *Geophys. Res. Lett.*, 38, n/a-n/a. <https://doi.org/10.1029/2011GL047489>.
- Lebas E., Le Friant A., Deplus C., de Voogd B., 2018. Understanding the Evolution of an Oceanic Intraplate Volcano From Seismic Reflection Data: A New Model for La Réunion, Indian Ocean. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 123, 1035-1059. <https://doi.org/10.1002/2017JB014959>.

- Lénat J.-F., Bachèlery P., Merle O., 2012. Anatomy of Piton de la Fournaise volcano (La Réunion, Indian Ocean). *Bull. Volcanol.*, 74, 1945-1961. <https://doi.org/10.1007/S00445-012-0640-Y>.
- Lénat J.-F., Gibert-Malengreau B., Galdéano A., 2001. A new model for the evolution of the volcanic island of Réunion (Indian Ocean). *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 106, 8645-8663. <https://doi.org/10.1029/2000JB900448>
- Lopoukhine M., Mouret C., 1977. Etude géothermique des sources de la Martinique. *Rapport BRGM n° 77 ANT 36*, 32 p.
- Malengreau B., Lénat J.-F., Froger J.-L., 1999. Structure of Reunion Island (Indian Ocean) inferred from the interpretation of gravity anomalies. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 88, 131-146.
- Maragna Ch., 2023. Analyse technico-économique de la production de froid par machine à sorption géothermique en contexte tropical insulaire. *Rapport final BRGM/RP-72824-FR*, 44 p.
- Marty B., Meynier V., Nicolini E., Greisshaber E., 1993. Geochemistry of gas emanations : a case study of the Réunion Hot Spot, Indian Ocean. *Appl. Geochemistry*, 8, 141-152. [https://doi.org/10.1016/0883-2927\(93\)90030-K](https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90030-K).
- Merle O., Mairine P., Michon L., Bachèlery P., Smietana M., 2010. Calderas, landslides and paleo-canyons on Piton de la Fournaise Volcano (La Reunion Island, Indian Ocean). *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 189, 131-142. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2009.11.001>.
- Michon L., Saint-Ange F., Bachèlery P., Villeneuve N., Staudacher T., 2007. Role of the structural inheritance of the oceanic lithosphere in the magmato-tectonic evolution of Piton de la Fournaise Volcano (La Reunion Island). *J. Geophys. Res.*, 112, @B04205. <https://doi.org/10.1029/2006JB004598>.
- Millot R., Scaillet B. and Sanjuan B., 2010. Lithium isotopes in island arc geothermal systems: Guadeloupe, Martinique (French West Indies) and experimental approach. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 74, 1852-1871.
- Moune S., Moretti R., Burtin A., Jessop D.E., Tristan D., Robert V., Bonifacie M., Tamburello G., Komorowski J.-Ch., Allard P., Buschetti M., 2022. Gas Monitoring of Volcanic-Hydrothermal Plumes in a Tropical Environment: The Case of La Soufrière de Guadeloupe Unrest Volcano (Lesser Antilles). *Frontiers in Earth Sciences, Section Volcanology*, 21 p. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.795760>.
- Nativel P., 1978. Volcans de la Réunion : pétrologie, facies zéolite (Piton des Neiges), sublimés (Piton de la Fournaise). *Thèse Univ. d'Orsay*.
- Nehlig P., Lacquement F., Bernard J., Audru J.C., Caroff M., Deparis J., Jaouen T., Pelleter A.-A., Perrin J., Prognon C., Vittecoq B., 2013. Notice de la carte géologique de Mayotte à 1/30000. *Rapport BRGM RP-61803-FR*, 135 p.
- OREC Guadeloupe, 2021. Bilan de l'énergie 2020, 47 p.
- OREC Guadeloupe, 2022. Chiffres clés de l'énergie 2021, 8 p.

- OTTEE, 2020. Bilan énergétique Martinique 2017-2018, chiffres détaillés, 72 p.
- Pajot G., Debeglia N., Miehé J.-M., 2007. Estimation du potentiel géothermique de Mayotte : Phase 2 - Etape 1. Investigations géophysiques par gravimétrie, magnétisme et panneau de résistivité électrique. *Rapport BRGM/RP-56027-FR*, 60 p.
- Paquez C., 2021. Structure interne d'un volcan basaltique (Le Piton des Neiges, Ile de La Réunion), pour l'évaluation de son potentiel géothermique. *Thèse Université de La Réunion*.
- Puvilland P., 1986. Evaluation des ressources géothermiques de l'île de la Guadeloupe. *Rapport BRGM 86 CFG 015*.
- Puvilland P., Dore P., 1985. Reconnaissance géothermique par prospection électrique (dipôle-dipôle et sondage électrique) sur le site de Moscou (Guadeloupe). *Rapport BRGM 85 SGN 073 GTH*, 20 p.
- Rad S., Allègre C.-J., Louvat P., 2007. Hidden erosion on volcanic islands. *Earth and Planetary Science Letters*, 262, 109-124.
- Rançon J.P., 1985. Hydrothermal history of Piton des Neiges volcano (Reunion Island, Indian Ocean). *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 26, 297-315. [https://doi.org/10.1016/0377-0273\(85\)90061-7](https://doi.org/10.1016/0377-0273(85)90061-7).
- Rançon J.-Ph., Lerebour P., Augé Th., 1989. The Grand Brule exploration drilling: New data on the deep framework of the Piton de la Fournaise volcano. Part 1: Lithostratigraphic units and volcanostructural implications. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 36, 113-127. [https://doi.org/10.1016/0377-0273\(89\)90008-5](https://doi.org/10.1016/0377-0273(89)90008-5).
- Rocher Ph., Demange J., Fabriol H., Puvilland P., Rançon J.-Ph., 1987. Résultats de l'exploration géothermique haute énergie du cirque de Salazie (île de La Réunion, océan Indien). Aspects géologiques, géochimiques et géophysiques. *Bull. Soc. géol. Fr.*, 8, t. III, 1075-1080. <https://doi.org/10.2113/gssgfbull.III.6.1075>.
- Rousset D., Lesquer A., Bonneville A., Lénat J.F., 1989. Complete gravity study of Piton de la Fournaise volcano, Reunion Island. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 36, 37-52. [https://doi.org/10.1016/0377-0273\(89\)90004-8](https://doi.org/10.1016/0377-0273(89)90004-8).
- Ruzié L., Moreira M., Crispi O., 2012. Noble gas isotopes in hydrothermal volcanic fluids of La Soufrière volcano, Guadeloupe, Lesser Antilles arc. *Chem. Geol.*, 304-305, 158-165.
- Ruzié L., Aubaud C., Moreira M., Agrinier P., Dessert C., Gréau C., Crispi O., 2013. Carbon and helium isotopes in thermal springs of La Soufrière volcano (Guadeloupe, Lesser Antilles): Implications for volcanological monitoring. *Chem. Geol.*, 359, 70-80.
- Salvany T., Lahitte P., Nativel P., Gillot P.Y., 2012. Geomorphic evolution of the Piton des Neiges volcano (Réunion Island, Indian Ocean): Competition between volcanic construction and erosion since 1.4 Ma. *Geomorphology*, 136, 132-147. <https://doi.org/10.1016/J.GEOMORPH.2011.06.009>
- Samper A., Quidelleur X., Lahitte P., Mollex D., 2007. Timing of effusive volcanism and collapse events within an oceanic island arc: Basse-Terre, Guadeloupe archipelago (Lesser Antilles). *Earth Planet. Sci. Lett.*, 258, 175-191.

- Sanjuan B., 2001. Champ géothermique de Bouillante (Guadeloupe) : synthèse des travaux réalisés en géochimie avant 1999. *Rapport BRGM/RC-51672-FR*, 46 p.
- Sanjuan B., Brach M., 1997. Etude hydrogéochimique du champ géothermique de Bouillante (Guadeloupe). *Rapport final BRGM R39880*, 84 p.
- Sanjuan B., Traineau H., Rançon J.-Ph., Rocher Ph., Demange J., 2000. Le potentiel géothermique de l'île de La Réunion : bilan des connaissances et perspectives. *Rapport BRGM RP-50388-FR, 2000 SGR/REU 31*, 90 p.
- Sanjuan B., Genter A., Brach M., Lebon D., 2001. Compléments d'étude géothermique dans l'île de La Réunion (géologie, Géochimie). *Rapport final BRGM/RP-51189-FR, 196 p, 8 ann.*
- Sanjuan B., Genter A., Correia H., Girard J.-P., Roig J.-Y., Brach M., 2002. Travaux scientifiques associés à la réalisation des trois puits d'exploration géothermique dans la plaine du Lamentin (Martinique). *Rapport BRGM/RP-51671-FR*, 253 p.
- Sanjuan B., Genter A., Baltassat J.M., Serra H., Roig J.Y., Brach M., 2003a. Synthèse des connaissances concernant le potentiel géothermique des régions de Morne Rouge - Montagne Pelée et du Diamant (Martinique). Premiers travaux du BRGM en 2001-2003. *Rapport d'avancement des travaux BRGM/RP-52283-FR*, 140 p.
- Sanjuan B., Brach M., Foucher J.C., 2003b. Réévaluation du potentiel géothermique dans les régions de Morne Rouge - Montagne Pelée et du Diamant (Martinique) : étude géochimique. *Rapport final BRGM/RP-52547-FR*, 80 p.
- Sanjuan B., Genter A., Baltassat J.-M., Roig J.-Y., 2003c. Réévaluation du potentiel géothermique dans les régions de Morne Rouge - Montagne Pelée et du Diamant (Martinique) : principales conclusions et recommandations. *Rapport BRGM/RP-52549-FR*, 38 p.
- Sanjuan B., Le Nindre Y.M., Menjot A., Sbai A., Brach M., Lasne E., 2004. Travaux de recherche liés au développement du champ géothermique de Bouillante (Guadeloupe). *Rapport BRGM/RP-53136-FR*, 166 p.
- Sanjuan B., Millot R., Brach M., Foucher J.-C., Roig J.-Y., Baltassat J.-M., 2005. Geothermal exploration in the Mount Pelée volcano-Morne Rouge and Diamant areas (Martinique, West French Indies): Geochemical data. *In World Geothermal Congress 2005 (WGC 2005), Antalya, Turquie, 24-29/04/2005*, 12 p.
- Sanjuan B., Lopez S., Guillou-Frottier L., Le Nindre Y.-M., Menjot A., 2008a. Travaux de recherche liés au projet GHEDOM-ADEME (2006-2008). *Rapport final BRGM/RP-56432-FR*, 214 p.
- Sanjuan B., Baltassat J.-M., Bezelgues S., Brach M., Girard J.-F., Mathieu F., 2008b. Estimation du potentiel géothermique de Mayotte : Phase 2 - Etape 2. *Rapport BRGM/RP-56802-FR*, 82 p.
- Sanjuan B., Jeanpert J., Lesimple S., Darnet M., Jacob Th., 2020. Evaluation du potentiel géothermique de la Grande Terre (Nouvelle-Calédonie). Phase 2 : interprétation des résultats et recommandations. *Rapport final BRGM/RP-69704-FR*, 56 p., 1 ann.

- Sanjuan B., Peter-Borie M., Stephan-Perrey J., Quentin A., Loiselet Ch., 2021. Projet BD GTH DOM : Vers une plateforme d'information sur l'exploration géothermique de haute température en contexte volcanique dans les îles d'Outre-mer. *Rapport final BRGM/RP-70567-FR*, 178 p.
- Sanjuan B., Millot R., Bernard M.-L., Dixit Ch., 2023. Geochemical characteristics of the main high-temperature geothermal deep fluids presently highlighted in Caribbean Islands. *Proceedings World Geothermal Congress 2023 (WGC2023), Beijing, China, September 4-6, 2023*, 29 p.
- SNRE, 2021. Les géothermies de surface et profonde, 53 p.
- Surcin J., 1969. Sondages destinés à des mesures de gradients de températures. Plaine du Lamentin (Martinique). *Rapport de fin de campagne, EURAFREP, juin 1969*.
- Surcin J. *et al.*, 1970. Lamentin 101 (LA-101) Martinique. *Rapport de fin de sondage, EURAFREP, mai 1970*.
- Thinon I., Lemoine A., Leroy S., Paquet F., Berthod C., Zaragosi S., *et al.*, 2022. Volcanism and tectonics unveiled in the Comoros Archipelago between Africa and Madagascar. *Comptes Rendus - Geoscience*, 1. <https://doi.org/10.5802/crgeos.159>.
- Traineau H., Westercamp D., Benderitter Y., 1989. Case study of a volcanic geothermal system, Mount Pelée, Martinique. *J. of Volcan. and Geoth. Res.*, 38, 49-66.
- Traineau H., Sanjuan B., Beaufort D., Brach M., Castaing C., Correia H., Genter A., Herbrich B., 1997. The Bouillante geothermal field (F.W.I.) revisited: new data on the fractured geothermal reservoir in light of a future stimulation experiment in a low productive well. *In: Proceedings, Twenty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 27-29, 1997, SGP-TR-155*, 97-104.
- Traineau H., Sanjuan B., Brach M., Audru J.-C., 2006. Etat des connaissances du potentiel géothermique de Mayotte. *Rapport BRGM/RP-54700-FR*, 81 p.
- Traineau H., Lasne E., Coppo N., Baltassat J.-M., 2015. Recent Geological, Geochemical and Geophysical Surveys of the Roseau Valley, High-Temperature Geothermal Field in Dominica, West Indies. *Proceedings, World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015*, 11 p.
- Villemant B., Hammouya G., Michel A., Semet M.P., Komorowski J.-Ch., Boudon G., Cheminée J.-L., 2005. The memory of volcanic waters: Shallow magma degassing revealed by halogen monitoring in thermal springs of La Soufrière volcano (Guadeloupe, Lesser Antilles). *Earth and Planetary Science Letters*, 237, Issues 3-4, 710-728.
- Villemant B., Komorowski J.-Ch., Dessert C., Michel A., Crispi O., Hammouya G., Beauducel F., De Chabalier J.-B., 2014. Evidence for a new shallow magma intrusion at La Soufrière of Guadeloupe (Lesser Antilles): Insights from long-term geochemical monitoring of halogen-rich hydrothermal fluids. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 285, 247-277.
- Villeneuve N., Bachèlery P., 2006. Revue de la typologie des éruptions au Piton de La Fournaise, processus et risques volcaniques associés. *Cybergeo Eur. J. Geogr.*, 336, 1-25. <https://doi.org/10.4000/CYBERGEO.2536>

- Violette S., Ledoux E., Goblet P., Carbonnel J., 1997. Hydrologic and thermal modeling of an active volcano : the Piton de la Fournaise, Reunion. *J. Hydrol.*, 191, 37-63.
- Vittecoq B., Lachassagne P., Lanini S., Ladouche B., Maréchal J.-Ch., Petit V., 2007. Elaboration d'un système d'information sur les eaux souterraines de la Martinique : identification et caractérisation quantitatives. *Rapport BRGM/RP-55099-FR*.
- Westercamp D., Tazieff H., 1980. Martinique - Guadeloupe - Saint Martin - La Désirade. *Guides géologiques régionaux, Masson Edit.*
- Westercamp D., Traineau H., 1983. Notice explicative de la carte géologique de la montagne Pelée (Département de la Martinique). Echelle 1/20 000, *Edition BRGM*, 12 p.
- Westercamp D., Traineau H., 1987. Schéma hydrogéologique et géothermique d'un stratovolcan d'arc insulaire : exemple de la montagne Pelée, Martinique (Antilles françaises). *Bull. Soc. Géol. France*, 8, t. III, n° 6, 1063-1073.
- Westercamp D., Andreieff P., Bouysse P., Cottez S., Battistini R., 1989. Notice Carte géologique France à 1/50 000, feuille Martinique, Orléans, BRGM, 246 p.
- Zinke J., Reijmer J.J.G, Thomassin B.A, Dullo W.-Ch, Grootes P.M, Erlenkeuser H., 2003. Postglacial flooding history of Mayotte Lagoon (Comoro Archipelago, southwest Indian Ocean). *Marine Geology*, 194, n° 3, 181-96. [https://doi.org/10.1016/S0025-3227\(02\)00705-3](https://doi.org/10.1016/S0025-3227(02)00705-3).
- Zinke J., Reijmer J.J.G., Thomassin B.A., 2001, Seismic architecture and sediment distribution within the Holocene barrier reef - lagoon complex of Mayotte (Comoro archipelago, SW Indian Ocean). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 175, n° 1, 343-68. [https://doi.org/10.1016/S0031-0182\(01\)00379-0](https://doi.org/10.1016/S0031-0182(01)00379-0).
- Zlotnicki J., Boudon G., Le Mouél J.-L., 1992. The volcanic activity of la Soufrière of Guadeloupe (Lesser Antilles): Structural and tectonic implications. *J. Volcanol. Geotherm. Res.*, 49, 91-104.

Annexe 1

Objectifs chiffrés de la PPE de 2020 en métropole

OBJECTIFS CHIFFRES DE LA PPE DE 2020 EN METROPOLE

Dès 2017, suite à l’approbation de la PPE de 2016, ont commencé les travaux destinés à rédiger la PPE pour la période 2019-2028. Un comité de suivi a été créé, constitué du Conseil National de la Transition Ecologique et du Conseil Supérieur de l’Energie. Cette PPE a été construite par étape en associant de nombreux acteurs : élus, organisations syndicales, entreprises du secteur de l’énergie, ONG, associations représentatives de collectivités, etc. Ateliers, débats publics, consultation publique sur le projet de texte se sont succédés. Enfin, la définition des mesures à prendre pour l’atteinte des objectifs fixés s’appuie notamment sur les propositions de la Convention Citoyenne pour le Climat, ainsi que sur recommandations du Haut Conseil pour le Climat. Après la tenue d’un débat public au printemps 2018, le projet de PPE a été publié en janvier 2019. Enfin, suite à une phase de concertation et de consultation publique entre 2019 et début 2020, la PPE 2019-2028 a été définitivement adoptée le 21 avril 2020.

Cette PPE inscrit la France dans une trajectoire permettant d’atteindre la neutralité carbone en 2050, et fixe le cap pour toutes les filières énergétiques qui pourront constituer le mix énergétique français de demain. Elle est accompagnée d’une étude d’impact économique, sociale et environnementale, qui démontre les bénéfices associés à sa mise en œuvre par comparaison avec un scénario tendanciel pour l’économie française. Elle comporte également des actions spécifiques pour accompagner les acteurs les plus sensibles aux évolutions du secteur de l’énergie, au travers des volets relatifs à la préservation du pouvoir d’achat des consommateurs en situation de précarité énergétique et à la compétitivité des entreprises, notamment exposées à la concurrence internationale, ainsi qu’à l’évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l’énergie.

Principaux objectifs

Les principaux objectifs de la PPE 2020 pour la période 2019-2028, en métropole, sont les suivants :

- améliorer l’efficacité énergétique : - 20% d’énergie finale en 2030 ;
- baisser la consommation d’énergie finale de 7,6 %, en 2023, et de 16,5 %, en 2028, par rapport à 2012 ;
- réduire la consommation d’énergies fossiles de 20 % en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012 (Figure 47) ;
- doubler la capacité installée des EnR électriques en 2028 par rapport à 2017 ;
- augmenter de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 la consommation de chaleur renouvelable par rapport à 2017 (c’est-à-dire atteindre entre 34 % et 38 % de la consommation totale de chaleur en 2028) ;
- atteindre une consommation de biogaz (injecté ou utilisé directement) entre 6 à 8 % de la consommation de gaz en 2028.

Pour atteindre les objectifs de réduction de la consommation, la loi Élan (2018) a instauré un nouveau cadre légal à l’obligation de performance énergétique du parc tertiaire. Le « décret tertiaire⁵ », paru fin 2019, impose désormais, pour tous les bâtiments de plus de 1 000 m², une baisse de la consommation énergétique de 40 % en 2030.

⁵ Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d’actions de réduction de la consommation d’énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire.

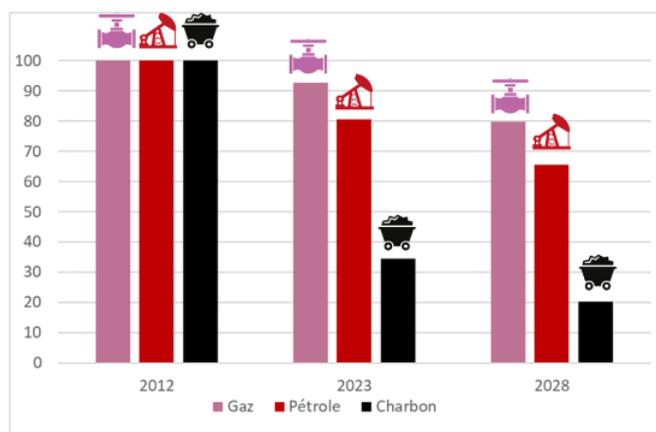


Figure 47 - Evolution à venir de la consommation primaire d'énergie fossile suite à la mise en œuvre de la PPE (indice base 100 en 2012), scénario de référence (<https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>).

En outre, la PPE de 2020 prévoit des actions dans le domaine du transport ou de la sécurité énergétique :

- développer la mobilité propre ;
- maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans le respect des exigences environnementales ;
- réduire la production annuelle d'électricité d'origine nucléaire ;
- développer le stockage d'énergie sous forme hydraulique avec le développement de 1 à 2 GW, entre 2025 et 2030, via notamment les STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage).

Production de chaleur et de froid

Pour ce qui concerne plus précisément les réseaux de chaleur, la PPE de 2020 fixe un objectif d'augmentation de la chaleur d'origine renouvelable à 196 TWh, en 2023, et une fourchette comprise entre 218 TWh et 247 TWh pour 2028. La Figure 48, ci-dessous, présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation finale de chaleur renouvelable, les points indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

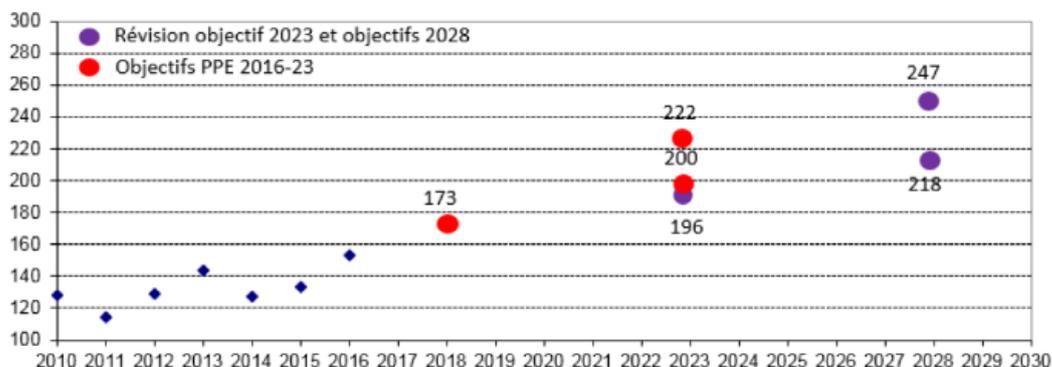


Figure 48 - Evolution passée et perspective d'évolution de la consommation finale de chaleur renouvelable, après l'adoption de la PPE (TWh). (<https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>).

Pour atteindre cet objectif, un ensemble de mesures techniques et financières sont envisagées :

- s’appuyer sur la Réglementation Environnementale RE2020, qui vise à imposer un minimum de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs résidentiels et tertiaires ;
- rendre plus simple la procédure de classement des réseaux de chaleur pour augmenter le nombre de bâtiments raccordés sur les réseaux de chaleur existants ;
- augmenter la dotation du Fonds chaleur, dispositif d’aide financière géré par l’ADEME pour le développement de la chaleur renouvelable ;
- simplifier les règles d’utilisation de ce fonds.

Ces mesures devront permettre d’augmenter la production de chaleur renouvelable de 2 TWh environ chaque année jusqu’en 2030. Cette croissance passera par deux actions :

- l’augmentation de la part des énergies vertes des réseaux : elle est déjà passée de 31% en 2009 à 60% en 2019 (Figure 49), ce qui a permis une importante réduction des émissions de CO₂ (Figure 50) ;
- l’augmentation du nombre de logements raccordés qui se traduira par une augmentation de la chaleur livrée : alors que la chaleur renouvelable et de récupération atteignait 14 TWh, en 2018, l’objectif est d’atteindre 24,4 TWh, en 2023, et une valeur comprise entre 31 et 36 TWh, en 2028.

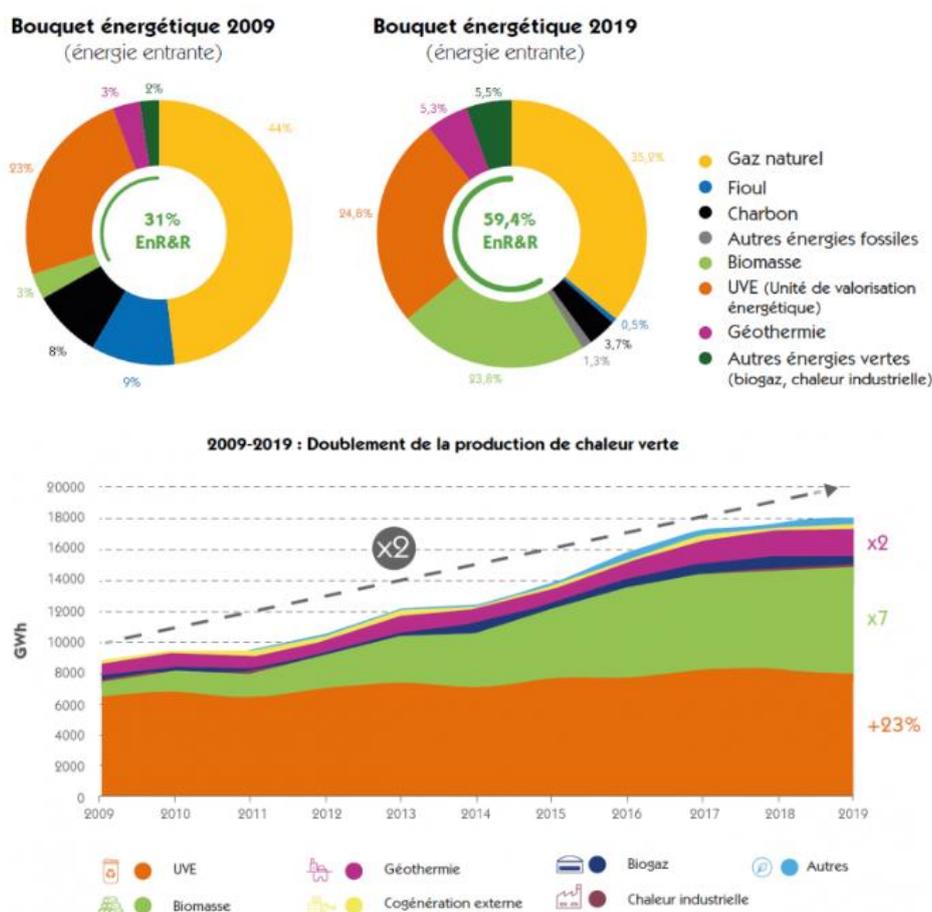


Figure 49 - Mix énergétique et évolution 2009-2019 : les réseaux de chaleur sont deux fois plus verts ! (FEDENE, chiffres 2020).

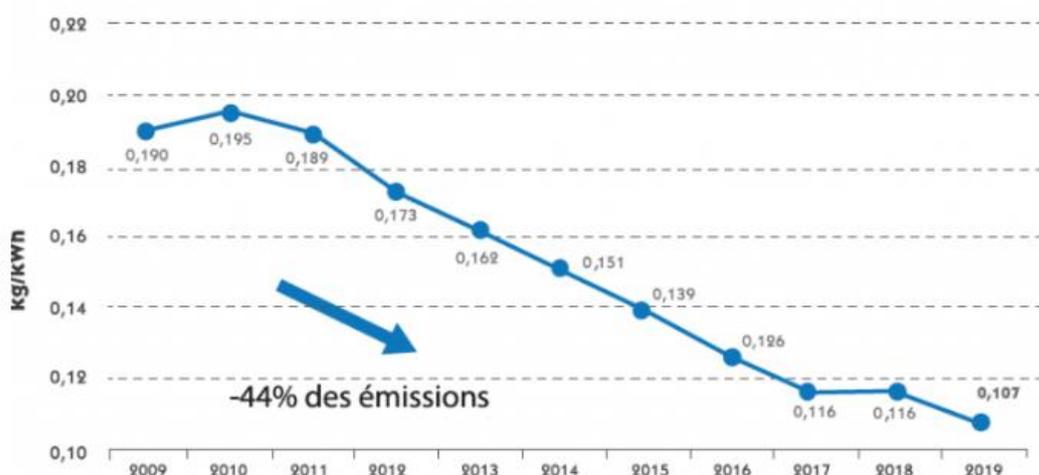


Figure 50 - Evolution du contenu de CO₂ des réseaux de chaleur (FEDENE, chiffres 2020).

Il est à noter que les sources à prioriser dans la PPE de 2020 pour atteindre ces objectifs sont :

- la biomasse, déjà fortement développée, qui doit devenir l'EnR principale et plus que doubler d'ici à 2023 ;
- la géothermie, qui doit également jouer un rôle important et plus que quadrupler ;
- la chaleur des UIOM, désormais plutôt dénommées UVE (Unité de valorisation énergétique), aujourd'hui majoritaire, qui doit globalement se maintenir tandis que la chaleur industrielle devrait enfin prendre une part à part entière dans le mix ;
- un peu plus marginalement, le biogaz et le solaire thermique finiront de compléter le mix.

Promotion des EnR électriques

A l'horizon 2050, la neutralité carbone va nécessiter l'électrification de nombreux usages. A plus court terme, les efforts de maîtrise de la demande devraient être supérieurs ou du même ordre de grandeur que ces changements, conduisant à des consommations d'électricité globalement stables ou en légère baisse.

La France est engagée dans une diversification de son mix électrique, à la fois pour le rendre plus durable, mais aussi pour augmenter sa résilience et accompagner le progrès technologique. Le développement des EnR doit permettre de produire plus d'énergies non carbonées à partir de sources présentes sur le territoire et de réduire progressivement la part du nucléaire. Le mouvement de développement des EnR est mondial et particulièrement affirmé en Europe, à la pointe en matière de lutte contre le changement climatique.

L'Union Européenne a ainsi adopté un objectif de 32% d'EnR au niveau européen pour 2030, sur l'ensemble des vecteurs (électricité, gaz et chaleur). Cette dynamique a contribué à la forte baisse des coûts de production des EnR électriques, qui font du photovoltaïque ou de l'éolien des sources très compétitives aujourd'hui, tant que les systèmes électriques ne nécessitent pas l'ajout de stockage pour gérer l'intermittence de ces sources d'électricité. En 2018, les EnR ont représenté 20% de la production d'électricité de la France (bilan électrique RTE de 2018). Pour rappel, la LTECV a fixé l'objectif de 40% d'EnR dans la production nationale en 2030.

Pour atteindre cet objectif, il est prévu, pour les filières d’EnR électriques, de porter la capacité installée de 48,6 GWe, fin 2017, à 73,5 GWe, en 2023, et entre 101 à 113 GWe, en 2028. Les principales filières concernées sont l’hydroélectricité, le solaire photovoltaïque (PV) et l’éolien terrestre, puis progressivement l’éolien en mer, qui sont les filières les plus compétitives (Tableau 8). Actuellement, l’hydroélectricité représente toujours la majeure partie d’EnR produite en France. Son développement est cependant limité par les capacités physiques et pourrait être contraint dans les années à venir avec le dérèglement climatique et les sécheresses à répétition.

Filière	2023	2028
Hydroélectricité	25,7	26,4 - 26,7
Eolien terrestre	24,1	33,2 - 34,7
Eolien en mer	2,4	5,2 - 6,2
Photovoltaïque (PV)	20,1	35,1 - 44,0
Biomasse solide	0,8	0,8
Biogaz-Méthanisation	0,27	0,34 - 0,41
Géothermie	0,024	0,024
Total	73,5	101 à 113

Tableau 8 - Objectifs de la PPE de 2020 en matière de capacité installée de production d’électricité renouvelable par filière, en France (en GWe).

Chiffres clés pour la géothermie

Les chiffres concernant spécifiquement la géothermie dans la PPE de 2020 sont présentés dans le tableau ci-dessous (Tableau 9), tirés de la mise à jour officielle des indicateurs de suivi de la PPE de 2020 (indicateurs 2021), réalisée en janvier 2023.

Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2028
Part d’EnR dans la consommation finale d’énergie	France entière	%	SDES	14,8	15,5	15,9	16,4	17,2	19,1	19,3	25	34 à 38
Part d’EnR dans la consommation finale brute de chaleur et de froid	France entière	%	SDES	18,9	20,1	20,6	21,2	22,4	23,3	24,2	28	34,3 à 38,9
Production de chaleur et de froid renouvelable	France continentale	TWh	SDES	133	147	148	148	154	152	177	196	218 à 247
PAC aérothermiques	France continentale	TWh	SDES			23,5					35	39 à 45
PAC géothermiques	France continentale	TWh	SDES			3,1					4	5 à 7
Total PAC	France continentale	TWh	SDES	20,9	24,7	26,6	27,8	31,8	33,0	43,1	39	44 à 52
Géothermie profonde	France continentale	TWh	SDES	1,5	1,7	2,0	2,1	2,3	2,3	2,4	3	4 à 5
Part d’électricité renouvelable dans la consommation	France entière	%	SDES	19,1	19,2	19,9	21,1	22,4	24,8	25,0	36	49 à 52
Part d’électricité renouvelable dans la production	France entière	%	SDES	16,6	17,6	18,3	18,6	19,9	22,5	22,2	27	33 à 36
Capacité installée EnR électriques	France entière	GWe	SDES			48,6					73,5	101 à 113
Géothermie électrogène	France continentale	MWe	SDES	1,8	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	2	2
Emissions de GES de la production d’énergie	Métropole	Mt CO ₂ éq	CITEPA	44,8	48,2	52,2	43,1	41,0	36,0	39,0	44,8	48,2

Tableau 9 - Tableau dans lequel sont reportés quelques indicateurs de la PPE de 2020 mis à jour en 2023 (SDES : Service des Données et Etudes Statistiques ; CITEPA : Centre Interprofessionnel Technique d’Etude de la Pollution Atmosphérique, association sans but lucratif, indépendante, réunissant des experts rigoureux et impartiaux, impliqués dans la protection de l’environnement).

Annexe 2

Etat du mix énergétique actuel, des infrastructures énergétiques, des réseaux électriques dans les différentes îles

GADELOUPE

Cet état est basé sur les chiffres clés de l’énergie pour l’année 2021, qui ont été publiés en 2022 par l’Observatoire Régional de l’Energie et du Climat (OREC) de Guadeloupe (www.synergile.fr). Quelques chiffres ont également été trouvés pour l’année 2022.

En 2021, les ressources d’énergie importées se chiffrent à 9928 GWh tandis que les ressources locales sont de 856 GWh. Parmi les ressources d’énergie consommées en 2021 (9052 GWh au total), on constate 83% de consommation primaire d’énergie fossile, 7,5% de consommation primaire d’EnR importées (bois, pellets) et seulement 9,5% de consommation primaire d’EnR locales. Le taux de dépendance énergétique en Guadeloupe est ainsi de 90,5%, en 2021, alors qu’il était de 92,3%, en 2015, et de 90,3% en 2020. Par contre, le taux de dépendance énergétique vis-à-vis des énergies fossiles a connu une diminution plus importante puisqu’il est passé de 92,3% en 2015, à 89,5% en 2020, et à 83% en 2021, même s’il reste encore bien insuffisant pour atteindre les objectifs 2030 de la PPE. Les consommations d’EnR prédominantes, en 2021, sont, par ordre d’importance, celles de la bagasse avec 3% (275 GWh), de l’eau chaude solaire avec 1,4% (127 GWh), puis du photovoltaïque avec 1,2% (110 GWh) et de l’éolien avec 1,2% (107 GWh). La géothermie répond à une consommation de 0,9% (84 GWh).

Après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, les indicateurs macroéconomiques de la Guadeloupe sont en nette progression en 2021. Cela se traduit donc par une reprise de la ⁶consommation énergétique finale (électricité, essence, gasoil, butane, fuel lourd et domestique), qui atteint 6550 GWh (+9,4% par rapport à 2020). Alors que les consommations électriques présentent une diminution relativement modérée, -1,7%, ce sont les consommations du secteur des transports qui progressent : +15% par rapport à 2020. Les deux tiers de l’augmentation sont constitués par la hausse des consommations de carburant maritime (> 100%) et celle du secteur aérien (+7,8%) par rapport à 2020. La consommation d’énergie finale se répartit de la façon suivante en 2021 (Figure 51) :

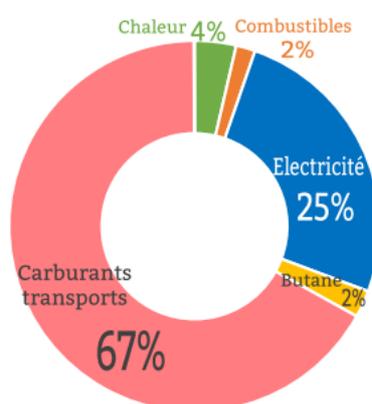


Figure 51 - Répartition de la consommation d’énergie finale en 2021, qui s’établit à 6 550 GWh (source : OREC Guadeloupe).

⁶ La consommation d’énergie finale est la consommation des énergies après transformation ou exploitation. Elle représente l’utilisation faite de l’énergie par le consommateur final (ou les différents secteurs de l’économie). Cette consommation ne comprend pas :

- les quantités consommées pour produire et transformer l’énergie
- les pertes de distribution des lignes électriques.

Elle est à différencier de la consommation d’énergie primaire, qui représente l’ensemble des énergies disponibles dans la nature avant toute transformation. Il y a une perte entre l’énergie primaire et l’énergie finale, due aux différentes transformations, mais également aux transports de celle-ci.

Pour la production d’électricité, la dépendance de la Guadeloupe aux énergies importées et fossiles (carburants pétrolier, fioul, charbon, butane) reste très importante en 2021 : elle s’établit à 66% (Figure 52) pour une production totale de 1661 GWh. Elle est, néanmoins, en baisse régulière depuis 10 ans, grâce à l’insertion progressive d’EnR dans le mix électrique (Figure 53). En 2021, la Guadeloupe n’a jamais produit autant d’électricité à partir d’EnR : près de 560 GWh. Le taux de pénétration des EnR est d’environ 34% du mix électrique (34,7% en 2022), là encore un niveau jamais atteint précédemment (17,8% en 2015 et 23% en 2020), avec la biomasse qui se détache (14%) des autres EnR (Figure 52). L’augmentation importante de ce taux peut s’expliquer par la dépendance coûteuse de la Guadeloupe aux importations de combustibles fossiles et par un gisement renouvelable important.

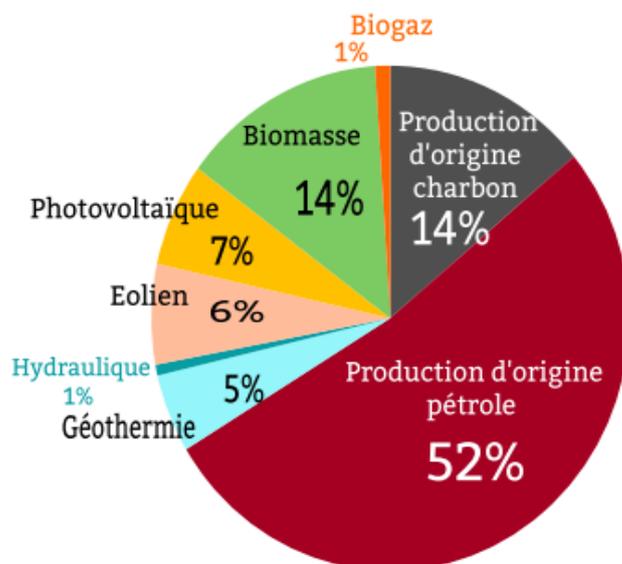


Figure 52 - Répartition des productions d’électricité en 2021 (total : 1661 GWh), selon la source d’énergie primaire (source : OREC Guadeloupe).

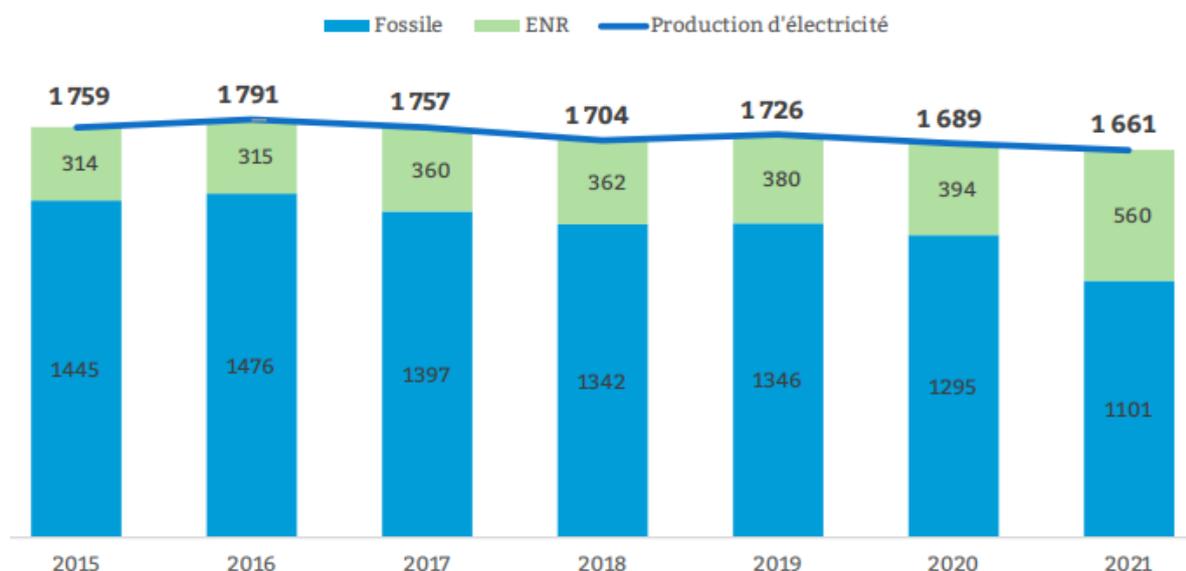


Figure 53 - Production d’électricité (en GWh), selon la source d’énergie primaire (source : OREC Guadeloupe).

Néanmoins, ce taux reste en dessous de l’objectif visé en 2023 pour la production brute d’électricité en EnR dans la PPE de la Guadeloupe. La dynamique actuelle de la filière électrogène suggère que les objectifs fixés par cette PPE ne seront pas atteints en 2030, si une rupture plus nette avec la tendance actuelle n’a pas lieu.

Les émissions de CO₂ correspondant à un kWh consommé en Guadeloupe, en 2020, restent élevées (727 g_{CO2}/kWh), même si la tendance est à la baisse (Figure 54). Elles sont semblables à celles de la Réunion (735 g_{CO2}/kWh), mais plus élevées que celles de Martinique (575 g_{CO2}/kWh).

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
823	769	761	778	786	786	703	727

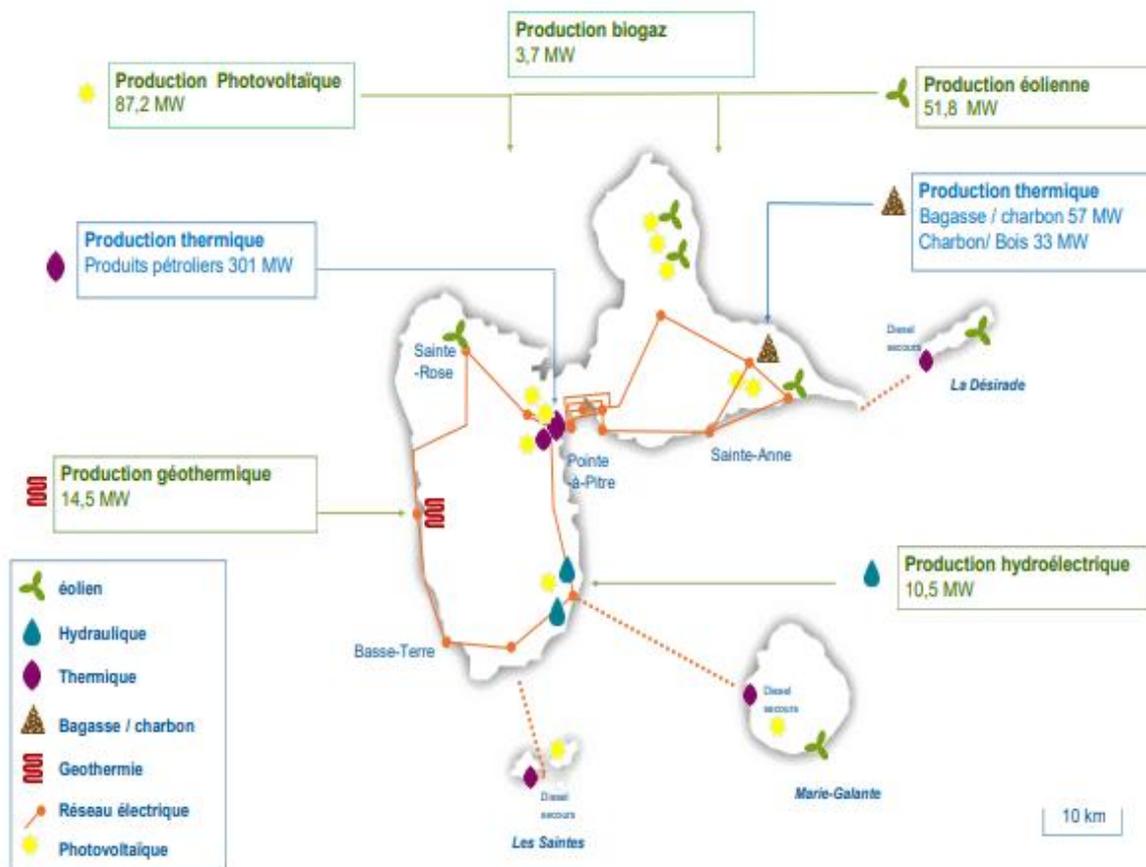
Figure 54 - Emissions de CO₂ correspondant à un kWh consommé (g_{CO2}/kWh)

Dans les ZNI comme la Guadeloupe, le développement de moyens de production de plus en plus nombreux et variés (photovoltaïque, éolien, géothermie...) et de nouveaux usages (mobilité électrique, autoconsommation) nécessite des solutions innovantes pour garantir la continuité d'alimentation électrique des clients. Les innovations et investissements des producteurs dont le groupe EDF, ont permis à la Guadeloupe de passer en quelques années d'un mix énergétique très majoritairement carboné à un taux de 34,7% d'EnR, en 2022, comme évoqué antérieurement.

Malgré tout, le charbon et le diesel assurent encore 65,3% du mix énergétique en 2022. L'énergie thermique représente donc toujours le socle du système électrique de la Guadeloupe, qui garantit la sécurité d'approvisionnement du territoire. Dans ces conditions, le cœur du réseau électrique de la Guadeloupe est la centrale au diesel de Jarry, exploitée par EDF PEI (Production Energétique Insulaire, filiale à 100% du Groupe EDF), qui a une capacité de production installée de 220 MWe. Les turbines à combustion (TAC) de Jarry Sud permettent une puissance rapide de 80 MWe, activable en secours en 10 minutes, et conduisent à une puissance installée totale disponible du complexe thermique de Jarry autour de 300 MWe (Figure 55). Depuis 2013, le groupe EDF a engagé une modernisation profonde de son principal outil de production, qui répond aux normes environnementales les plus exigeantes.

Le groupe EDF porte également de nombreux projets pour maîtriser la demande d'énergie, produire de manière durable, accompagner les nouveaux usages, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement, et ainsi répondre aux enjeux de développement et de transition énergétique du territoire. Ce groupe investit en continu dans les réseaux électriques de Guadeloupe pour améliorer la qualité d'alimentation électrique en rendant le réseau électrique performant et résilient. Il se doit de garantir en temps réel l'équilibre entre une production d'électricité toujours plus variée, et la consommation. Pour cela, il se base sur des prévisions à long terme de l'offre et de la demande d'électricité, qui permettent de guider les décisions en matière de politique énergétique. Il lui est nécessaire de déployer des solutions innovantes pour favoriser l'essor des EnR et mettre en place des réseaux du futur en Guadeloupe, en développant des "réseaux intelligents" ou smart grids.

D'ores et déjà, plusieurs projets de biomasse ont été identifiés pour une capacité potentielle de 16 MWe sur l'ensemble du territoire guadeloupéen.



Note méthodologique : Les puissances présentées sont les puissances raccordées au réseau électrique par contrat, sauf pour les centrales hydroélectriques pour lesquelles la puissance installée a été considérée afin d'assurer la continuité des données avec les années précédentes.

Figure 55 - Parc de production électrique du territoire de la Guadeloupe en 2021 (source OREC de Guadeloupe).

Le développement des EnR dites intermittentes, telles que l'éolien et le photovoltaïque, est également prévu dans les programmes d'investissement, avec un doublement du parc de production existant à l'horizon 2030. Mais leur pénétration est limitée par les contraintes d'exploitation du réseau : pour garantir à tout instant l'adéquation entre l'offre et la demande, leur contribution est limitée à 30% de la puissance appelée. Et ce plafond est régulièrement atteint. C'est pourquoi l'appel d'offres pour la production d'énergie photovoltaïque lancé en juillet 2011 imposait dans les ZNI que les installations disposent d'un système de stockage. Cependant, cette disposition surenchérit très nettement le coût global du système. Ainsi, malgré un ensoleillement très important (près de 3000 heures par an), le coût de production moyen du photovoltaïque en Guadeloupe risque de se maintenir à un niveau élevé, ce qui limite le potentiel de la filière.

D'autres projets d'EnR sont aussi à l'étude (projet d'une STEP marine, Station de Transfert d'Énergie par Pompage, de 50 MWe permettant de stocker de l'énergie, par exemple, ou projet KISS de batterie de stockage d'électricité au lithium-ion), contribuant à réduire la consommation d'électricité et de mieux faire coïncider production et consommation.

MARTINIQUE

Le bilan énergétique de la Martinique en 2020 préparé par l’Observatoire Territorial de la Transition Ecologique et Energétique (OTTEE) n’est malheureusement pas disponible sur son site Internet, qui est en cours de construction. Seul le bilan énergétique pour la période 2017-2018, avec les chiffres clés 2018, a pu être consulté. Néanmoins, quelques chiffres de 2020 et 2022 ont pu également être obtenus.

La consommation totale d’énergie primaire de la Martinique, en 2017 et en 2018, est respectivement de 8837 et 8779 GWh (Figure 56). Dans la mesure où le territoire reste très dépendant des ressources énergétiques d’origine fossile, l’évolution des variations annuelles de la consommation totale des ressources primaires reste très similaire à celle de la consommation des ressources importées. La part des EnR locales (523 GWh en 2017 et 552 GWh en 2018) y est relativement faible (Figure 57). Déchets ménagers (41,2% en 2017 et 39,0% en 2018), bagasse (25,7% en 2017 et 24,2% en 2018) et solaire thermique (17,2% en 2017 et 20,3% en 2018) sont de loin les trois premières EnR car à elles seules, elles représentent plus de 80%.

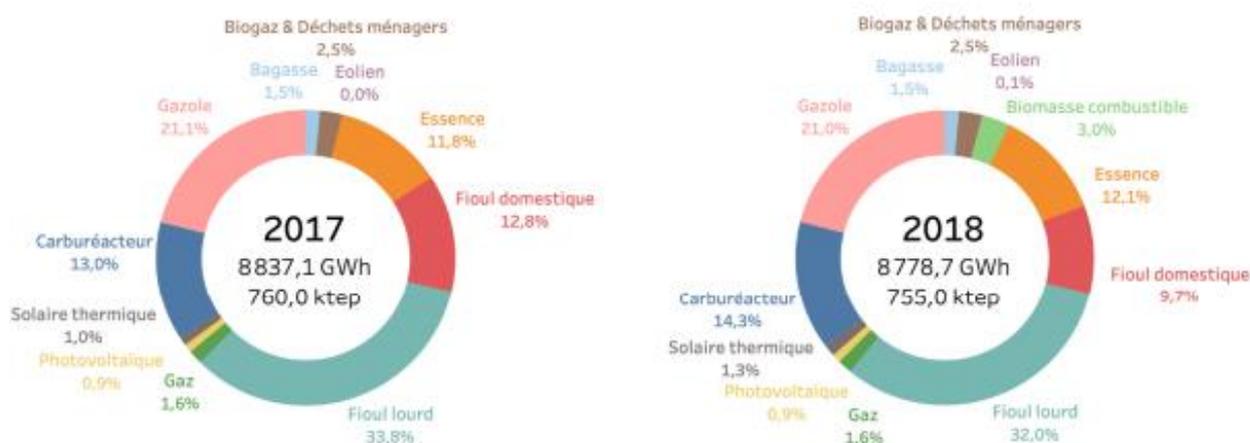


Figure 56 - Répartition de la consommation des ressources primaires importées et locales en 2017 et 2018 (données sources : SARA/Grand Port Maritime/EDF/ADEME/Producteurs d’électricité/Obser’ver/OTTEE - Auteur : OTTEE)

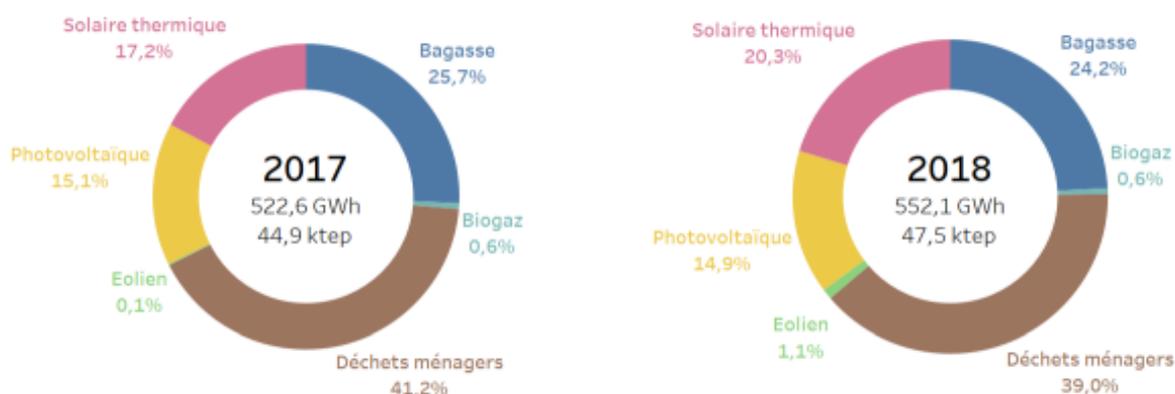


Figure 57 - Répartition de la consommation des ressources primaires locales en 2017 et 2018 (données sources : EDF/ADEME/Producteurs d’électricité/Obser’ver/OTTEE - Auteur : OTTEE).

L'insularité de la Martinique induit une forte dépendance en matière d'approvisionnement énergétique. Le mix énergétique étant caractérisé par un faible taux d'EnR, l'île reste encore majoritairement dépendante des approvisionnements extérieurs pour sa consommation totale d'énergie primaire. Son taux de dépendance énergétique en 2018 est de 93,7% (contre 94,1 % en 2017) et son taux de dépendance énergétique vis-à-vis des énergies fossiles de 92,0 à 92,5%, de 2018 à 2020.

La consommation d'énergie finale de la Martinique, en 2018, représente 6336 GWh. On observe une diminution de 1,1% par rapport à l'année 2017 (Figure 58).

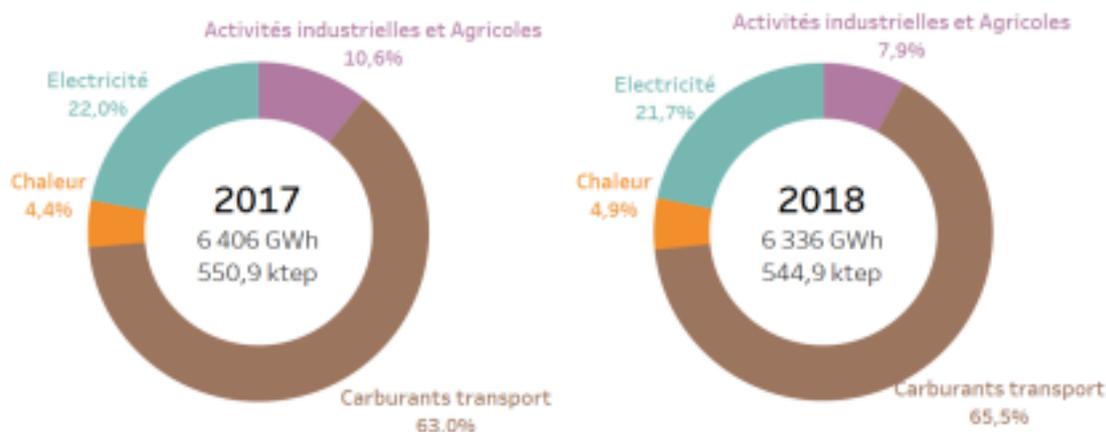


Figure 58 - Répartition de la consommation d'énergie finale en 2017 et 2018 (données sources : SARA/EDF Martinique/Producteurs d'électricité/Agreste/Douanes - Auteur : OTTEE).

Le parc électrique de la Martinique est principalement constitué de trois centrales électriques (centrale de Bellefontaine, centrale de Pointe des Carrières et centrale du Galion), et de façon secondaire, d'autres installations disséminées et de faible puissance unitaire (une unité de Valorisation des Ordures Ménagères, diverses installations photovoltaïques réparties sur le territoire et un parc éolien). L'électricité livrée sur le réseau en Martinique, en 2018, est produite grâce à 4 grandes typologies de ressources :

- fossile (fioul/gazole servant à alimenter les moteurs des centrales produisant l'électricité) ;
- biomasse et déchets (avec l'utilisation de la biomasse combustible, des déchets ménagers et de biogaz) ;
- photovoltaïque ;
- éolien.

La puissance nette installée du parc de production électrique (hors autoconsommation) à disposition des martiniquais s'élève à 537 MWe (Figure 59). Le parc de production électrique d'origine fossile s'élève à 424 MWe et représente en puissance 79,6% du parc total (hors autoconsommation).

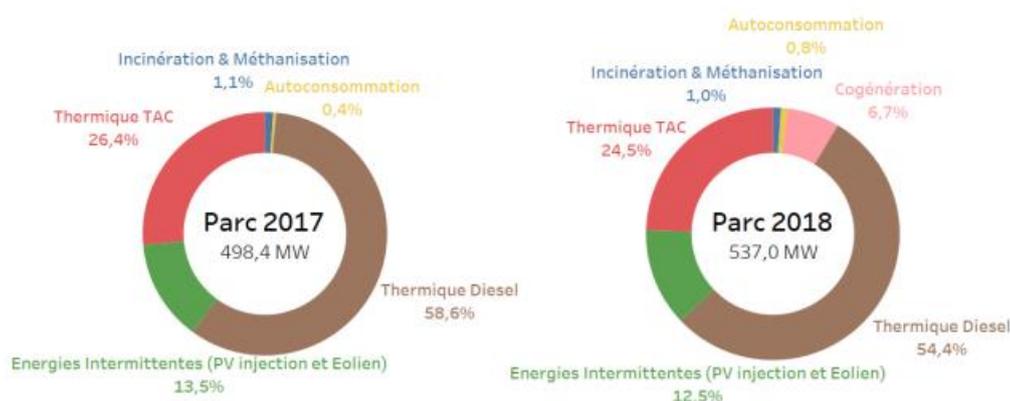


Figure 59 - Répartition du parc électrique martiniquais en 2017 et 2018 par typologie (sources : EDF Martinique, Exploitants PV - Auteur : OTTEE).

En considérant la globalité du parc électrique (incluant les sites en autoconsommation), on peut observer, en 2018, une augmentation de la puissance électrique totale mise à disposition de +38,6 MWe par rapport à 2017 due :

- au raccordement de la centrale biomasse combustible d’ALBIOMA à Trinité en fin d’année 2018 ;
- au développement de la filière photovoltaïque en autoconsommation (+2,6 MWe recensé par rapport à 2017).

En 2018, la quantité d’électricité produite et livrée sur le réseau s’élève à 1524 GWh (Figure 60). Comparativement à 2017 (1563 GWh), la production électrique a diminué de 2,5%. En 2018, on observe une forte progression de la production d’électricité d’origine renouvelable (+ 73,1 GWh par rapport à 2017), grâce à la production électrique de l’usine de bagasse/biomasse d’ALBIOMA, à Trinité (+64 GWh), et des éoliennes du site GRESS, à Grand’ Rivière (+5,1 GWh).

Le taux des EnR dans la production électrique de la Martinique était de 2% en 2010, de 3% en 2011 et de 5,7% en 2012. Il a ensuite stagné jusqu’en 2017, entre 5,3 et 6,2% (5,9%, en 2017), pour passer à 10,9%, en 2018, à 23,1% en 2020 et à 26,1% en 2022. Même si la hausse depuis 2018 est assez spectaculaire, il est évident qu’il faut encore amplifier et accélérer cette tendance, si on veut atteindre les objectifs de la PPE Martinique de 2030.

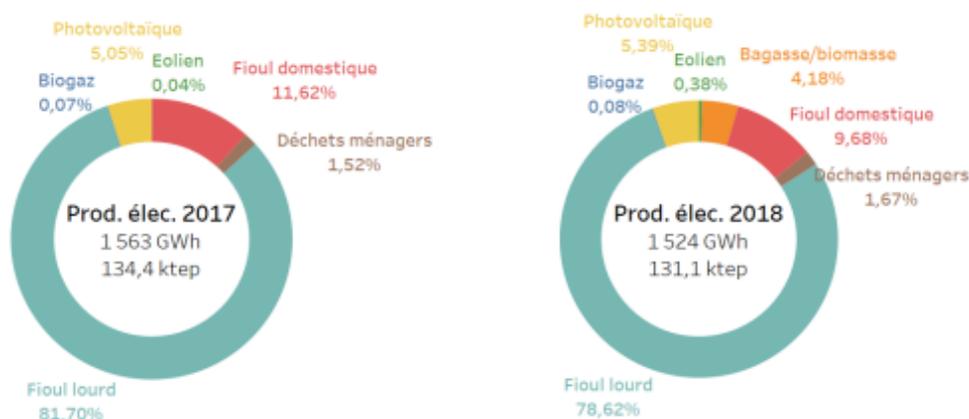


Figure 60 - Répartition de la production électrique entre 2017 et 2018 par ressource (données sources : EDF Martinique, Producteurs d’électricité, Exploitants PV - Auteur : OTTEE).

Les émissions de CO₂ correspondant à un kWh consommé en Martinique, en 2020, restent élevées (575 g_{CO2}/kWh), mais ont considérablement baissé par rapport à 2018 (753 g_{CO2}/kWh), où elles étaient semblables à celles de la Guadeloupe (786 g_{CO2}/kWh) et de La Réunion (705 g_{CO2}/kWh) cette même année-là et qui, elles, restent similaires en 2020 (727 g_{CO2}/kWh et 735 g_{CO2}/kWh, respectivement).

Comme en Guadeloupe, le développement de moyens de production de plus en plus nombreux et variés (photovoltaïque, éolien, géothermie...) et de nouveaux usages (mobilité électrique, autoconsommation) nécessite des solutions innovantes pour garantir la continuité d'alimentation électrique des clients. Une grande partie des innovations et investissements sont apportées par des producteurs tels que le groupe EDF et la compagnie ALBIOMA.

Pour ce qui est du développement des EnR, on observe, globalement, depuis 2014, une évolution croissante et durable du nombre de chauffe-eaux solaires individuels installés en Martinique. En 2018, une très nette progression des installations de chauffe-eaux solaires individuels (CESI) a eu lieu. La quantité de nouveaux équipements installés a doublé par rapport au nombre d'installations en 2017. Le marché du chauffe-eau solaire individuel représente 99% du marché de chauffe-eau solaire. Sur les installations de type collectif (CESC), on a observé une diminution de 40% par rapport à 2017. En 2018, on estime que 45 900 foyers martiniquais sont équipés d'un chauffe-eau solaire (soit 26,8 % des ménages).

Le parc photovoltaïque accordé au réseau a permis de produire, en 2018, 75,8 GWh d'électricité directement injectée sur le réseau et entièrement consommée. La production électrique issue des systèmes photovoltaïques en injection réseau représente 5,4 % de la production électrique totale en 2018. Le parc photovoltaïque représente 12,3% du parc électrique martiniquais. En 2018, la production électrique issue des systèmes photovoltaïques en autoconsommation représente 0,8 % de la production électrique totale.

En ce qui concerne la bagasse, la centrale bagasse - biomasse d'ALBIOMA, mise en service le 26 septembre 2018, à Trinité, permet de produire par cogénération de l'électricité sur le réseau électrique martiniquais et de la chaleur à destination de l'usine sucrière du Galion, qui se situe à proximité immédiate de la centrale. Il faut savoir qu'en 2018, la quantité de canne à sucre broyée en Martinique par les distilleries et la sucrerie de l'île s'élevait à 206 396 tonnes.

En 2018, l'ensemble de la production éolienne martiniquaise provient de la ferme exploitée par Quadran, au Vauclin, qui a été mise en service en 2005. Ses 4 éoliennes de 275 kW chacune cumulent une puissance de 1,1 MWe. Un nouveau parc éolien avec stockage a vu le jour en janvier 2019, dans la commune de Grand Rivière. Munie de 7 éoliennes, la ferme GRESS (Grand Rivière Eolien Stockage Services) dispose d'une puissance installée de 14 MWe, soit la puissance maximale de plus de 10 000 climatiseurs. La ferme éolienne est munie d'un système de stockage d'électricité de 5,3 MWh, permettant de fournir une puissance constante et prévisible sur le réseau.

Le réseau électrique martiniquais (HTB), d'une longueur de 240 km, représenté en Figure 61, a pour fonction de répartir la production des centrales vers les postes servant de source d'alimentation électrique aux agglomérations. Le réseau est à 63 000 volts et majoritairement aérien (87%). Les 14 postes sources proches des agglomérations transforment la tension HTB en moyenne tension (20 000 volts).

Ce réseau est conditionné par les contraintes démographiques et géographiques de l'île. Cette structuration a tendance à fragiliser le système électrique avec les évolutions différentes de la consommation et de la production. L'arrivée massive d'EnR intermittentes sur le réseau moyenne tension nécessite des adaptations de ce réseau tout autant que celui de 63 kV.

Ces adaptations doivent être envisagées, en concertation avec l’Etat et la CTM par le biais du Schéma de Raccordement des EnR (SREnR), qui fera suite à la PPE.

Or, les délais de réalisation des lignes 63 kV peuvent être plus longs que ceux de réalisation des centrales, notamment en raison de la sensibilité aux questions environnementales et des procédures de concertation avec les acteurs, parfois très nombreux pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés. Il est donc nécessaire d’inclure la question du renforcement du réseau 63 kV dès le début des réflexions sur les projets de production.

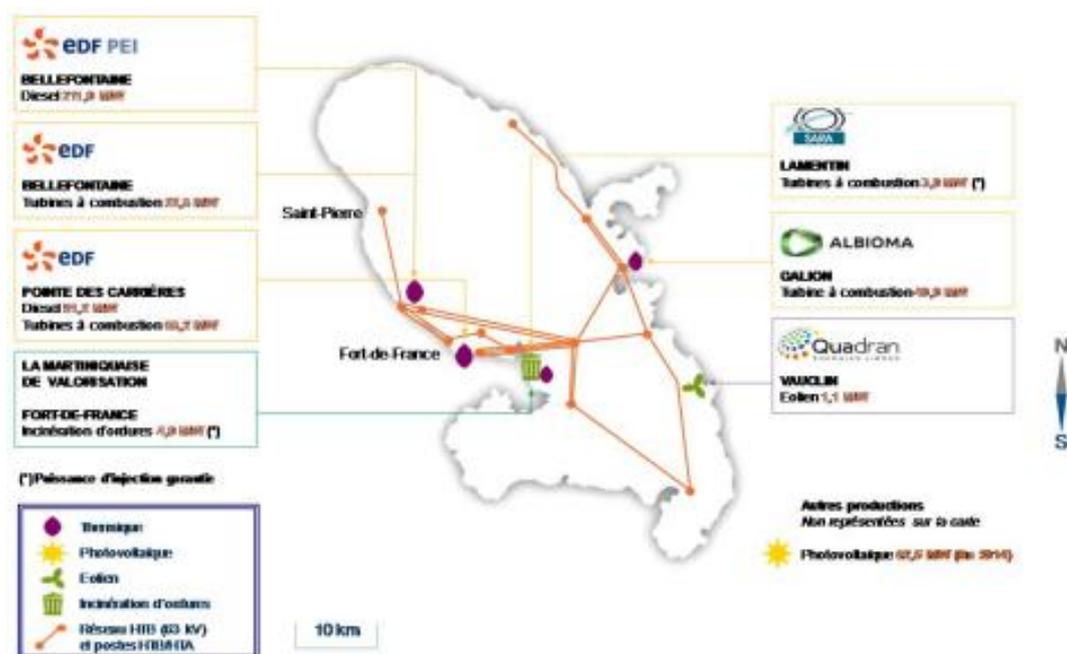


Figure 61 - Schéma du réseau électrique martiniquais en 2018 (source : PPE Martinique 2015-2018 et 2019-2023).

Il est ainsi nécessaire de prévoir un délai de l’ordre de 5 ans pour l’instruction et la construction d’une ligne 63 kV permettant l’évacuation de la production (délais entre l’engagement du producteur dans sa solution de raccordement et la date d’injection sur le réseau de son nouveau moyen de production) et de faciliter la prise en compte des contraintes du raccordement dans l’élaboration des documents d’urbanisme.

Le groupe EDF porte de nombreux projets pour maîtriser la demande d’énergie, produire de manière durable, accompagner les nouveaux usages, tout en assurant la sécurité d’approvisionnement, et ainsi répondre aux enjeux de développement et de transition énergétique du territoire. Il investit en continu dans les réseaux électriques de Martinique pour améliorer la qualité d’alimentation électrique en rendant le réseau électrique performant et résilient. Il se doit de garantir en temps réel l’équilibre entre une production d’électricité toujours plus variée, et la consommation. Il lui est nécessaire de mettre en place des réseaux du futur, en développant des "réseaux intelligents" ou smart grids.

LA RÉUNION

Bien qu’encore très dépendante des énergies fossiles pour la production d’électricité (62,3% en 2022 ; Figure 62), La Réunion s’est résolument tournée vers les énergies renouvelables ces dernières années dans le but d’atteindre une production d’électricité d’origine quasi renouvelable (99,7%), à fin 2023. Cet objectif semble réalisable avec le remplacement prévu des énergies fossiles par de la biomasse dans les trois principales centrales (Le Port, Gol, Bois Rouge ; Figure 63). Cependant, dans un premier temps, cette biomasse sera largement importée, notamment du Québec sous forme de pellets, la bagasse insulaire n’étant pas produite en quantité suffisante. Afin de réduire la consommation de pellets, ALBIOMA a commencé à utiliser les résidus des déchets ménagers triés en déchèterie, appelés CSR (Combustible Solide de Récupération) dans la centrale de Bois Rouge en remplacement du charbon. La centrale EDF PEI du Port est également en cours de conversion pour passer du fioul au biogaz (colza), mais importé.

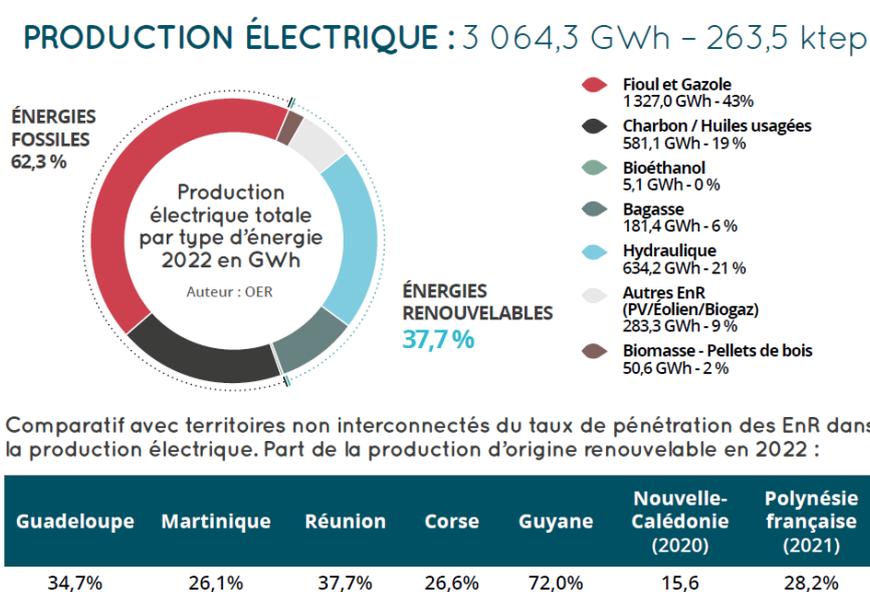


Figure 62 - Origine de la production électrique à La Réunion en 2022 et comparatif avec les autres ZNI (Bilan énergétique de La Réunion 2022, OER, <https://oer.spl-horizonreunion.com/presentation-de-oer/nos-publications/bilan-energetique-de-la-reunion>).

La Réunion possède d’abondantes ressources naturelles sources d’énergie que sont le soleil, le vent, l’eau et la géothermie. Au début des années 1970, l’île était totalement autonome en électricité grâce à la production hydraulique, mais également grâce à une population moins nombreuse. A l’heure actuelle, cette source d’énergie représente tout de même 21% de la production d’électricité (Figure 62) et pourrait encore évoluer grâce à de petits aménagements qualifiés d’hydrauliques « au fil de l’eau ».

Le solaire, comme l’éolien, est une énergie intermittente, mais qui a l’avantage de présenter des coûts de fonctionnement et d’entretien particulièrement faibles. Cependant, les panneaux photovoltaïques restent un investissement élevé pour les particuliers, qui préfèrent se tourner vers les chauffe-eau solaire, maintenant obligatoires pour toute construction individuelle neuve. Pour autant, en juin 2023, a été inaugurée une centrale solaire de 20 000 panneaux photovoltaïques installés sur l’aéroport de Pierrefonds. Cette unité possède une capacité de production de 7 MWe (soit la consommation annuelle de 8 400 personnes), qui s’ajouteront à la puissance actuelle de 232,8 MWe et devrait permettre d’économiser 7 000 tonnes de CO₂ supplémentaire par an.

Deux fermes éoliennes sont présentes sur l'île de La Réunion, à Saint Rose et Sainte Suzanne (Figure 63). Plusieurs projets sont en cours, notamment des projets d'éoliennes flottantes étant donné les pentes importantes au large des côtes. Ces éoliennes devront être ancrées à des profondeurs de 800 à 1000 m et résister aux cyclones tropicaux. C'est l'une des priorités de développement pour le Conseil Régional dans les dix ans à venir.

PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE : 932,8 MW

Puissance installée
au 31 décembre
2022 : 932,8 MW

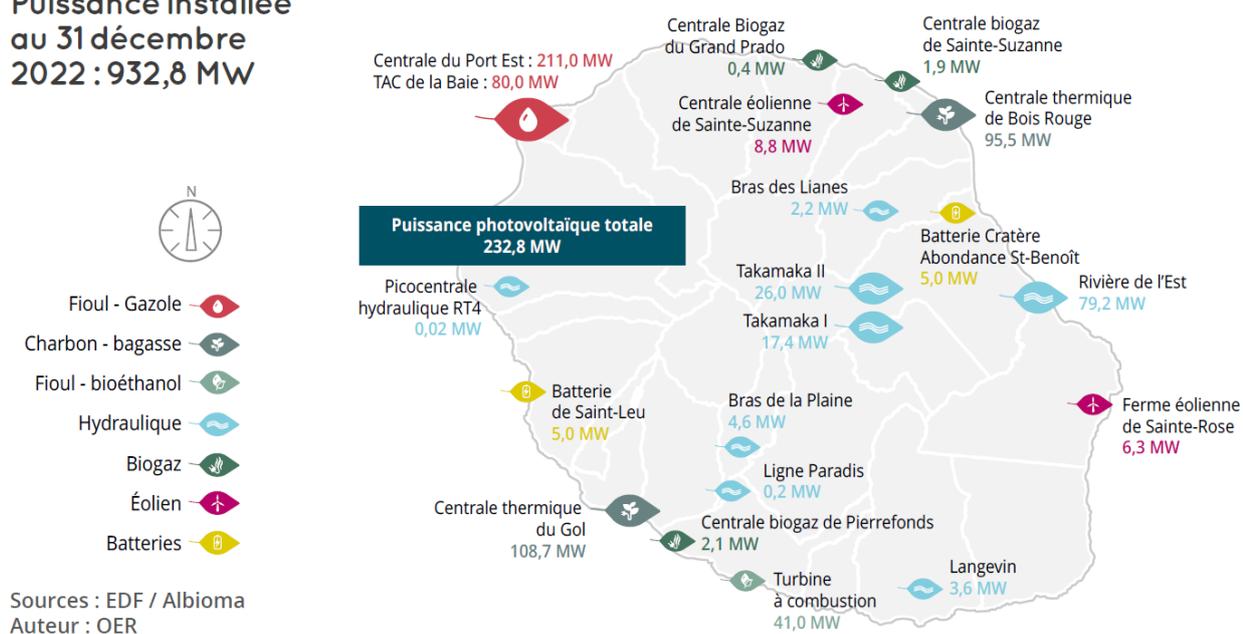


Figure 63 - Localisation des sources de production d'électricité sur l'île de La Réunion (Bilan énergétique de La Réunion 2022, OER, <https://oer.spl-horizonreunion.com/presentation-de-loer/nos-publications/bilan-energetique-de-la-reunion>).

Bien qu'EDF reste le principal producteur d'électricité, les sociétés ALBIOMA, AKUO, VEOLIA, et d'autres, sont également présentes sur l'île et participent activement à sa transition énergétique par des projets innovants (Figure 64).

Cependant, EDF reste la seule entreprise de commercialisation et le seul distributeur d'électricité, dont le réseau électrique à haute et très haute tension réunionnais se compose de (Figure 65) :

- 495 km de ligne à 63 000 volts dont 73 km de liaison souterraine et 34 km de liaison sous-marine ;
- 23 postes de transformation 63 kV/15 kV.

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

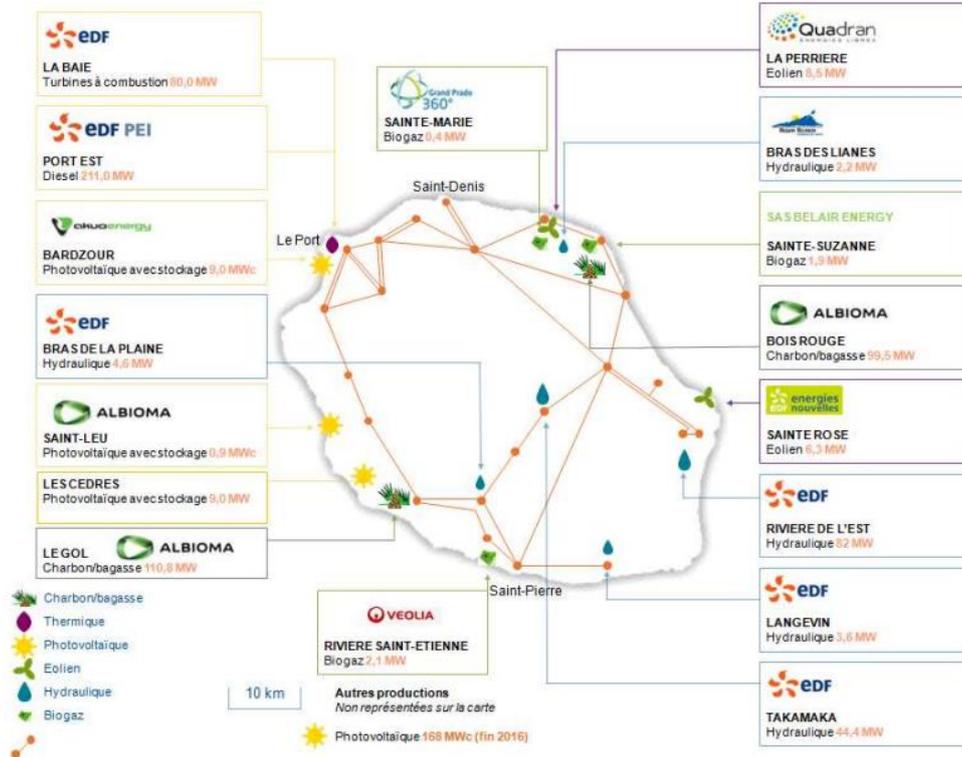


Figure 64 - Répartition des acteurs de la production d’électricité sur l’île de La Réunion (SCHEMA DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES DE LA REUNION, 2019).

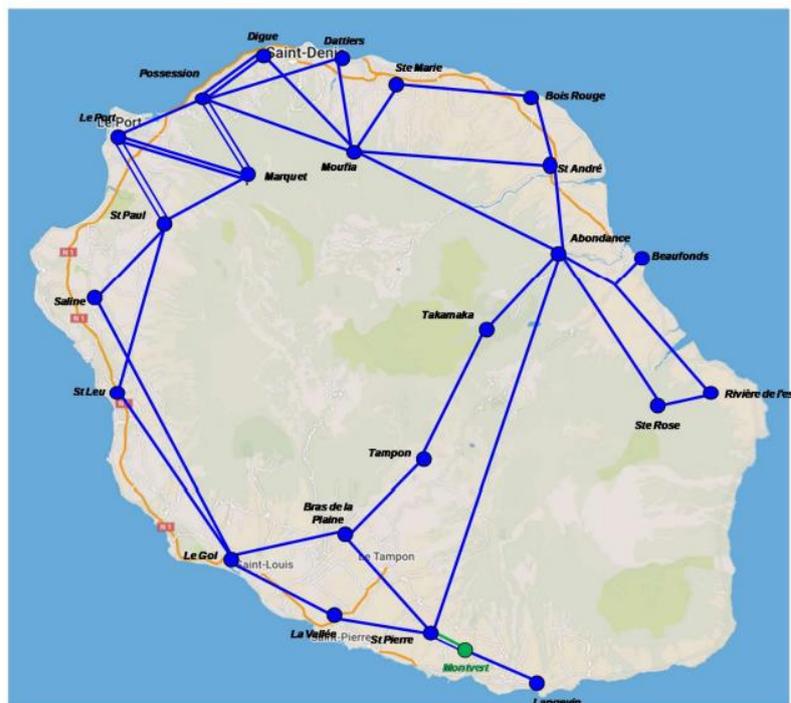


Figure 65 - Réseau de transport d’électricité (SCHEMA DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES DE LA REUNION, 2019).

MAYOTTE

Mayotte reste actuellement très éloignée des objectifs d’autonomie énergétique avec 93% de la production d’électricité issue des énergies fossiles (Figure 66). Cette production d’électricité a augmenté de 17,3% entre 2018 et 2022 en lien avec l’évolution du développement économique et démographique de l’île. La part des énergies renouvelable est majoritairement constituée de production photovoltaïque, dont le développement a fortement augmenté sur cette même période (+47,4%) sans pour autant compenser la forte hausse de la production. Sa contribution reste donc minoritaire, de l’ordre de 7%, dans le mix énergétique (Figure 66). Il faut noter la réalisation fin 2018 de la première centrale au biogaz, située dans le nord de Grande Terre, à Dzoumogné.

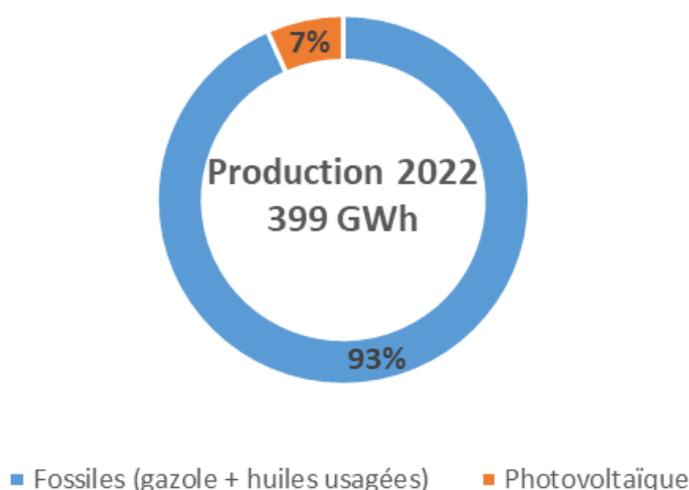


Figure 66 - Mix énergétique de Mayotte en 2022.

Les deux principales centrales fonctionnent au gasoil et sont situées à Longoni (73,2 MWe) sur Grande Terre et Badamiers (33,6 MWe) sur Petite-Terre (Figure 67).

Il n'existe qu'un seul opérateur sur l'île de Mayotte, la société Electricité de Mayotte (EDM) créée en 1997 et dont le capital est composé à 50,01% par le Conseil Général de Mayotte, 24,99% par EDEV (filiale d'EDF spécialisée dans la gestion des participations dans le secteur de l'énergie), 24,99% par Quaero Capital (société de gestion de fonds privés) et 0,01% par l'Etat français. EDM exerce la mission de service public de production, transport, distribution et commercialisation de l'électricité sur l'île.

EDM poursuit sa transition avec un plan solaire d'envergure avec un projet de couverture photovoltaïque de la centrale thermique de Longoni et ambitionne de produire 30% d'énergie renouvelable d'ici 2030. Cependant, hormis le solaire et la centrale biomasse, aucune autre source d'énergie renouvelable n'est actuellement exploitée à Mayotte.



Figure 67 - Parc de production d'électricité et lignes à haute tension fin 2018 à Mayotte (Rapport de la CRE, 2020).

ARCHIPEL DE SAINT-PIERRE-ET-MIQUELON

Le mix énergétique de l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon est largement dominé par la production d’électricité basée sur des groupes électrogènes fonctionnant au fuel et entièrement gérée par EDF. Sur l’île de Saint-Pierre, une centrale électrique de 21,2 MWe fonctionne depuis 2015 et est composée de 7 groupes électrogènes dont un de secours (Figure 68). A Miquelon, deux anciennes centrales également au fuel ont été mises en service en 1984 et 1992 (MQ1 et MQ2) composées respectivement de 4 et 3 groupes électrogènes. La rénovation de la centrale la plus ancienne MQ1 est prévue en 2024.

Il est également prévu de récupérer les fumées encore chaudes en sortie de centrale de Saint-Pierre pour les utiliser dans une centrale ORC (Organic Rankine Cycle). Ce type de centrale permet de produire de l’électricité à partir d’un fluide de travail qui vaporise à plus basse température. Les fumées résiduelles cèdent alors leur chaleur par un échangeur de chaleur au fluide de travail.

Il est également envisagé de convertir les deux centrales de Saint-Pierre et de Miquelon afin qu’elles puissent fonctionner avec du biocarburant. Bien que cette solution permettrait d’émettre moins de CO₂ sur l’île, ce biocarburant devra être importé par cargo, la superficie et le climat de l’archipel ne permettant pas la production de ces biocarburants. Néanmoins, il est envisagé la valorisation des huiles alimentaires usagées (HAU) pour la valorisation de biocarburants.

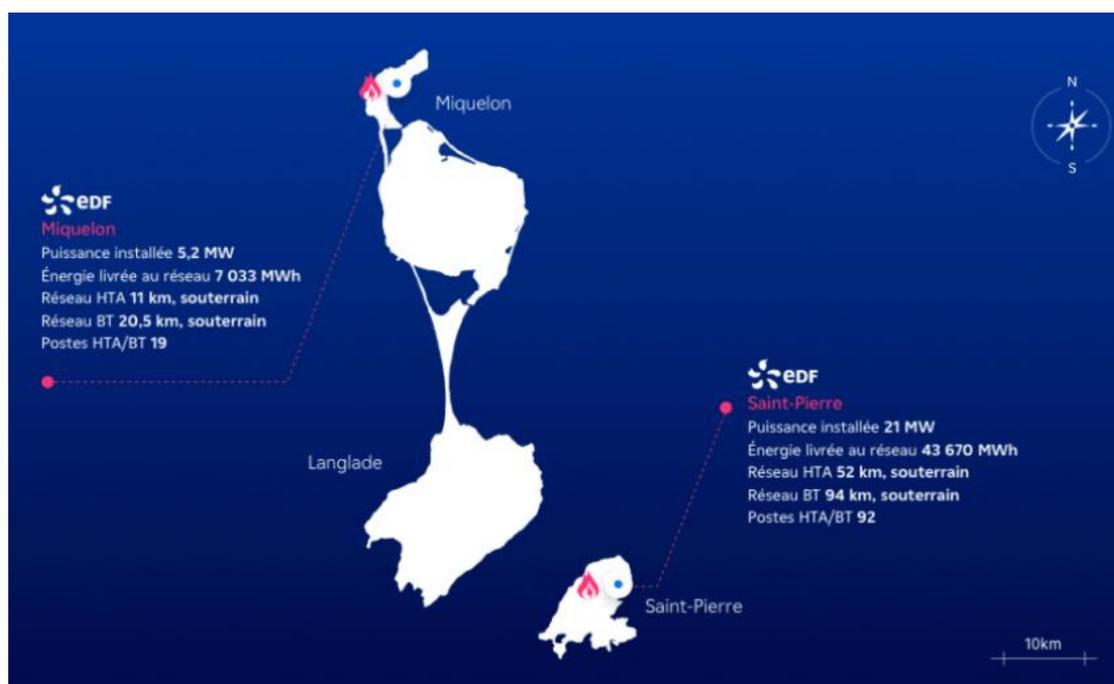


Figure 68 - Centrales de production d’électricité dans l’archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon.

La géographie et le climat de l’archipel offrent un potentiel de développement de la production d’énergie éolienne. Il s’agit de la principale énergie renouvelable appelée à se développer et permettre d’atteindre l’objectif fixé par la PPE adoptée en 2019 de 30% d’EnR d’ici 2025. Cependant, il n’existe plus de centrales éoliennes actuellement, la ferme produisant 600 kW à Miquelon n’est plus en fonctionnement depuis 2014. Un projet est à l’étude qui devrait faire diminuer la production de la centrale thermique.

Il existe, cependant, quelques petites éoliennes individuelles qui équipent des résidences secondaires sur Miquelon et Langlade.

La position septentrionale de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon implique un besoin de chaleur, contrairement aux autres îles des Outre-mer. Depuis fin 2019, un réseau de chaleur fournit 41 bâtiments administratifs de l'Etat et des collectivités de Saint-Pierre à partir de la chaleur résiduelle de la centrale électrique. La quantité de chaleur disponible est de 26,6 GWh/h thermique sous forme d'eau chaude entre 70 et 100°C qui couvrira les besoins du réseau estimés à 9,5 GWh/an, ce qui équivaut à 4 520 tonnes d'équivalent CO₂ par an évitées.

Ce réseau (Figure 69) a été mis en place par Archipel Développement qui a également créé un point Info Energie, en 2021, afin de conseiller les particuliers sur les actions de maîtrise de l'énergie (MDE).

Un effort important a aussi été engagé pour développer l'usage des pompes à chaleur air - air performantes, adaptées aux conditions climatiques de l'archipel, ainsi que l'usage des poêles à bois ou à granulés.

L'archipel compte également valoriser ses déchets comme combustibles solides renouvelables (CSR) par la mise en place d'une chaudière adaptée ou en cogénération afin d'éliminer au plus possible les déchets par incinération.

Les énergies marines constituent un enjeu important pour l'archipel de Saint-Pierre et Miquelon. Cependant, ces technologies sont en cours de développement, dont la France est à la pointe. L'archipel pourrait se positionner comme laboratoire test et vitrine de ce savoir-faire.

Il faut noter que, contrairement aux autres îles des Outre-mer, la population de Saint-Pierre-et-Miquelon reste stable, ainsi que les besoins énergétiques.

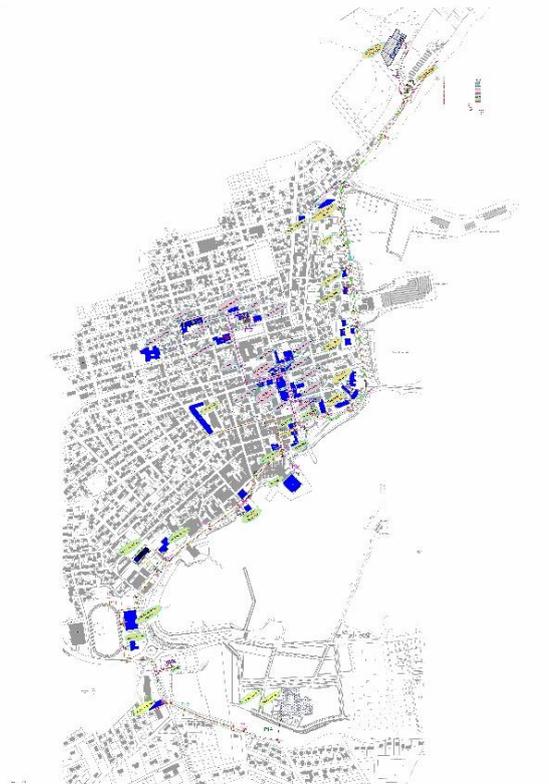


Figure 69 - Schéma du réseau de chaleur de Saint-Pierre (Archipel Développement).



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Centre scientifique et technique

3, avenue Claude-Guillemin

BP 36009

45060 – Orléans Cedex 2 – France

Tél. : 02 38 64 34 34

www.brgm.fr



Géosciences pour une Terre durable

brgm