



Empowered lives.
Resilient nations.

Programme des Nations Unies pour le Développement

Intitulé du projet : Développement durable aux Comores à travers la promotion des ressources en énergie géothermique.		
Pays : Union des Comores	Partenaire de mise en œuvre : Vice-Présidence en Charge de l'Énergie – Bureau Géologique des Comores.	Arrangements de gestion : Modalité nationale de mise en œuvre (NIM)
UNDAF/Résultat 4 du programme du pays : La partie de la population la plus vulnérable est résiliente au changement climatique et aux crises.		
Produit 9 du Plan Stratégique du PNUD : Le pays a mis en place un cadre politique, juridique et réglementaire pour promouvoir et développer les énergies renouvelables.		
Catégorie de sélection sociale et environnementale du PNUD : Risque élevé	Marqueur du Genre du PNUD : GEN1 : L'égalité du genre représente un objectif significatif.	
Atlas Project ID/Award ID number : 106929	Atlas Output ID/Project ID number : 107410	
UNDP-GEF PIMS ID number : 5484	GEF ID number : 9040	
Date de début prévue : Juillet 2018	Date de fin prévue : Juin 2024	
Date du CLEP : 18 Aout 2017		

Brève description du projet :

Ce projet vise à formuler un cadre politique/réglementaire propice au développement et à l'utilisation de l'énergie géothermique en Grande Comore et à promouvoir l'investissement dans le développement de ressources géothermiques pour une production de base en électricité. Pour ce faire, il mobilisera près de 46 millions de dollars en financement multilatéral et privé au cours de sa période de mise en œuvre de six ans. Au cours de cette période, une centrale géothermique de base de 10 MW sera développée pour alimenter le réseau électrique de la Grande Comore afin de remplacer le carburant diesel actuellement utilisé. L'exploitation de la centrale géothermique produira environ 2 390 000 MWh d'électricité au cours de la durée prévue de l'installation, soit 30 ans. Ceci, à son tour, permettra d'éviter 1 882 125 tonnes de CO₂ sur la même durée de vie prévue de l'équipement sur 30 ans. Le projet atteindra cet objectif en introduisant un cadre propice à la promotion des investissements dans le développement des ressources géothermiques sur la Grande Comore.

PLAN DE FINANCEMENT	
Fonds fiduciaires du FEM	USD 5,905,662
Ressources PNUD (TRAC)	USD 500,000
(1) Budget total administré par le PNUD	USD 6,405,662
COFINANCEMENT PARALLELE (tout autre cofinancement qui n'est pas un cofinancement en espèces administré par le PNUD)	

Gouvernement	USD 680,000
Banque Mondiale	USD 5,000,000
Union Européenne	USD 3,700,000
Fonds Africain de développement	USD 20,000,000
Fonds Arabe pour le développement économique	USD 10,000,000
Gouvernement de la Nouvelle-Zélande	USD 5,000,000
Fonds d'Energie Durable pour l'Afrique	USD 480,000
Fonds pour les pays en transition (FPT)	USD 3,000,000
(2) Total cofinancement	USD 47,860,000 (excluant les \$ 500,000 de Ressources PNUD TRAC)
(3) Financement global du projet, (1)+(2)	USD 54,265,662

SIGNATURES

Signature : Ecrire le nom ci-dessous 	Approuvé par le Gouvernement	Date/Mois/Année : 26/09/2018 DJOUMOI SAID ABDALLAH
Signature : Ecrire le nom ci-dessous 	Approuvé par le partenaire d'exécution	Date/Mois/Année : 26/09/2018 MOUSTADROINE ABDOU
Signature : Ecrire le nom ci-dessous 	Approuvé par le PNUD	Date/Mois/Année : 27/09/2018



Handwritten initials

I. TABLE DES MATIERES

I.	Table des matières	3
II.	Defi du developpement	5
III.	Stratégie.....	25
IV.	CADRE DES RESULTATS DU PROJET	51
V.	IV. PLAN DE SUIVI ET D'ÉVALUATION (M&E).....	55
VI.	V. GOUVERNANCE ET MODALITES DE GESTION	60
VII.	VI. PLANIFICATION FINANCIÈRE ET GESTION	61
VIII.	VII. BUDGET TOTAL ET PLAN DE TRAVAIL.....	64
IX.	VIII. CONTEXTE JURIDIQUE.....	69
X.	IX. ANNEXES OBLIGATOIRES	69
XI.	ANNEXE A - PLAN DE TRAVAIL PLURIANNUEL :	70
	ANNEXE B - PLAN DE SUIVI.....	71
XII.	ANNEXE C - PLAN D'ÉVALUATION	75
	ANNEXE D - OUTIL DE SUIVI DU FEM	75
XIII.	ANNEXE E : Termes de Reference.....	76
XIV.	Annexe F. MODÈLE DE DÉPISTAGE SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL	81
	ANNEXE G : JOURNAL DES RISQUES DU PNUD	94
XV.	ANNEXE H : Calcul des GES	94
XVI.	ANNEXE I : ANALYSE DE FAISABILITÉ.....	96
XVII.	ANNEXE J : CADRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA GESTION SOCIALE	107

Sigles et Abréviations

APR	Revue Annuelle de Projet
BAD	Banque Africaine de Développement
BP	Bureau Pays PNUD
CCNUCC	Convention-Cadre des Nations Unies pour le Changement Climatique
CO ₂	Dioxyde de Carbone
CRS	Centre régional de services du PNUD
CTR	Conseiller technique régional du PNUD
EDA	Electricité d'Anjouan
EIA	Evaluation de l'Impact Environnemental
ESIA	Evaluation de l'impact environnemental et social
GEF (FEM)	Fonds pour l'Environnement Mondial
GES	Gaz à Effet de Serre
IPP	Producteur Indépendant d'Electricité
KM	Gestion des connaissances
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt-heure
LCOE	Coût actualisé de l'électricité
MAMWE	Madji Na Mwendje Ya Komor (Société d'Electricité et de l'Eau des Comores)
MTR	Examen à mi-parcours
Mtep	Million de tonnes équivalent de pétrole
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
NIM	Modalité nationale de mise en œuvre
ONG	Organisation Non Gouvernementale
PIF (FIP)	Fiche d'Identification de Projet
PMU	Unité de Gestion de Projet
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PPA	Contrat d'achat d'électricité
PV	Photovoltaïque
PIR	Revue d'exécution de projet
PPG	Subvention pour la préparation de projet
QPR	Rapport Trimestriel d'Avancement
SESP	Procédure de dépistage social et environnementale
M&E	Suivi et Evaluation
Tep	Tonnes équivalent de pétrole
TE	Evaluation finale
UE	Union Européenne
UNDAF	Plan Cadre des Nations Unies pour le Développement
\$	Dollar ¹ Américain

¹Taux de change : 1 \$ = 464 KMF (Avril 2017)

II. DEFI DU DEVELOPEMENT

L'Union des Comores est un archipel de l'océan Indien, situé à l'extrémité nord du canal de Mozambique au large de la côte orientale de l'Afrique, entre le Mozambique et Madagascar, composé de 4 îles principales : la Grande Comore, Anjouan, Mohéli et Mayotte. À seulement 600 mètres de la côte, le fond de l'océan qui sépare les îles fait une chute brutale jusqu'à 2 000 mètres de profondeur. L'Union des Comores est à la fois un petit état insulaire en développement (PEID) et un pays moins avancés (PMA) soumis à une forte pression démographique qui entraîne une exploitation intense de ses ressources à la limite de leur capacité de support. La démographie est caractérisée par la jeunesse de la population – 42% de la population a moins de 14 ans – et une densité élevée excédant 395 habitants/km², ce qui en fait un des pays les plus densément peuplés en Afrique. En 2013, on estime la population comorienne à 752 288 habitants avec un taux de croissance annuel de 2,1%. La population est en majorité rurale (72%). L'Indice de Développement Humain classe le pays 169^{ème} sur 199 pays. Le taux de chômage des jeunes de 15 à 24 ans atteignait 29,4% en 2004 et la proportion de la population vivant sous le seuil de la pauvreté, 44,8%. Le taux de croissance du PIB réel s'est récemment amélioré pour atteindre 3.0% en 2012 et les prévisions pour 2013 et 2014 sont de 3.2% et 3.8%. L'appui de la diaspora constituée d'environ 150 000 comoriens est important : les transferts de fonds représentaient plus de 24% du PIB en 2012. L'agriculture, incluant la pêche et la foresterie, contribue à 50% du PIB, emploie 80% de la main d'œuvre, et constitue la majeure partie des exportations. La base économique réduite du pays repose uniquement sur trois produits de cultures de rente (vanille, girofle et ylang-ylang). La petite taille des superficies cultivables limite la capacité de production, empêchant toute économie d'échelle. La dépendance du pays envers les importations de produits pétroliers est importante puisque 83,3% de l'électricité (est. 2009) est produite à partir de combustibles fossiles alors que 16,7% provient de l'hydroélectricité. L'isolement géographique du pays, l'exiguïté des marchés intérieurs et la dispersion géographique des îles entraînent des surcoûts considérables au niveau des infrastructures, des transports, de l'approvisionnement et des communications.



Fig. 1: Carte des Comores

Les îles ont un climat tropical, avec deux saisons distinctes; une saison chaude et humide avec des précipitations relativement élevées de novembre à avril et une saison sèche de mai à octobre. Il y a peu de variation de température tout au long de l'année, avec un max. de 31 °C et un min. de 24 °C.

Situation du pays et contexte de développement

Les principales activités économiques du pays sont l'agriculture, la pêche, la vente au détail et les services publics. L'agriculture représente 34% du PIB (2016) et consiste en la culture et la vente de cultures vivrières telles que le manioc (tapioca), les bananes et la noix de coco destinées à l'autoconsommation ; certains produits ou leurs dérivés comme la vanille et l'ylang-ylang sont principalement destinés à l'exportation. Selon les données du gouvernement,

2% par an au cours des dernières années. Les données pour 2014 montrent que près de 35% de la population vivait alors en dessous du seuil national de pauvreté. Sur l'échelle de l'indice de développement humain, le rapport 2017 du PNUD sur le développement humain (RDH) classe les Comores au 160^{ème} rang sur 168 pays évalués.

L'approvisionnement d'énergie primaire aux Comores en 2016 comprenait la biomasse (bois, plantes et résidus de culture - 72 020 tep), les produits pétroliers (42 397 tep), l'électricité (16 553 tep) et les énergies renouvelables (78 tep), et leur partage en termes de pourcentages est présenté à la Fig. 2 ci-dessous.

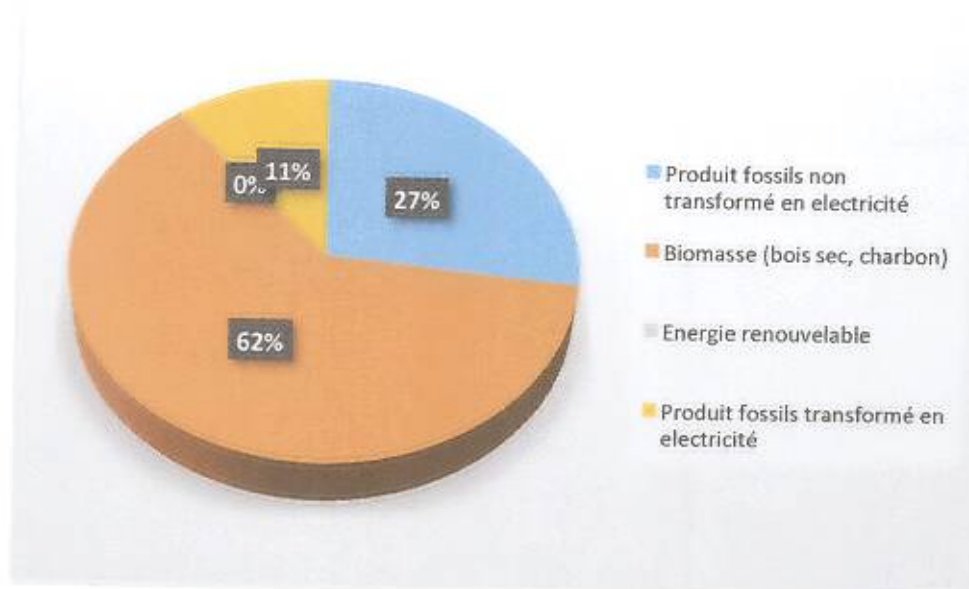


Fig. 2 : Approvisionnement en énergie primaire (2016)

Les principales sources d'énergie sont la biomasse (bois de feu et charbon de bois) et les combustibles fossiles. Les produits pétroliers, tous importés, représentent 38% du bilan énergétique et sont utilisés pour le transport, la production d'électricité et, dans une moindre mesure, l'usage domestique. La production d'électricité est principalement basée sur des centrales électriques au diesel. La biomasse, sous forme de plantes et de biomasse ligneuse, est utilisée principalement pour les besoins culinaires des ménages (75%), les distilleries Ylang-Ylang (19%) et autres activités (séchage du coprah, carbonisation de la chaux - 6%). Outre la biomasse, les autres sources d'énergie renouvelables (géothermie, hydroélectricité, énergie solaire et éolienne) occupent toujours une part négligeable dans le mix énergétique. En ce qui concerne la consommation d'énergie par secteur (figure 3), en 2016, les transports dominaient à 57%, les 43% restants étant partagés entre les secteurs de l'électricité et des ménages.

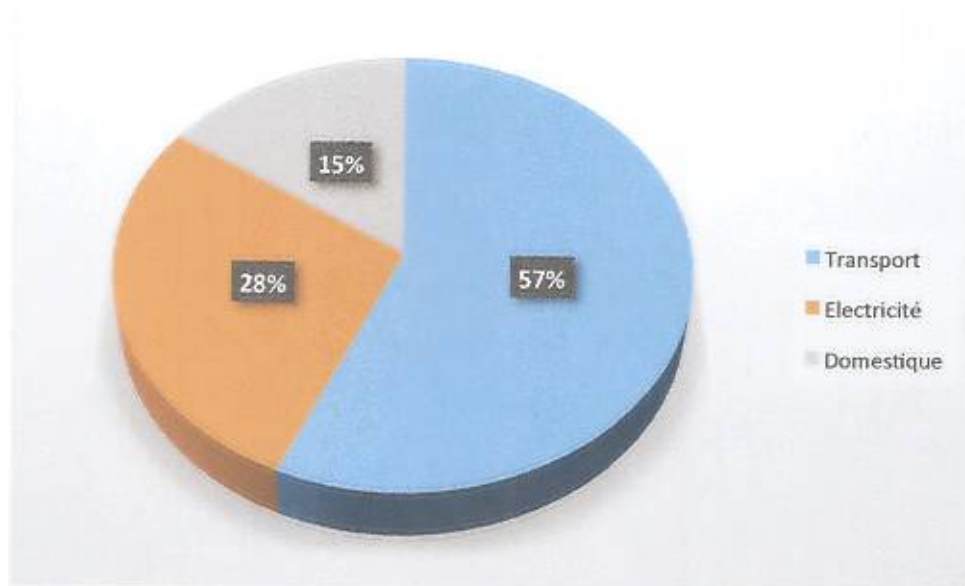


Fig. 3 : Consommation d'énergie par secteur (2016)

Selon les données disponibles (2016), près de 100% des ménages ruraux et 80% des ménages urbains utilisent exclusivement du bois de chauffage pour cuisiner, tandis que les 20% restants utilisent principalement du charbon de bois, du GPL ou de la paraffine. Cette utilisation massive de biomasse (figure 4) composée de bois de feu et de charbon de bois contribue à l'épuisement rapide des ressources forestières du pays, entraînant la déforestation, avec peu de reboisement entrepris pour reconstituer le stock de biomasse. À cet égard, on estime que la consommation annuelle de biomasse aux Comores est d'environ 225 000 tonnes.

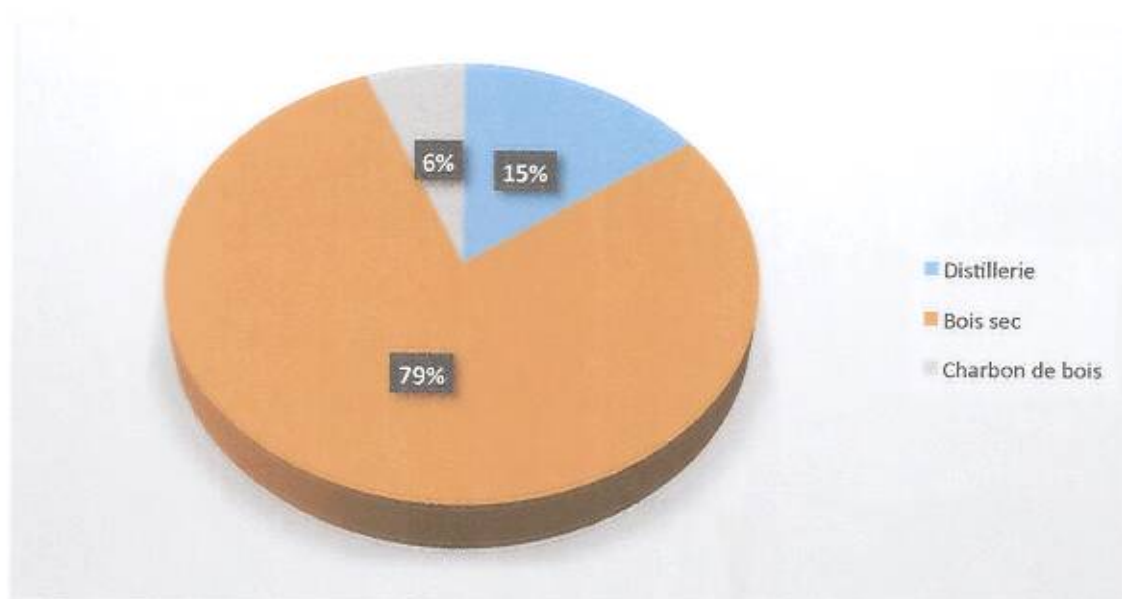


Fig. 4 : Consommation de biomasse par secteur

La paraffine, connue localement sous le nom de « pétrole lampant », était le combustible de choix pour l'éclairage dans les zones rurales et lors des coupures de courant pendant la nuit, mais elle a été progressivement remplacée par des bougies et/ou des petits kits d'éclairage solaire photovoltaïque, LED.

L'approvisionnement en électricité

L'électricité du pays est fournie par la compagnie d'électricité nationale MAMWE (Madji Na Mwendje Ya Komor), qui a pour missions de produire, transmettre, distribuer et commercialiser de l'électricité dans toute la Grande Comore et à Mohéli; MAMWE est également responsable de l'approvisionnement en eau potable sur les îles. Pour Anjouan, les services d'électricité sont sous la responsabilité de la Société d'Electricité d'Anjouan (EDA); elle est également détenue par le gouvernement mais fonctionne indépendamment de MAMWE.

Alors que l'accès aux services d'électricité dans le pays est légèrement supérieur à 50% (Grande Comore - 60%, Anjouan - 50% et Mohéli - 20%), la Stratégie de partenariat pays de la Banque mondiale (Avril 2014) note que « similaire au reste de l'Afrique subsaharienne, l'électricité n'est disponible que sporadiquement ». Les consommateurs vivant dans les capitales des trois îles et dans leurs environs immédiats reçoivent un approvisionnement en électricité peu fiable pendant la majeure partie de la journée. Sur le reste des îles, l'électricité n'est fournie que quelques heures par semaine, voire pas du tout. Le facteur principal limitant la fourniture normale des services électriques est le coût élevé des produits pétroliers importés utilisés pour la production d'électricité. En raison de leurs performances médiocres en matière de facturation et de collecte, les deux compagnies d'électricité comoriennes (MAMWE et EDA) ne sont en mesure de payer qu'une partie de leur consommation de carburant. Les pertes correspondantes sont supportées par la Société Comorienne des Hydrocarbures (SCH) qui se trouve à son tour dans l'incapacité de payer intégralement l'Etat pour les taxes perçues sur le carburant. En conséquence, le secteur de l'énergie représente une lourde charge pour les finances publiques: on estime que les subventions de facto totales au secteur de l'énergie atteignent annuellement environ 10% du budget de fonctionnement de l'État. Le tarif moyen de l'électricité (environ 33 US Cents/kWh - voir plus bas) est élevé par rapport à la plupart des pays subsahariens, reflétant l'économie d'un petit système dont la production repose presque exclusivement sur du gazoil coûteux. Néanmoins, le MAMWE n'est pas en mesure d'acheter du carburant et d'effectuer des entretiens périodiques sur les générateurs. À cet égard, il convient de noter que MAMWE et EDA consomment environ 35 000 litres de gazole par jour pour la production d'électricité et le coût de ce carburant s'élève à 20 millions de dollars par an, soit près de 4% du PIB du pays et donne lieu à une forte ponction sur les réserves de devises du pays. Toute hausse des prix du pétrole, actuellement relativement «bas», peut causer un choc majeur à l'économie du pays.

MAMWE (initialement connue sous le nom de Compagnie d'Electricité et d'Eau des Comores (EEDC - Entreprise Electricité et Eau des Comores), rebaptisée «Société Comorienne de l'Eau et de l'Electricité des Comores» en juin 1997 et renommé à nouveau en juin 2003 pour MAMWE) et EDA sont des sociétés qui ont été établies en 1994 et 1997 respectivement; elles appartiennent toutes les deux au gouvernement. Leur capacité totale de production installée (Tableau 1) est de 31,12 MW, soit 30,48 MW de diesel sur les 3 îles et 590 kW de centrales hydroélectriques uniquement sur Anjouan et Mohéli - il n'y a pas de potentiel hydroélectrique disponible sur la Grande Comore. Cependant, en décembre 2016, Lingoni (Anjouan) ne disposait que de 250 kW de capacité hydroélectrique en opération, les 340 kW restants étant en maintenance.

Tableau 1: Capacité de production installée et disponible pour la Grande Comore, Anjouan et Mohéli, mai 2017

Type	Lieu	Capacité installée	Capacité disponible	Situation actuelle
Diesel	Voijdou, Grande Comore	16 MW	16 MW	Opérationnel
Diesel	Itsambouni, Grande Comore	2.8 MW	2.8 MW	Opérationnel
	Total Grande Comore	18.8 MW	18.8 MW	
Diesel	Fomboni, Mohéli	5.38 MW	5.38 MW	Opérationnel
Diesel	Trenani et	6.3 MW	6.3 MW	Opérationnel.

	Lingoni, Anjouan			
Grand Total Diesel		30.48 MW	30.48 MW	
Hydro	Miringoni, Mohéli	40 kW	0	Sous maintenance
Hydro	Lingoni, Anjouan	250 kW	250	Opérationnel
Hydro	Marahani, Anjouan	300 kW	0	Sous maintenance
Grand Total Hydro		590 kW	250 kW	
Grand Total (Diesel+Hydro)		31.07 MW	30.73 MW	

Pour compléter la production d'électricité à base de diesel sur la Grande Comore, le gouvernement a signé un accord de coopération avec le gouvernement indien pour la construction d'une centrale à fioul lourd de 18 MW qui devrait entrer en service début 2018. Cette décision a été prise pour soulager la Grande Comore de l'apparition presque quotidienne de délestages dus à l'absence de capacité de production suffisante sur l'île.

La transmission d'électricité à partir des centrales alimentant la Grande Comore se fait sur 285 km de lignes moyenne tension, 21 kV (sauf pour une partie de Moroni alimentée par la centrale d'Itsambouni, à 20 kV - sur les autres îles, la moyenne tension est de 21 kV), avec 3 départs séparés de la centrale de Voijdou. Le départ 1 alimente la ville de Moroni et comprend la centrale diesel Itsambouni. Le départ 2 alimente le nord et l'est de l'île et Le départ 3 alimente la partie sud de l'île. Le réseau de distribution triphasé basse tension 380/400 V sur la Grande Comore (la même basse tension est utilisée sur Anjouan et Mohéli) couvre 3 050 km de lignes. En ce qui concerne Anjouan et Mohéli, les longueurs correspondantes des lignes moyenne tension (MT) sont respectivement de 211 km et 38 km, alors que les longueurs des lignes basse tension (BT) sont respectivement de 2 155 km et 630 km.

Tableau 2 : Aperçu sur le nombre de consommateurs, de lignes de transport et de distribution

Ligne	Nombre de Consommateurs	Longueur des lignes moyenne tension, km	Longueur des lignes basse tension, km
Grande Comore	Immeubles-Admin. : 150 Moyenne tension : 58 Basse tension : 45,130	285	3,050
Anjouan	Immeubles-Admin. : 51 Moyenne tension : 15 Basse tension : 26,348	211	2,155
Mohéli	Immeubles-Admin. : 29 Moyenne tension : 1 Basse tension : 6,500	38	630

Le Tableau 3 ci-dessous donne les chiffres de la production totale d'électricité dans le pays au cours des dernières années, avec une ventilation entre les sources hydroélectriques et thermiques.

Tableau 3 : Production d'électricité

Année	Grande Comore (kWh)		Anjouan (kWh)		Mohéli (kWh)	
	Diesel	Hydro	Diesel	Hydro	Diesel	Hydro
2008	33,755,139	0	9,126,355	2,628,000	p/d	148,920

2009	23,683,566	0	12,965,440	2,628,000	p/d	148,920
2010	32,737,542	0	15,399,225	2,628,000	p/d	148,920
2011	23,715,021	0	15,622,862	2,628,000	p/d	148,920
2012	26,205,824	0	16,857,081	2,628,000	4,507,750	0
2013	46,064,826	0	18,773,192	2,628,000	3,492,261	0
2014	39,169,216	0	12,361,145	2,628,000	3,180,360	0
2015	22,308,456	0	12,445,676	2,628,000	3,568,605	0
2016	38,121,961	0	15,349,085	2,190,000	3,890,900	0

Le secteur domestique (ménages) est le plus gros consommateur d'électricité avec 63% suivi du secteur des services avec 18%, l'industrie avec 14% et l'éclairage public avec 5%. La consommation annuelle d'électricité par habitant est de 51 kWh², nettement inférieure à la moyenne africaine 579 kWh et la moyenne mondiale 2 777 kWh. Selon Jacobs³, les pertes de MAMWE dans son réseau de transport et de distribution atteindraient 48% (Aboud, 2015). En moyenne, 17% d'entre elles sont des pertes techniques dues à la « nature délabrée du réseau électrique », et les pertes commerciales (y compris les fraudes/connexions illégales) s'élèvent à 31% (BAD, 2016). La Banque Mondiale (2013) indique que « le taux de facturation du MAMWE est de 55% et ne perçoit que 58% du montant facturé, sans collecte du secteur public, le gouvernement payant environ 60% des achats de carburant et compensant leur consommation contre les factures de carburant ». Alors que 96% des villages de la Grande Comore ont été électrifiés, seuls 60% des ménages seraient connectés au réseau. Les chiffres correspondants pour Anjouan et Mohéli sont respectivement les suivants : Anjouan- 98% des villages électrifiés et 48% des ménages connectés ; Mohéli- 71% des villages électrifiés et 65% des ménages connectés.

MAMWE et EDA utilisent tous deux un tarif simplifié pour facturer les consommateurs. Pour les moyens et bas consommateurs (consommation jusqu'à 1 400 kWh/mois), le forfait est de 132 KMF/kWh (équivalent à 28,4 US Cents/kWh) et pour les gros consommateurs (consommation de plus de 1 400 kWh/mois), le taux forfaitaire est 90 KMF/kWh (équivalent à 21.6 US Cents/kWh). Il convient de noter que le coût de la production d'électricité diesel dans les centrales électriques MAMWE et EDA est en moyenne de 48 Cents/kWh, auquel il convient d'ajouter le coût de la livraison de l'électricité aux locaux des consommateurs, y compris les pertes de réseau. Cependant, comme le coût de la production d'électricité est en moyenne deux fois plus élevé que celui facturé aux consommateurs, il est évident que les services publics (surtout à la Grande Comore où la production d'électricité est entièrement basée sur le diesel) connaissent des pertes considérables année après année. Pour Anjouan et Mohéli, le coût moyen de production d'hydroélectricité aux jeux de barres des centrales est de 0,04 US Cents/kWh.

Le dernier rapport d'audit financier de MAMWE pour 2011 a été publié en juillet 2012 ; un audit est en cours et le rapport devrait être disponible dans les prochains mois. Le dernier rapport d'audit financier a pris note de « l'absence d'un système budgétaire qui ne permettait pas la définition des objectifs à atteindre, les mesures à mettre en œuvre, les conditions d'équilibre opérationnel des emplois et des ressources, et un système de contrôle et des soldes ». Il a également révélé des divergences entre les relevés de compte bancaires et internes.

Secteur des énergies renouvelables

À l'heure actuelle, il n'existe pas de politique gouvernementale ni de cadre défini pour le développement des énergies renouvelables (géothermie, hydroélectricité, biomasse, énergie solaire, éolienne, etc.) dans le pays. Ceci malgré le fait que le pays dispose, suite à des investigations préliminaires, d'un très bon potentiel géothermique sur la Grande Comore, des ressources solaires sur les trois îles et des ressources hydroélectriques sur Anjouan et Mohéli susceptibles d'être développées pour un développement énergétique durable.

À la demande du gouvernement, l'UNESCO a élaboré en 2010 une politique sur les énergies renouvelables qui proposait une stratégie prévoyant une réduction des importations de carburants fossiles en augmentant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, le développement des projets pilotes qui ont un potentiel de démonstration et de reproduction, formulation de mécanismes financiers pour appuyer les plans du Gouvernement,

² Source: Worlddata.info, 2016

³ Comoros Phase III - Comoros Renewable Energy Options Assessment, Jacobs 2016

renforcement du cadre institutionnel et développement des capacités. Malheureusement, la politique sur les énergies renouvelables reste à l'état de projet et doit encore être finalisée et approuvée par le gouvernement.

L'énergie géothermique

Le mont Karthala est un volcan actif situé sur la Grande Comore à 2361 m d'altitude. C'est le plus au sud et le plus grand des deux volcans boucliers (nommés comme tels pour la lave solidifiée ressemblant à un bouclier de guerrier reposant sur le sol) sur l'île, le second étant le Massif de la Grille situé dans la partie nord de l'île. Le Karthala est un peu similaire au Mauna Kea, un volcan bouclier sur la grande île de Hawaï. Le Massif de la Grille n'a pas été actif depuis de nombreuses années et n'est pas considéré comme ayant un bon potentiel pour l'exploitation des ressources géothermiques, bien que sa proximité avec la Karthala (à 10 km) puisse suggérer le contraire. D'autre part, le volcan Karthala (Photo 1) est très actif, ayant fait éruption plus de 20 fois depuis le 19^{ème} siècle. Des éruptions fréquentes ont façonné le cratère du volcan qui s'étend sur 3 km d'est en ouest, sur 4 km de large du nord au sud. L'accès à la caldeira se fait par la circulation automobile le long d'un terrain accidenté pour la partie initiale jusqu'au village de Mvuni et les 15 km restants sont actuellement accessibles seulement à pieds. La dernière coulée de lave du Karthala date de janvier 2007, mais des éruptions ont été observées tous les 11 ans, en moyenne.



Photo 1 : Cratère du Karthala

Une première évaluation, réalisée en 2008 dans le cadre d'une campagne géophysique et soutenu par la Nouvelle Zélande, a révélé la présence d'un réservoir géothermique actif, l'indicateur clé d'une ressource géothermique potentiellement exploitable, situé au système de rift associé au volcan actif, qui peut s'étendre jusqu'à l'ouest de la vallée du Grand Rift au Kenya où 636 MW d'énergie géothermique est actuellement en cours d'exploitation. Cette première évaluation, couplée par la suite à l'exploration de surface autour du bassin de Karthala entreprise avec le soutien de partenaires internationaux, indique un potentiel qui peut générer finalement quelques 40 MW d'électricité de base.

Par conséquent, la possibilité d'exploiter le potentiel des ressources géothermiques du Karthala pour la production d'électricité semble très prometteuse, mais le grand obstacle a été le manque de ressources du gouvernement pour achever les études qui confirmeraient définitivement le potentiel pour le développement. En plus des études techniques, des questions sociales telles que la propriété foncière, l'accès au site, l'éducation du public sur le projet, les avantages potentiels pour la communauté locale, l'approvisionnement en électricité à moindre coût, etc. doivent être évaluées. Cela inclurait également une stratégie pour le développement de l'énergie géothermique, reconnaissant les faits que tout développement doit être facilité à travers les installations portuaires pour apporter de l'équipement lourd de l'étranger, des routes (existantes et nouvelles) pour transporter l'équipement sur le site, l'approvisionnement en eau requis localement pendant le forage et la construction, et la disponibilité des entrepreneurs compétents sur l'île. Enfin, l'absence d'une politique claire qui favorisera et facilitera la participation

du secteur privé au développement des énergies renouvelables, y compris celle de l'énergie géothermique, a un effet dissuasif et doit être prise en compte.

Hydroélectricité

Il n'y a pas de rivières sur la Grande Comore et, par conséquent, il n'y a pas de potentiel de développement hydroélectrique sur cette île. Cependant, la situation est très différente sur Anjouan et Mohéli, comme l'illustre le Tableau 4 ci-dessous. A l'heure actuelle, il n'y a que 300 kW de capacité installée dans chacune des deux centrales au fil de l'eau sur Anjouan, alors que le potentiel exploitable, selon les rapports établis par MECPL (Mohan Energy Corporation Pvt Ltd.) le 27 janvier 2014 et un groupe de conseil mauritanien en 2016, au nom de la Vice-Présidence chargée de l'énergie, indique qu'un potentiel de 7,45 MW pourrait être développé. En ce qui concerne Mohéli, la capacité actuellement installée est de 20 kW, toujours au fil de l'eau, tandis que le potentiel d'exploitation estimé est de 970 kW.

Tableau 4 : Liste des petits sites hydroélectriques identifiés et le potentiel de production d'électricité sur Anjouan et Mohéli

	Site	Capacité installée	Capacité proposée*
Anjouan			
1	Tatinga	0	3.5 MW
2	Marahani	300 kW	900 kW
3	Lingoni	300 kW	2.8 MW
4	Galani	0	250 kW
Total pour Anjouan		600 kW	7.45 MW
Mohéli			
1	Rivière de Ouabouchi à Miringoni	20 kW	120 kW
2	River Chikoni	0	50 kW
3	Fomboni	0	440 kW
4	Bangoma	0	180 kW
5	Mioumachou	0	180 kW
Total pour Mohéli		20 kW	970 kW

* Source : Rapport intérimaire, Vice-Présidence chargée de l'énergie, juillet 2016 et rapport MECPL.

Énergie solaire

Les Comores disposent de bonnes ressources d'énergie solaire avec une moyenne de 7 heures d'ensoleillement par jour tout au long de l'année et un niveau de rayonnement annuel moyen de 6 kWh/m²/jour. Les valeurs mensuelles moyennes du rayonnement solaire indiquent qu'elles sont plus faibles (5,1 kWh/m²/jour) de janvier à mars et plus élevées de mai à décembre (7 kWh/m²/jour). Ainsi, l'énergie solaire est considérée comme ayant un très bon potentiel sur les 3 îles du pays.

Aux Comores, l'énergie solaire est traditionnellement utilisée pour sécher les produits agricoles en plein air ; depuis le début des années 1990, les panneaux photovoltaïques solaires ont commencé à être disponibles dans le pays pour recharger les batteries et être utilisés comme des kits solaires domestiques (SHS) par des entreprises telles que Netisse Energie, Station Energy, Comores Enercom, etc. En 2013, le gouvernement chinois a soutenu l'installation de 500 SHS de 200 W chacun dans les bâtiments publics tels que centres de santé, commissariats, mosquées, écoles où sont dispensés les cours du soir, etc. : 200 de ces SHS ont été installés sur Grande Comore, 180 sur Anjouan et 120 sur Mohéli. En outre, le gouvernement de l'Inde a parrainé la formation de 6 femmes en 2014 sur l'installation et la maintenance des kits solaires domestiques.

Selon le Département des douanes aux Comores, environ 1 MW de panneaux photovoltaïques de diverses capacités allant de 5 W à 200 W ont été importés dans les îles, mais il n'existe aucun inventaire des sites où ils ont été installés ou sont utilisés. Compte tenu des coupures d'électricité fréquentes sur les îles, certains ménages « à revenu élevé » ont acheté des SHS pour l'éclairage, la recharge des téléphones mobiles et la télévision pendant les périodes de délestage. En ce qui concerne le coût, un SHS de 200 W complet avec batterie et convertisseur DC/AC (CC/CA) se vend à env. 1 000 \$. En plus, les deux sociétés de téléphonie mobile opérant sur les îles alimentent certains de leurs émetteurs avec PV.

L'énergie éolienne

Très peu de données sont disponibles pour valider le potentiel d'utilisation de l'énergie éolienne dans le pays. Actuellement, la seule expérience dans le pays en matière de production d'électricité éolienne est la suivante : Une société ukrainienne a installé des éoliennes de 2 x 1,5 kW à Mremani sur Anjouan en 2009 pour le pompage mécanique de l'eau, mais celles-ci n'ont jamais fonctionné avec succès et ont ensuite été abandonnées. Par la suite, en 2016, un consommateur privé a installé des éoliennes de 2x1 kW et 1x1,5 kW sur le toit de sa maison à Singani (Grande Comore) pour fonctionner en configuration hybride avec PV (Photo 2) et l'électricité produite est utilisée pour alimenter ses appareils électroménagers.



Photo 2 : Système hybride éolien-PV pour la maison privée (Avec permission : Dr Abdou Ali Soumail).

En outre, une étude financée par l'Union européenne en 2012 estimait, par extrapolation des données à la « hauteur météorologique » de 10 mètres, que la vitesse moyenne du vent à une hauteur de 50 m serait légèrement supérieure à 5m/s, mais cela n'a jamais été validée par la mesure réelle. Cependant, une carte du vent pour l'ensemble de l'Afrique préparée conjointement par l'Agence Française de Développement (AFD) et la Banque Africaine de Développement (BAD) en 2009 indique une vitesse moyenne du vent de 4 m/s pour les Comores. Quoiqu'il en soit, une vitesse du vent de 4-5 m/s à une hauteur de 50 m ne permet pas de générer de l'électricité en vrac à partir du vent. Néanmoins, il peut y avoir certains sites en altitude, en particulier sur la Grande Comore, où la vitesse moyenne du vent pourrait être plus élevée à 50 m de hauteur (la hauteur minimale du moyeu d'un générateur d'énergie éolienne) et ceux-ci pourraient potentiellement être utilisés pour l'installation des aérogénérateurs. Par conséquent, il pourrait être utile d'entreprendre une étude sérieuse pour déterminer le potentiel d'énergie éolienne sur les trois îles du pays afin de déterminer la part de l'énergie éolienne, le cas échéant, dans le mix énergétique du pays pour la production d'électricité.

Biomasse

Comme indiqué précédemment, le bois reste le combustible de choix pour 80% de la population, pour cuisiner, et tout le bois utilisé est récolté localement, sans reboisement. En outre, il est utilisé pour répondre aux besoins des distilleries d'ylang-ylang. La consommation de bois a augmenté au fil des ans en raison de la démographie du pays. La consommation annuelle du bois est estimée à 170 000 m³ au niveau des ménages et à 55 000 m³ dans les distilleries d'ylang-ylang ; il est vendu au détail à env. 225 \$/tonne. En ce qui concerne les ordures ménagères, env. 3 tonnes sont produites et collectées quotidiennement sur Moroni, selon les données fournies par le bureau du maire de Moroni ; par conséquent, la faisabilité d'un projet de biogaz/gaz d'enfouissement est envisagée pour utiliser ces déchets biodégradables pour la production d'électricité. En ce qui concerne la biomasse ligneuse pour la production d'électricité, aucun projet sérieux ne peut être envisagé, car l'utilisation de la biomasse forestière conduira à un épuisement massif de la couverture végétale/forestière des îles, entraînant une érosion des sols liée à la météorologie et la dégradation des terres.

L'argument en faveur de l'utilisation de l'énergie géothermique sur la Grande Comore pour la production d'électricité de base

Sur la base d'études préliminaires réalisées à partir de données météorologiques locales, les performances des technologies éolienne et solaire ont été établies. En utilisant les informations disponibles de l'équipe de développement du projet, une série d'évaluations économiques ont été faites pour l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique et géothermique.



Dans le cadre de l'évaluation de préfaisabilité, les technologies ont été modélisées dans leurs cas d'utilisation classiques, c'est-à-dire sur le réseau, sans tenir compte du coût des mécanismes d'appui tels que les installations de pointe et le stockage. Comme on peut le voir sur la figure ci-dessus, l'énergie éolienne ne donne pas un Coût Actualisé de l'Electricité (LCOE) attrayant, tandis que le PV solaire (sans stockage) se révèle être une technologie hautement compétitive dans ce cas d'utilisation. La géothermie, qui fournit une puissance ferme, a également un LCOE relativement faible. L'étude montre ensuite que si un système PV solaire est mis en place pour fournir une puissance de la même qualité que la géothermie, le coût supplémentaire associé à ceci conduit à des résultats indésirables ; la capacité de stockage de la batterie requise doit répondre aux variations saisonnières des charges d'irradiation et la charge du réseau. De plus, l'encombrement d'un système PV solaire de cette taille remet en cause la faisabilité technique de cette installation. Sur la base de cette analyse, la géothermie a été identifiée comme l'option la plus performante techniquement et économiquement. L'Annexe H: Étude de faisabilité fournit des détails sur cette analyse.

Introduction du site du projet⁴

Comme indiqué précédemment, le volcan Karthala a été identifié comme une source potentielle d'énergie géothermique pour l'île de la Grande Comore. La majorité des caractéristiques thermiques sont directement liées à la caldeira du volcan, mais avec peu de soutien géochimique ou géophysique pour l'existence d'un système géothermique exploitable immédiatement sous la caldeira. Cependant, la solfatare (La Soufrière- fumerolle qui émet des gaz sulfureux) sur les flancs supérieurs nord du volcan (figure 5) au sein d'une faille a à la fois la chimie des gaz et le profil de résistivité d'une ressource potentielle en profondeur. Il semble être analogue à la ressource développée avec succès à Puna, Hawaii (Jacobs, 2016), où la coulée de lave se poursuit depuis 1983.

⁴ Référence : Jacobs, Comoros Phase III - Comoros Renewable Energy Options Assessment.

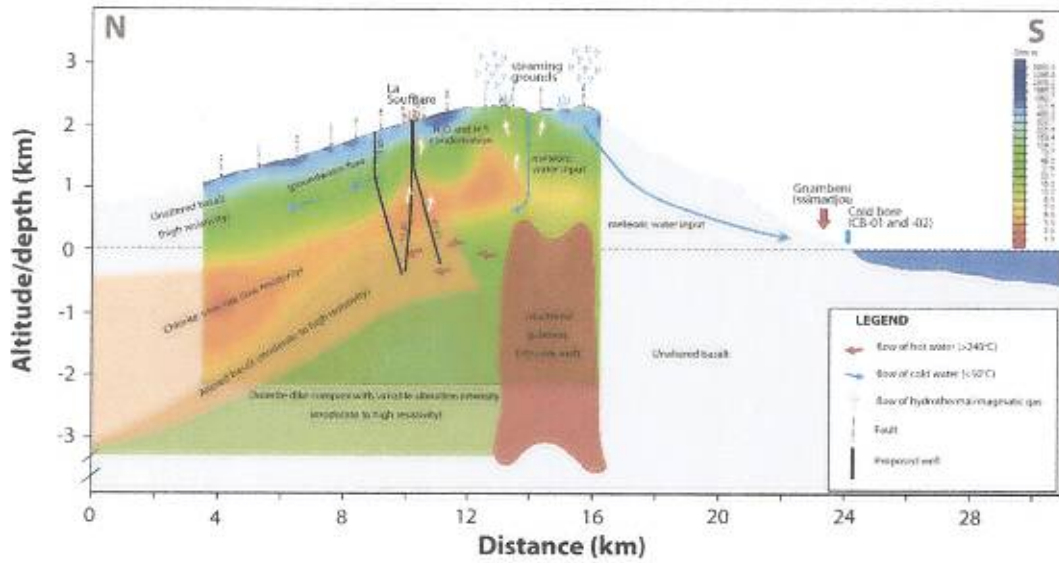


Figure 5 : Modèle conceptuel schématique le long de la faille accueillant l'activité thermique et les puits d'exploration proposés (Jacobs, 2016)

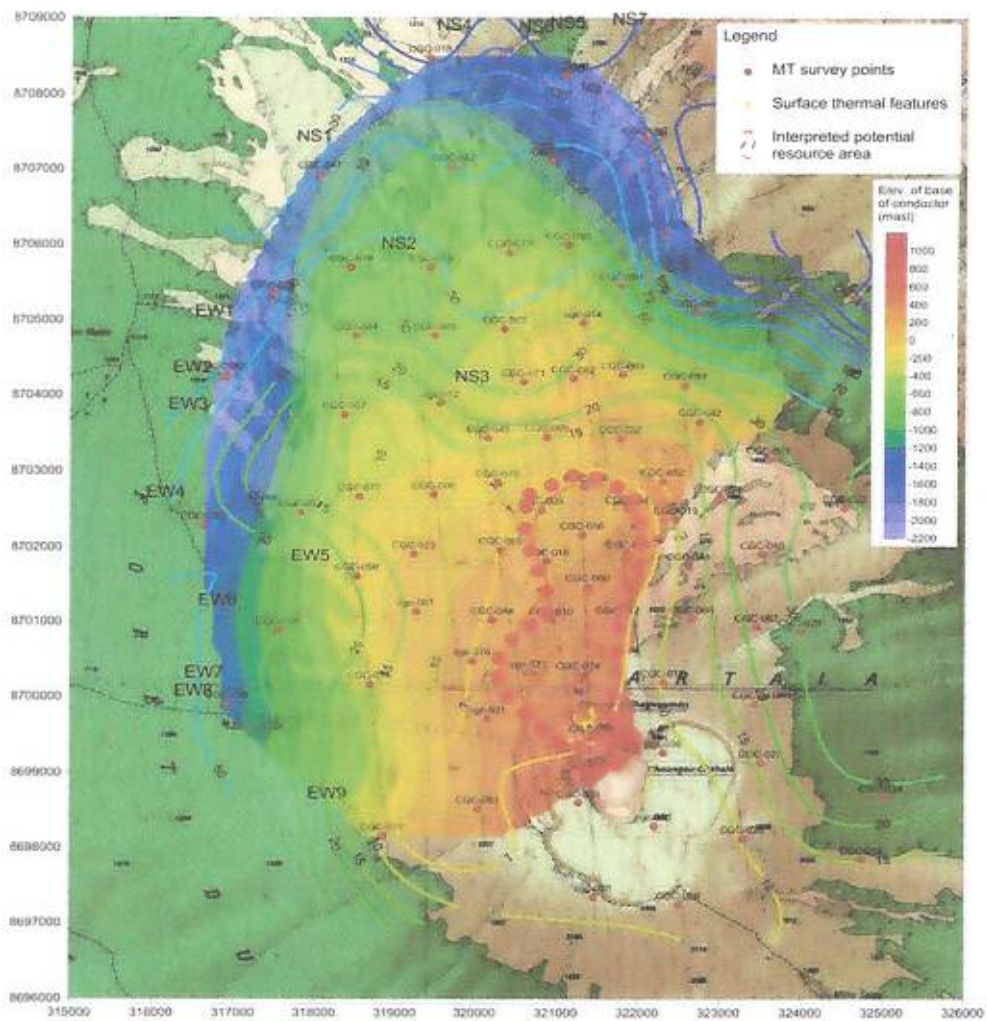


Figure 6 : Zone de ressources géothermiques potentielles de 4 km² (en rouge), illustrée avec les contours remplis de l'élévation de la base de la zone conductrice et les courbes de niveau montrant la valeur de la résistivité (Jacobs, 2016).

Au stade actuel de développement, le potentiel des ressources thermiques a été déterminé à l'aide d'évaluations volumétriques de la taille du réservoir, de la chaleur contenue dans celui-ci et des estimations de la quantité d'énergie pouvant être extraite et convertie en utilisant les technologies existantes (Jacobs, 2016).

La définition de la zone du réservoir est basée sur la zone de potentiel de ressources élevée mise en évidence dans la Figure 6 ci-dessus, à partir d'une intégration des données géochimiques, géophysiques et géologiques. La superficie de cette zone de ressources, située à 800 m au-dessus du niveau de la mer, est de 4,2 km² et présente une faible résistivité qui devrait se produire dans un système géothermique à haute température.

Basé sur les résultats géo-thermométriques des gaz, Jacobs suppose une température moyenne du réservoir de 280°C et l'épaisseur du réservoir a été modélisée avec une distribution de probabilité triangulaire entre 500m et 1 300m, avec une valeur la plus probable de 1 000m. Une analyse de Monte-Carlo a été effectuée avec 10 000 itérations, ce qui donne une valeur médiane (P50) de 38,9 MWe, une valeur de 10^{ème} centile de 18,1 MW et une valeur de 90^{ème} centile de 64,9 MW. Ces valeurs donnent une confiance suffisante pour une taille initiale de développement de 10 MWe (Jacobs 2015b).

1.1 Analyse des parties prenantes et cadre institutionnel

- **Vice-Présidence en charge de l'économie, de la planification, de l'énergie, de l'industrie, de l'artisanat, du tourisme, de l'investissement, du secteur privé et de l'aménagement du territoire.**

La Vice-Présidence en charge de l'énergie (forme courte de la Vice-Présidence) (figure 7) a la responsabilité globale de la formulation, de la mise en œuvre et du suivi de la politique dans le secteur de l'énergie. Conformément au décret n° 16-095/PR/31-05-2016 relatif à l'organisation et au fonctionnement de la Vice-Présidence, elle exerce son rôle par l'intermédiaire de la Direction Générale de l'Energie, des Mines et de l'Eau qui, à son tour, a une autorité de surveillance sur les directions suivantes qui traitent spécifiquement de l'énergie, à savoir, Direction de l'Energie et des Mines, Direction des Energies Renouvelables, Bureau Géologique des Comores, MAMWE et EDA (la Direction de l'Eau et de l'Assainissement ne traite superficiellement que de l'eau pour la production hydroélectrique sur Anjouan et Mohéli).

Le sous-secteur de l'électricité aux Comores est géré par deux entités juridiques indépendantes qui assurent verticalement la production, la transmission et la distribution : (I) MAMWE est responsable de la Grande Comore et de Mohéli ; et (II) EDA est responsable d'Anjouan depuis le début du mouvement sécessionniste en 1997. Il a été rapporté que ces deux entités opèrent en toute indépendance et cela ne les a pas encouragés à pratiquer une gestion rigoureuse ou à développer des visions à long terme, résultant dans la gestion quotidienne inefficace et les faibles taux de récupération qui ont contribué à leur mauvaise santé financière.

Les fonctions de la Direction Générale de l'Energie, des Mines et de l'Eau ainsi que celles de chacune des directions "liées à l'énergie" relevant de sa compétence sont décrites ci-dessous :

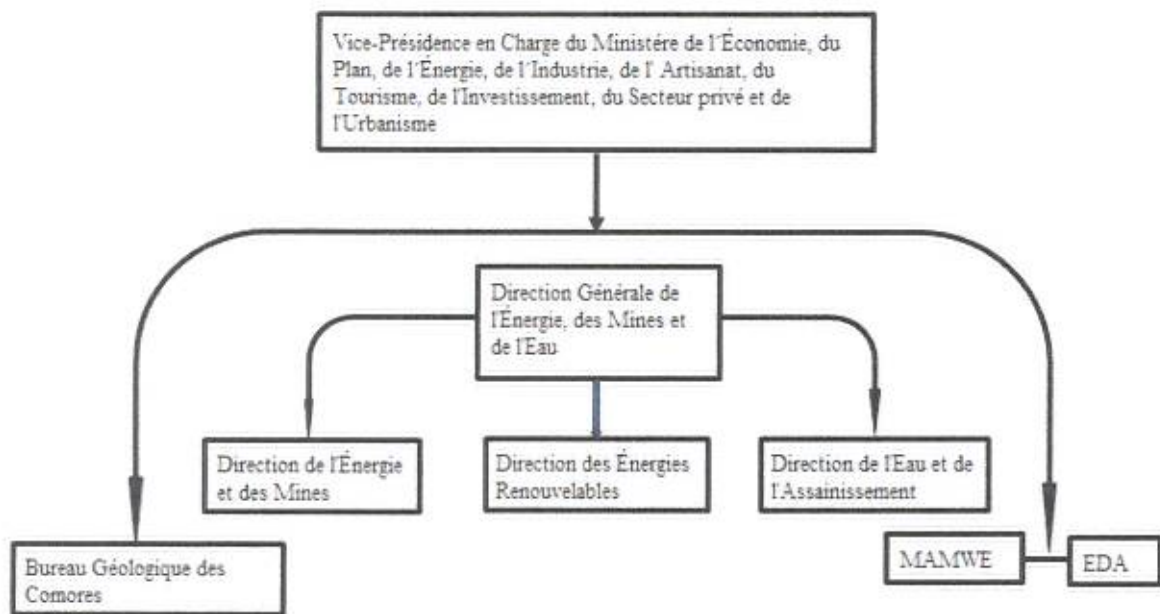


Fig. 7 : Organigramme de la Vice-Présidence chargée de l'énergie

- **Direction Générale de l'Énergie, des Mines et de l'Eau**

La Direction Générale de l'Énergie, des Mines et de l'Eau est chargée de la formulation, de la planification, du contrôle, du suivi et de la coordination de la mise en œuvre des programmes et des activités du gouvernement dans les secteurs de l'énergie, de l'assainissement et des ressources minérales. En tant que tel, elle est responsable, entre autres, des activités suivantes (celles spécifiquement liées au secteur de l'énergie sont gérées par la Direction de l'Énergie et des Mines) :

- Recueillir, établir, mettre à jour et gérer une base de données sectorielle sur l'énergie, l'eau, les mines et l'assainissement ;
- Commander et superviser le développement rationnel des ressources énergétiques, hydrauliques et minérales sur l'ensemble du territoire national ;
- Mettre en œuvre des programmes et des activités pour le développement optimal, la gestion de la gouvernance de ces ressources dans le cadre établi par le gouvernement ;
- Formuler, développer et mettre en œuvre des activités liées à l'utilisation rationnelle des sources d'énergie renouvelables ;
- Fournir un soutien technique aux organisations régionales et communautaires actives dans le développement durable, la gestion intégrée, la protection et le développement des ressources dans ces secteurs ;
- Collaborer avec les organisations nationales, régionales et internationales, bilatérales et multinationales ainsi qu'avec les ONG pour la coordination des activités conformément aux plans de développement sectoriels nationaux, dans le cadre des diverses conventions internationales auxquelles le pays fait parties ;
- Évaluer l'impact des mesures mises en œuvre par le gouvernement en ce qui concerne l'utilisation rationnelle des ressources aux niveaux national et régional ; etc.

- **Direction des Énergies Renouvelables**

La Direction des Énergies Renouvelables a été créée en 2009 et est chargée des responsabilités suivantes (autres que la géothermie) sous la supervision générale de la Direction Générale de l'Énergie, des Mines et de l'Eau :

- Formuler et mettre en œuvre la Politique sur les Énergies Renouvelables (à l'état d'ébauche depuis 2010) du pays.

- Formuler et mettre en œuvre la stratégie nationale visant à réduire la dépendance énergétique et à préserver l'environnement.
 - Promouvoir des sources d'énergie renouvelables telles que l'hydroélectricité, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse et d'autres sources alternatives dans un cadre institutionnel attractif pour les investisseurs et avec un choix de technologies efficaces et durables pour les consommateurs.
 - Assurer le suivi de tous les projets d'énergie renouvelable dans l'Union des Comores.
 - Contribuer à des solutions ayant pour objectif d'éliminer les délestages dus à une capacité de production insuffisante dans le pays.
- **Bureau Géologique des Comores**

Créé le 12 avril 2010, le Bureau Géologique des Comores est une entité administrative autonome placée sous la tutelle directe de la Vice-Présidence chargée de l'énergie et est chargée des responsabilités suivantes spécifiquement liées à l'énergie géothermique :

- Formuler et mettre en œuvre une politique nationale en matière de recherche et de développement de l'énergie géothermique ;
 - Proposer, formuler et mettre en œuvre les lois et règlements relatifs aux activités minières, seuls ou en collaboration avec d'autres Départements Ministériels ;
 - Coordonner et promouvoir toutes les activités géologiques et infrastructurelles en matière de recherche et développement des ressources géologiques ;
 - Superviser toutes les activités géologiques et infrastructures connexes liées au développement des ressources géologiques.
- **MAMWE**

La MAMWE, sous la supervision directe de la Vice-Présidence en charge de l'énergie, est responsable de la production, du transport, de la distribution et de la vente d'électricité en Grande Comore et à Mohéli, en plus de ses fonctions d'approvisionnement en eau potable. Sur la Grande Comore, comme indiqué plus haut, la MAMWE doit recourir presque quotidiennement à un délestage en raison de l'absence de capacité de production suffisante sur l'île. En plus, la MAMWE souffre depuis plusieurs années de plusieurs problèmes liés, entre autres, à des performances commerciales négatives récurrentes, à des équipements obsolètes et à des pertes de transmission/de distribution/commerciales élevées. Il suffit de mentionner que les pertes techniques dans le réseau de transport/distribution, couplées aux pertes commerciales dues au vol d'électricité, l'absence de comptage correct et le non-paiement des factures d'électricité empêchent la MAMWE de récupérer plus de 40% de l'électricité qu'il fournit aux consommateurs.

- **EDA**

Comme la MAMWE, EDA est responsable de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité, mais uniquement sur Anjouan et relève directement de la Vice-Présidence en charge de l'énergie. L'EDA a été créée en 1997 en réponse au mouvement sécessionniste de l'île. Avant cela, ses fonctions étaient sous la responsabilité du MAMWE. Le statu quo concernant EDA opérant indépendamment du MAMWE devrait être maintenu au cours des prochaines années afin d'éviter une répétition des événements d'avant 1997 qui ont provoqué des perturbations sur Anjouan.

Soutien de la BAD/Banque Mondiale à MAMWE/EDA

La Banque Africaine de Développement (BAD) a lancé en décembre 2013 un projet triennal de 20 millions de dollars intitulé « Projet d'Appui au Secteur de l'Énergie » pour élaborer un schéma directeur du secteur de l'énergie, améliorer la production d'électricité et renforcer le système de transport et de distribution en vue de réduire substantiellement les pertes techniques du système et de renforcer l'assise technique et financière de MAMWE/EDA. Les autres composantes du soutien de la BAD, qui sont toujours en cours, comprennent une étude

tarifaire, la formulation d'un cadre juridique pour les IPP opérant sous PPA avec MAMWE, et l'achat de 3 groupes électrogènes ainsi que du carburant destiné à MAMWE pour l'opération de ces groupes.

D'autre part, la Banque Mondiale a lancé en septembre 2013 un « Projet de Redressement du Secteur Energétique » (PRSE), de 5 millions de dollars sur trois ans afin de renforcer la gouvernance et la gestion financière de la MAMWE, et dans le but d'aider la MAMWE/EDA à réduire leurs pertes commerciales dues au non-paiement/sous paiement de la consommation d'électricité par les consommateurs. Ces activités se sont terminées en décembre 2016 et comprenaient l'acquisition et l'installation de 4 000 compteurs d'électricité STS (Spécification de Transfert Standardisée) prépayés et d'équipements/logiciels de facturation.

En outre, la Banque Mondiale avait prévu d'aider le gouvernement à formuler un cadre réglementaire et institutionnel pour le secteur de l'électricité. L'objectif de ce cadre serait, entre autres, de définir les devoirs et responsabilités des opérateurs publics et privés, ainsi que ceux des consommateurs, diversifier les sources d'énergie et promouvoir le développement des énergies renouvelables afin de réduire la dépendance aux combustibles fossiles importés, améliorer la sécurité, la viabilité et la durabilité de l'approvisionnement en sources d'énergie modernes traditionnelles (y compris la biomasse), promouvoir l'efficacité énergétique et la gestion par l'introduction des solutions innovantes, etc. Malheureusement, le gouvernement fut informé début 2017 que la formulation du cadre réglementaire et institutionnel ne procéderait pas comme prévu en raison du fait que toutes les ressources allouées avaient été pleinement utilisées dans le délai de trois ans du projet.

• **Autorité de Réglementation de l'Electricité**

Il n'existe actuellement aucune Autorité de Réglementation de l'Electricité mandatée pour assurer la réglementation, le contrôle, la surveillance des activités dans le sous-secteur de l'électricité et l'établissement des tarifs d'électricité. En l'absence d'un régulateur, la Direction de l'Energie et des Mines est elle-même chargée de ces fonctions et notamment de soutenir les besoins énergétiques des consommateurs dans un contexte de développement durable, en tenant compte des enjeux économiques, sociaux et environnementaux, assurer le développement rationalisé et économiquement viable des services d'électricité pour les industries, en établissant des tarifs d'électricité, etc. Toutefois, le gouvernement souhaite aborder cette question dans le projet de Code de l'Energie en créant une Autorité de Réglementation des Services Publics qui englobera à la fois les sous-secteurs de l'électricité et de l'eau.

• **Agence Nationale d'Investissement/Guichet Unique**

Le gouvernement a créé le 31 août 2007, en vertu de la loi n° 07-010, l'Agence Nationale Pour l'Investissement (ANPI) qui reflète sa volonté de soutenir et de promouvoir les investissements dans le pays par la rationalisation des procédures et réduire les délais de traitement des demandes d'établissement d'entreprises. L'ANPI est sous la responsabilité du Ministère de l'Economie et ses principaux objectifs sont de faciliter :

- a) La création de nouvelles entreprises ;
- b) Création d'emplois ;
- c) Création d'entreprises dans le pays ;
- d) Innovation et développement des entreprises existantes ; et
- e) Promotion et encouragement à la libre entreprise

L'ANPI sera un instrument utile pour promouvoir l'investissement non seulement pour le développement géothermique aux Comores, mais aussi pour tous les services auxiliaires qui seront nécessaires pour soutenir cette initiative et le développement d'autres sources d'énergie renouvelables.

1.2 Stratégies et Plans Nationaux

Politique Energétique Nationale

Le gouvernement doit encore formuler une Politique Energétique Nationale qui inclurait à la fois les sources d'énergie classiques et renouvelables. Cependant, conscient du fait qu'il débourse 20 millions de dollars par an en carburant importé pour la production d'électricité, le gouvernement veut privilégier le développement de sources

d'énergie renouvelables à la fois pour répondre à la charge de base et aux pics matin/soir. C'est dans ce contexte qu'il veut développer les ressources géothermiques du Karthala pour la production d'électricité de base afin de remplacer le carburant diesel importé, sans négliger l'utilisation d'autres sources d'énergie renouvelable, si possible. Ce faisant, il est motivé par son désir d'améliorer la qualité de vie de la population par l'augmentation du niveau d'accès à l'électricité et d'assurer l'indépendance énergétique dans la sécurité de l'approvisionnement énergétique par un développement de ressources énergétiques à travers un partenariat public-privé et avec une approche participative.

Stratégie Énergétique Nationale

En l'absence d'une Politique Énergétique Nationale, le gouvernement a sollicité l'aide de l'Union Européenne pour préparer une Stratégie Énergétique Nationale pour les 20 prochaines années. Ce document intitulé « Elaboration d'une stratégie sectorielle nationale de l'Énergie aux Comores- Stratégie sectorielle à 20 ans » a été publié en janvier 2013 et couvre la période 2013-2032. Il s'agit d'un document complet qui traite des différents sous-secteurs de l'énergie, à savoir, l'énergie traditionnelle (bois et charbon de bois, en ce qui concerne la gestion forestière), les combustibles fossiles, la production et l'approvisionnement d'électricité et la gestion de l'énergie. Il décrit également les principaux paramètres devant constituer une stratégie énergétique nationale et définit ses objectifs spécifiques au niveau principal et opérationnel.

L'objectif principal de la Stratégie Énergétique Nationale est de « contribuer au développement durable du pays en fournissant des services énergétiques abordables à une plus large partie de la population, au moindre coût et favorisant les activités socio-économiques ». Sur le plan opérationnel, les objectifs spécifiques sont, entre autres, de (i) réduire la dépendance du pays vis-à-vis des combustibles fossiles importés pour la production d'électricité et le transport et (ii) assurer l'accès aux services énergétiques. La Stratégie Énergétique Nationale appelle également à améliorer le cadre institutionnel, juridique et réglementaire du secteur de l'énergie, en tenant significativement compte des impacts environnementaux associés au développement et à l'utilisation de l'énergie.

Code de l'Électricité

La loi n° 94-036 du 21 décembre 1994 a établi un code de l'électricité qui régit à ce jour la production, la transmission et la distribution d'électricité aux Comores. Il confie au ministère de l'énergie la responsabilité, entre autres, de définir la politique énergétique, de dresser un inventaire de toutes les ressources énergétiques du pays, de prévoir les besoins énergétiques pour faire face à la demande, préparer les plans de développement, etc. Il délègue également la responsabilité de fournir des services d'électricité (et d'eau) à la population, à la compagnie d'électricité et d'eau des Comores (EEDC-Entreprise Électricité et Eau des Comores). En juin 1997, l'EEDC a été rebaptisée « Société Comorienne de l'Eau et de l'Électricité des Comores » avant de changer de nom en juin 2003 pour devenir la MAMWE. En outre, le Code de l'électricité indique que « Dans l'intérêt public, EEDC (le prédécesseur de MAMWE) peut conclure des accords avec des auto-producteurs pour la fourniture d'électricité excédentaire au réseau ». Par conséquent, le Code de l'électricité permet déjà aux promoteurs du secteur privé de produire et de vendre de l'électricité au réseau MAMWE, mais le secteur privé n'a pas réussi à générer de l'électricité ni à la distribuer.

Agence d'Électrification Rurale/Régulateur de l'Énergie

Le pays étant de petite superficie (un peu plus de 2 000 km² de superficie pour les trois îles), le gouvernement, à juste titre, ne juge pas approprié d'avoir une agence/unité spécialisée pour l'électrification rurale, car le pays est à 100 % presque électrifié. Cependant, même si la majorité de la population a accès aux services d'électricité, en réalité, seulement 50% des consommateurs des trois îles peuvent se permettre de se connecter au réseau électrique et de payer les services ; les autres sont exclus des services d'électricité pour des raisons économiques. De plus, comme il n'y a pas de participation du secteur privé dans le secteur de l'électricité, toutes les activités de production, de transport, de distribution et de vente d'électricité sont réglementées par le gouvernement lui-même. Toutefois, comme indiqué précédemment, le gouvernement a prévu la création d'une autorité indépendante de

régulation des services publics, compte tenu de son intérêt à ouvrir le secteur de l'électricité à l'investissement privé.

Code de l'Energie

Le gouvernement est actuellement en train d'élaborer un Code de l'Energie qui restructurera le secteur, en tenant compte des défis actuels auxquels le pays est confronté. Une fois qu'une première ébauche est formulée, elle sera soumise à un examen externe avant d'être soumise au Parlement, pendant la session qui débutera en avril 2018 au plus tôt ou en octobre 2018 au plus tard. Le nouveau Code de l'Energie devrait absorber le code de 1994 sur l'électricité mentionné précédemment, mais il créera également une Autorité de Réglementation des Services Publics pour le secteur et sera accompagné de règlements qui définiront les contrats modèles de PPA, la détermination des tarifs, les tarifs d'achat, des mesures pour promouvoir le développement des énergies renouvelables et la mise en place d'une entité pour le développement des ressources géothermiques utilisant une modalité du secteur public-privé.

Stratégie de Croissance Accélérée et de Développement Durable (SCA2D)

En janvier 2014, le gouvernement a lancé la formulation de la Stratégie de Croissance Accélérée et de Développement Durable (SCA2D) conçue pour être un cadre global qui engloberait toutes les initiatives liées au développement et à la réduction de la pauvreté. Le processus SCA2D s'est basé sur les leçons tirées de la mise en œuvre de la Stratégie de Croissance et de Réduction de la Pauvreté (DSCR) 2010-2014. Le DSCR a obtenu des résultats substantiels dans le renforcement de la démocratie, de la paix et de la cohésion nationale visant à promouvoir la stabilité et à reprendre la coopération internationale dans le cadre de l'Initiative en faveur des pays pauvres très endettés (PPT). Cependant, le gouvernement a estimé que le DSCR avait fixé des objectifs trop ambitieux par rapport aux ressources disponibles et qu'une réorientation était nécessaire pour assurer la pleine participation de toutes les parties prenantes, y compris le gouvernement, la population locale, la société civile, le secteur privé et les partenaires de développement. Par conséquent, la nécessité de SCA2D couvrant la période 2015-2019 permettra au pays de sortir de son statut fragile qui était le résultat de la situation dans le pays dans un passé récent.

Les objectifs de SCA2D 2015-2019 sont les suivants :

- Renforcer les bases d'une croissance économique forte, viable, durable, équitable et inclusive ;
- Améliorer la qualité de vie de la population et garantir l'équité en ce qui concerne l'accès aux services sociaux de base ;
- Promouvoir le patrimoine national et culturel, et l'utilisation optimale des ressources naturelles ; et
- Promouvoir la bonne gouvernance et la résilience face à la fragilité politique.

En ce qui concerne le secteur de l'énergie, la SCA2D a souligné l'engagement du gouvernement pour développer à court terme une centrale électrique de 18 MW pour répondre aux besoins du pays en matière de services d'électricité stables et accessibles (dans l'attente d'une solution plus permanente qui intégrerait les énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays) et rénover les centrales diesel exploitées par la MAMWE sur la Grande Comore et l'EDA sur Anjouan. À moyen terme, la SCA2D promouvra une stratégie énergétique « transitoire » visant à réduire les coûts, la dépendance vis-à-vis du carburant importé et la promotion des ressources énergétiques disponibles localement.

Première Communication Nationale (Initiale) à la CCNUCC: La Première Communication Nationale (Initiale - CNI) à la CCNUCC préparée en décembre 2002 par la Direction Générale de l'Environnement du Ministère du Développement, des Infrastructures, des Postes et Télécommunications et des Transports Internationaux de l'époque a montré qu'en 1994, le pays avait des émissions de 1 315 888 tonnes de CO₂-Eq (correspondant à 2,63 tonnes de CO₂-Eq par habitant), mais l'absorption nationale de GES par les puits, la même année s'élevait à 1 670 566 tonnes d'équivalent CO₂, fournissant ainsi un solde net négatif de 354 678 tonnes CO₂-Eq. Les émissions provenant des diverses sources étaient les suivantes : Changement d'affectation des terres et foresterie -59%, Agriculture-35%, Énergie-5% et Déchets-1%. Le CNI a indiqué que « l'analyse des sources et des puits d'émissions de dioxyde de carbone suggère que les mesures d'atténuation dans le secteur de l'énergie contribueraient à réduire les émissions de GES des Comores. Les alternatives à l'utilisation des ressources fossiles sont l'hydroélectricité,

l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie géothermique ». Il indiquait en plus que « Sur la Grande Comore, des études avancées doivent être menées avant que tout développement de l'énergie géothermique puisse être envisagé. Dans le cas où les études sont positives sur le potentiel géothermique de l'île, l'exploitation pourrait être envisagée pour commencer en 2020. Un gisement géothermique fournirait suffisamment d'énergie pour alimenter la moitié de la demande de la Grande Comore en 2020 »

Deuxième Communication Nationale à la CCNUCC: La Deuxième Communication Nationale (DCN) préparée par la Direction Générale de l'Environnement et des Forêts de la Vice-Présidence en charge de la Production, de l'Environnement, de l'Energie, de l'industrie et de l'Artisanat fut soumise en décembre 2012. Elle a démontré que les émissions de GES en 2010 (année de référence) étaient de 995 354 tonnes de CO₂-Eq, tandis que la capacité d'absorption était de 3 764 652 tonnes de CO₂-Eq, soit un solde net négatif de 2769 398 tonnes de CO₂-Eq correspondant à 5,05 tonnes de CO₂-Eq par habitant. Cela contraste nettement avec l'inventaire réalisé en décembre 2002, rapporté dans la Communication Nationale Initiale, d'une absorption par habitant de 0,71 tonne d'équivalent-CO₂ et qui est attribué à l'amélioration de la collecte et de l'analyse des données.

Selon la DCN, le secteur de l'énergie est le troisième secteur émetteur après la foresterie et l'agriculture, passant de 5% en 1994 à 9% du total des émissions de GES en 2010 (figure 8). Les projections montrent que, sous le scénario de « statu quo » (business as usual), le secteur de l'énergie deviendra le plus important secteur émetteur d'ici 2030, représentant 48% des émissions totales de GES d'ici là. Les mêmes projections indiquent également que les émissions de GES finiront par tomber dans les secteurs de la foresterie et de l'agriculture, tout en augmentant considérablement dans le secteur de l'énergie. LaDCN conclut en observant que « les émissions dans le secteur de l'énergie augmentent contrairement aux autres secteurs. Cela peut s'expliquer par une augmentation significative de la population dans les zones urbaines et une légère augmentation des besoins énergétiques dans le secteur industriel. Ces tendances devraient alerter nos décideurs politiques qu'ils doivent continuer à développer des mesures d'atténuation pour le secteur de l'énergie ». L'adoption des énergies renouvelables est l'une des mesures d'atténuation identifiées dans laDCN et l'énergie géothermique offre une solution réaliste à court terme.

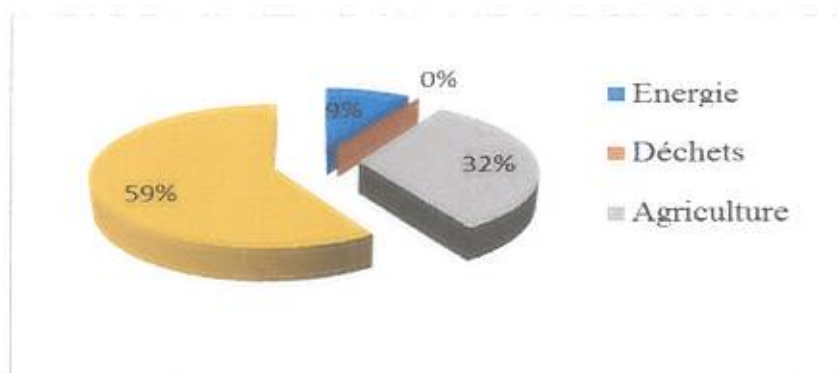


Fig. 8: Emissions de CO₂ par secteur d'activité en 2010 (Source: Rapport CPDN 2015 des Comores)

La figure 8 ci-dessus montre que les émissions attribuées au secteur de l'énergie sont passées de 5% en 1994 à 9% en 2010. Tout comme la CNI, la DCN a préconisé l'exploration du potentiel d'utilisation de l'énergie géothermique et la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique au niveau de la consommation d'électricité. Malgré la nécessité pour le pays de développer son économie, il prévoit de réduire ses émissions de CO₂ par habitant et d'augmenter sa capacité d'absorption.

Contribution Prévue Déterminée au niveau National (CPDN): Les projections faites en 2015 lors de la préparation du CPDN pour soumission à la CCNUCC pointent vers l'objectif du gouvernement de réduire les émissions de GES de 47% d'ici 2020, 69% d'ici 2025 et 84% d'ici 2030 comparé à l'année de référence 2010. L'une des options pour atteindre cet objectif et être explorée par le gouvernement est de développer l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base. À cet égard, le CPDN déclare que « l'Énergie géothermique est explorée depuis plusieurs années maintenant et le gouvernement est convaincu de son potentiel en tant que source d'énergie renouvelable pour la production d'électricité à l'avenir. Compte tenu des délais nécessaires pour

achever les études et commencer la production d'électricité, cette option a été considérée comme se matérialisant vers 2030, avec une capacité de production prévue de 14 MW ».

Enfin, les Comores sont membres de la « Alliance Mondiale pour la Géothermie (Global Geothermal Alliance (GGA)) » lancée par l'IRENA à la COP21 à Paris en décembre 2015. La GGA compte plus de 40 pays membres, développés ou en développement, et « aspire à atteindre 500% d'augmentation de la capacité installée mondiale pour la production d'énergie géothermique et une augmentation de 200% du chauffage géothermique d'ici 2030 ».

1.3 Situation de base et problème à résoudre

- **La situation actuelle concernant l'énergie géothermique aux Comores**

Le gouvernement est conscient du fait qu'il devient de plus en plus difficile de dépenser chaque année 20 millions de dollars en devises durement acquises pour l'achat de carburant diesel afin de répondre aux besoins en électricité du pays et, aussi, lorsque les ressources budgétaires sont peu disponibles. De plus, cette facture annuelle massive pour le carburant importé devrait augmenter au fil des ans en raison de la hausse des prix du carburant. Par conséquent, les décideurs sont très conscients de la nécessité de développer l'énergie géothermique du Karthala pour la production d'électricité qui serait en mesure de répondre à la charge de base du pays pour les 30 prochaines années. Parmi les priorités du gouvernement pour le sous-secteur de l'électricité, l'amélioration des services d'électricité via la réhabilitation et l'augmentation des capacités de production existantes, le renforcement du réseau de transport et de distribution, la réforme du MAMWE/EDA pour une meilleure gouvernance, l'utilisation accrue de l'énergie solaire photovoltaïque pour équilibrer le pic de la demande en électricité et du chauffage solaire de l'eau pour les hôtels, les hôpitaux et d'autres institutions gouvernementales/privées. Le gouvernement de l'Union des Comores discute depuis de nombreuses années de l'exploration et de l'exploitation des ressources géothermiques de l'île et reste engagé à la poursuite du développement réussi de cette ressource.

Comme indiqué précédemment, la production d'électricité et le développement géothermique relèvent tous deux de la Vice-Présidence en charge de l'Energie, ce qui facilite dans une large mesure la coordination des activités. Et compte tenu des résultats prometteurs obtenus à ce jour en ce qui concerne le potentiel géothermique du pays, le gouvernement souhaite aller de l'avant sur la voie du développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base en remplacement du diesel importé (certains générateurs diesel devront être maintenus pour répondre à la demande fluctuante d'électricité (courbe de charge) et seront utilisés de moins en moins uniquement lors d'une nécessité pour compenser tout manque de puissance de base) et considère un partenariat public-privé comme un moyen important d'y parvenir. Cependant, avant que le secteur privé ne puisse décider d'investir ou non dans le développement de l'énergie géothermique, il faut s'assurer que le potentiel géothermique existe. Par conséquent, cela amène le gouvernement à mettre en œuvre certaines activités initiales de « dérisquage » nécessaires pour donner finalement l'assurance au secteur privé que son investissement ne risque pas d'être gaspillé.

- **Obstacles au développement de l'énergie géothermique**

Compte tenu de ce qui précède et en ce qui concerne la production d'électricité, le gouvernement propose d'utiliser la disponibilité de ressources géothermiques sur la Grande Comore pour la production d'électricité de base pour alimenter un réseau électrique ; ceci n'exclut pas l'utilisation de l'énergie solaire en abondance pour compléter la production d'électricité en utilisant le PV chaque fois que le soleil brille et pour le chauffage thermique de l'eau. Ceci est conforme aux 3 objectifs de l'initiative Énergie Durable pour Tous, à savoir, assurer l'accès universel aux services énergétiques modernes, doubler le taux d'amélioration de l'efficacité énergétique et doubler la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial d'ici 2030. Ainsi, la transformation du secteur énergétique en un système économiquement viable et respectueux d'approche globale et multidimensionnelle dans la conception requiert de cadres politiques et institutionnels appropriés, et des incitations à intégrer pleinement l'énergie géothermique (et d'autres technologies d'énergie renouvelable) dans le mix énergétique du pays.

De plus, la Deuxième Communication Nationale préconisait l'exploration du potentiel en utilisant l'énergie géothermique comme l'une des mesures d'atténuation qui changeraient la croissance économique du pays, du mode à forte intensité de CO₂ à un mode à faible teneur de carbone. Cela a été renforcé par la CPDN (Contribution Prévue Déterminée au Niveau National), formulée pour la COP-21 (Paris, 2015) qui a identifié la réduction des émissions de 84% sur le développement et l'utilisation de l'énergie géothermique, indiquant que « Compte tenu des

délais pour compléter les études et commencer la production d'électricité, cette option a été considérée comme se matérialisant vers 2030, avec une capacité de production attendue de 14 MW ».

Comme indiqué précédemment, il n'y a actuellement aucune expérience dans le pays en matière de production d'électricité à partir de ressources géothermiques. Une évaluation des données préliminaires, couplée à l'exploration de surface autour du bassin du Karthala réalisée avec le soutien de partenaires internationaux, indique finalement un potentiel à générer de quelques 40 MW d'électricité de base. Cependant, compte tenu des coûts d'investissement élevés, il est proposé de développer initialement une centrale de 10 MW en première phase et de procéder par incréments de 10 MW supplémentaires tous les 2 ans pour atteindre le potentiel estimé du réservoir de 40 MW. Par conséquent, le présent projet permettra d'utiliser les ressources géothermiques pour la production d'électricité sur la Grande Comore, ce qui contribuera à réduire les émissions de GES et à améliorer les moyens de subsistance de la population grâce à un approvisionnement fiable et stable en électricité de base, ce qui réduirait les interruptions fréquentes des services actuels. Une approche novatrice sera appliquée en permettant au secteur privé de piloter l'initiative de développement de la géothermie pour la production d'électricité, et à la vendre au réseau MAMWE ; le rôle crucial du gouvernement sera de créer un environnement propice pour que cette modalité pilotée par le secteur privé progresse avec succès.

Conformément à ce qui précède, l'intervention du FEM est nécessaire pour enlever les obstacles politiques, réglementaires et commerciaux qui entravent la réalisation des plans du gouvernement visant à exploiter le potentiel géothermique du pays. En plus de l'énergie géothermique, il existe dans le pays la possibilité d'utiliser d'autres sources d'énergie renouvelable comme la biomasse (très improbable en raison de la superficie limitée du pays et du souci de préserver la forêt et d'éviter l'érosion/dégradation du sol), l'énergie solaire, éolienne et l'énergie des vagues/thermique des mers, au fur et à mesure que de telles technologies sont techniquement appropriées et commercialement viables, pour la production d'électricité sur réseau ou hors réseau. Dans de telles circonstances, le gouvernement peut, à lui seul, adapter la politique et les autres règlements élaborés pour l'énergie géothermique aux autres sources d'énergie renouvelables. En fait, cela ne devrait pas être trop compliqué car le Bureau Géologique des Comores (qui s'occupe spécifiquement de l'énergie géothermique) et la Direction des Energies Renouvelables (qui s'occupe des ressources énergétiques renouvelables autres que l'énergie géothermique) sont en charge de la Vice-Présidence responsable de l'Energie (voir la figure 7 mentionnée plus haut).

Un résumé des obstacles au développement de l'énergie géothermique (et d'autres sources d'énergie renouvelables uniquement en ce qui concerne les politiques et les réglementations), ainsi que la stratégie pour les résoudre sont présentés dans le Tableau 5 ci-dessous.

Tableau 5 : Résumé des obstacles et des stratégies d'atténuation

Obstacle	Situation actuelle	Stratégie pour aborder l'Obstacle
Politique/Réglementaire	L'absence d'une politique et d'un cadre juridique/réglementaire favorables est dissuasive au développement géothermique pour la production d'électricité sur le réseau.	Une série de règlements sera élaborée pour faciliter les investissements du secteur privé dans l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base.
Financier	L'absence d'instruments de « dérisquage » financier ne facilite pas le développement de la production d'électricité de base à partir de ressources géothermiques.	Les instruments clefs de « dérisquage » financier seront développés pour promouvoir le développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base.

Technique	Information insuffisante sur le potentiel des ressources géothermiques pour la production d'électricité afin de susciter l'intérêt des promoteurs. Capacité insuffisante en ressources humaines pour le développement géothermique.	Les institutions locales et les développeurs de projets recevront des informations actualisées et précises sur les réservoirs géothermiques pour la production d'électricité. La capacité en ressources humaines sera renforcée au niveau local pour soutenir le développement géothermique.
Gestion des connaissances et promotion des investissements.	Absence d'activités promotionnelles/de sensibilisation pour susciter l'intérêt des investisseurs pour le développement géothermique.	Des activités de sensibilisation et de promotion seront mises en œuvre et l'expérience du projet/les leçons tirées seront documentées.

III. STRATEGIE

Justification du projet et conformité de la politique

L'objectif du projet est de réduire les émissions de GES, en créant un environnement juridique, réglementaire et commercial propice et en renforçant les capacités institutionnelles, administratives et techniques afin de promouvoir le développement de ressources géothermiques, pour la production d'électricité de base en remplacement des générateurs diesel actuellement utilisés. À l'avenir, cet environnement propice à créer pourrait être adapté pour couvrir d'autres ressources énergétiques renouvelables potentielles, y compris l'énergie solaire, éolienne, biomasse, des vagues, etc. qui peuvent être développées pour accompagner toute demande d'électricité quotidienne ou aux heures de pointe.

Un pays insulaire comme les Comores est plus vulnérable aux effets dévastateurs du changement climatique. L'élévation du niveau de la mer, les températures plus élevées et l'augmentation des catastrophes naturelles dues à l'évolution des conditions météorologiques sont une calamité pour ces îles. C'est une menace sérieuse pour les Comores même si ses émissions sont négligeables par rapport aux grands pays, responsables de 0,00045% des émissions mondiales totales de carbone en 2010 (Source : CPDN-2015). Les îles comme les Comores contribuent peu au réchauffement climatique, mais elles font face à la menace la plus immédiate en raison de l'élévation du niveau de la mer qui entraîne des pertes de vies et de biens, une érosion côtière et une pression sur les ressources en eau douce.

Actuellement, la majeure partie de la production d'électricité sur les trois îles, Grande Comore, Anjouan et Mohéli, est principalement assurée par des groupes électrogènes diesel (avec une contribution hydraulique inférieure à 3%) exploités par MAMWE/EDA pour un coût annuel de 20 millions de dollars uniquement pour le carburant importé, à l'exclusion des lubrifiants et des pièces de rechange. En dépit de cette lourde fuite de devises étrangères sur l'État, comme indiqué précédemment, les consommateurs situés dans les capitales des îles et dans leurs environs immédiats reçoivent un approvisionnement en électricité peu fiable pendant la majeure partie de la journée ; en dehors des capitales des îles, l'électricité n'est fournie que quelques heures par semaine, voire pas du tout. Il y a cependant quelques auto-producteurs dans le pays qui produisent de l'électricité pour leur propre consommation, soit par le biais de panneaux solaires photovoltaïques (SHS) ou de petits groupes électrogènes diesel ; il s'agit principalement d'entrepreneurs (boulangeries, hôtels, restaurants, etc.) qui, d'un point de vue commercial, ont besoin de « sortir » des fréquentes coupures qui, autrement, auraient un impact négatif sur leurs opérations commerciales. Ils utilisent également des chauffe-eaux solaires, le cas échéant, pour améliorer la qualité du service qu'ils fournissent.

Le gouvernement s'est engagé à réduire les émissions de gaz à effet de serre associées à l'utilisation intensive du diesel pour la production d'électricité et est conscient des efforts nécessaires pour réduire les dépenses en devises étrangères, tout en fournissant à la population un approvisionnement fiable et stable en électricité. À cette fin, il a préconisé dans sa deuxième communication nationale (DCN-2012) et dans sa CPDN (CPDN-2015) l'exploration du potentiel d'utilisation de l'énergie géothermique comme l'une des mesures d'atténuation susceptibles de modifier la croissance économique du pays à partir du mode de forte intensité de CO₂ en mode émettant peu de carbone. Dans son CPDN, le gouvernement est allé plus loin en distinguant la réduction des émissions de 84%, en fonction du développement et de l'utilisation de l'énergie géothermique et en indiquant que « Compte tenu des délais nécessaires pour achever les études et commencer la production d'électricité, se concrétisant vers 2030, avec une capacité de production attendue de 14 MW ». Avec l'appui du présent projet, on estime que quelques 10 MW de production d'électricité de base devraient être opérationnels d'ici l'an 2023.

Dans un scénario de statu quo, la production d'électricité de base à partir des ressources géothermiques du pays comme substitut à l'utilisation de carburant diesel en s'appuyant uniquement sur les ressources budgétaires du gouvernement et sans la participation du secteur privé, prendra beaucoup de temps ou va complètement échouer de se concrétiser. Ainsi, le projet fournira au gouvernement de l'Union des Comores, avec un appui nécessaire, en collaboration avec le secteur privé, une accélération au développement du réservoir géothermique afin de fournir une production d'électricité stable conçue pour répondre à la charge de base. Ceci est proposé à travers les éléments suivants :

- Rationaliser et simplifier les instruments politiques, réglementaires, législatifs et financiers pour la production d'électricité à partir de l'énergie géothermique afin de remplacer l'utilisation du carburant diesel pour la production d'électricité de base ;
- Développer la capacité des parties prenantes à utiliser les ressources géothermiques du pays pour la production d'électricité ;
- Créer des conditions commerciales attrayantes et compétitives pour les investisseurs, en mettant en œuvre des mesures de « dérisquage » qui donneraient aux promoteurs la confiance nécessaire pour développer la géothermie pour la production d'électricité et leur fournir une assurance pour la stabilité à long terme et un rendement suffisant ; et
- Facilitation du développement et de l'utilisation de l'énergie géothermique pour une capacité de production supplémentaire après une première phase de 10 MW à un total de 40 MW au cours des années suivantes. Ceci sera réalisé grâce à une équipe de techniciens formés dans le pays qui assureraient une construction, un fonctionnement et une maintenance de haute qualité des systèmes et de l'équipement auxiliaire.

Structure institutionnelle

Comme indiqué précédemment, la Vice-Présidence en charge de l'Energie est le moteur de la politique énergétique du gouvernement et l'accomplit à travers ses différentes Directions, notamment le Bureau Géologique des Comores et la Direction des Energies Renouvelables pour les activités liées à la promotion des sources d'énergies renouvelables non géothermiques dans le pays. À ce titre, et dans la mesure où le présent projet concerne spécifiquement l'énergie géothermique, il confiera au Bureau Géologique des Comores la mise en œuvre du projet dans le cadre de la Modalité nationale de mise en œuvre (NIM) du PNUD. Ce faisant, le Bureau Géologique des Comores travaillera en étroite collaboration avec d'autres agences gouvernementales, le secteur privé, les ONG et les organisations des femmes pour s'assurer que la participation de l'ensemble des parties prenantes est assurée et efficace.

Appropriation nationale : éligibilité nationale et rôle moteur du pays

Le potentiel de production d'électricité géothermique de base aux Comores, en remplacement du gazole importé, fait l'objet depuis plusieurs années d'une sérieuse option d'atténuation que le gouvernement souhaite poursuivre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le pays, et le volcan actif du Karthala, au centre de la Grande Comore, offre l'opportunité de transformer cette option en réalité. À cet égard, dans son CPDN préparé en 2015 pour soumission à la CCNUCC, le gouvernement a souligné une réduction des émissions de 84% d'ici 2030 par rapport à l'année de base 2010, et cette réduction dépend fortement du développement et de l'utilisation de l'énergie

géothermique. Le gouvernement a également indiqué que "Compte tenu des délais nécessaires pour achever les études et commencer la production d'électricité, cette option (géothermique) a été considérée comme se concrétisant vers 2030, avec une capacité de production prévue de 14 MW".

En outre, le Code de l'énergie en cours de rédaction préconise l'utilisation de ressources géothermiques pour la production d'électricité sur la Grande Comore afin de réduire les émissions de GES et d'améliorer les moyens de subsistance de la population grâce à un approvisionnement fiable et stable en l'électricité de base qui réduirait les interruptions de service fréquentes. Un approvisionnement en électricité stable contribuera également à la création d'opportunités pour des activités génératrices de revenus qui soutiennent et améliorent la vie des gens vivant à la campagne.

Ainsi, le projet est conforme aux priorités nationales et contribuera à atteindre les objectifs du gouvernement visant à réduire les émissions de GES qui contribuent au réchauffement climatique et à promouvoir le développement énergétique qui répondra aux besoins de la population à moindre coût par rapport à l'option du diesel utilisé à présent.

Principes de conception et considérations stratégiques

Le projet favorisera une approche axée sur le marché pour encourager la participation du secteur privé à la production d'électricité grâce au développement et à l'utilisation de l'énergie géothermique, pour alimenter le réseau existant. Conformément aux exigences du FEM, « l'accent sera mis sur l'élaboration de politiques et de cadres réglementaires qui offrent un soutien supplémentaire, limité à des investissements stratégiquement importants », tels que l'investissement dans la production d'électricité à partir de ressources géothermiques, permettant au pays de progresser vers l'indépendance énergétique et la sécurité énergétique accrue d'une manière respectueuse de l'environnement et du climat.

Comme la loi se présente actuellement, suite à la décision du gouvernement de réformer le secteur de l'électricité et d'établir un Code de l'Electricité en 1994, le secteur privé (IPP) est autorisé à produire de l'électricité dans le pays pour la vente au réseau principal. Cependant, les titres d'application et les procédures d'accompagnement pour la participation du secteur privé dans le sous-secteur de l'électricité, y compris les modèles PPA, les tarifs de rachat, etc. n'ont pas encore été formulées. Par conséquent, aucun IPP n'a jusqu'à présent participé à l'adoption du marché de l'électricité impulsé par le secteur privé. Cependant, le Code de l'Energie proposé, qui est actuellement en préparation, devrait remédier à cette situation en intégrant le Code de l'Electricité et en définissant les lignes directrices et les procédures qui suivront en fonction de l'engagement du gouvernement à impliquer la participation du secteur privé dans le sous-secteur de la production d'électricité. Le Code de l'Energie créera également une Autorité de Régulation des Services Publics, inclura un modèle de PPA, définira les tarifs de rachat, formulera des incitations pour promouvoir le développement de la géothermie et d'autres sources d'énergie renouvelables, etc. En conséquence, le projet aidera le gouvernement à finaliser le Code de l'Energie, en particulier, en ce qui concerne les questions politiques, réglementaires et institutionnelles liées au développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité.

Systèmes géothermiques et émissions de GES

Les systèmes géothermiques sont une source naturelle d'émissions de gaz à effet de serre et on peut se demander s'il est logique de remplacer le carburant diesel par une source émettrice de GES avec de l'énergie géothermique. Pour remédier à cette question, de nombreuses études ont été entreprises pour déterminer la quantité de GES qui est émise lorsque des ressources géothermiques sont développées et que les résultats de certaines institutions réputées dans le monde entier et actives dans le domaine géothermique sont présentés ci-dessous.

L'Association Américaine de l'Energie Géothermique (GEA) dans sa publication de 2012 intitulée « Énergie Géothermique et Emissions de gaz à effet de Serre » stipule que « Bien que les émissions des centrales géothermiques proviennent principalement des gaz existants de ressources géothermiques et non du processus de production d'électricité proprement dit, les recherches montrent que les caractéristiques de la ressource, ainsi que la puissance de la centrale ouverte ou fermée (binaire), influencent sur la vitesse de libération de ces gaz.

L'utilisation industrielle d'un champ géothermique a pour résultat que les émissions naturelles ne se concentrent plus autour du gisement, mais se dirigent plutôt vers la centrale. Par conséquent, la technologie de la centrale géothermique peut également influencer le taux de rejet des gaz ».

Le rapport poursuit en comparant les émissions géothermiques au charbon et au gaz et déclare que « Pour replacer les émissions géothermiques dans leur contexte, des données comparables sur les émissions de CO₂ ont été obtenues auprès de l'Agence de Protection de l'Environnement (EPA) (US) pour les centrales au charbon et au gaz naturel. Selon l'EPA, le taux moyen d'émissions de dioxyde de carbone pour les centrales au charbon (le charbon a un facteur d'émission légèrement supérieur au diesel) et les centrales électriques à gaz naturel sont de 2 249 lbs. CO₂/MWh et 1,135 lbs. CO₂/MWh, respectivement. Le taux moyen d'émissions pour une centrale électrique à charbon et même une centrale électrique à gaz naturel est nettement plus élevée que celui d'une centrale géothermique (à 180 lb CO₂/MWh) ». En ce qui concerne les centrales électriques au diesel, le taux d'émission moyen est de 1 750 lb CO₂ / MWh, indiquant ainsi qu'une centrale géothermique n'émettra que 10% de CO₂ par MWh qu'une centrale diesel de la même capacité.

En conclusion, le rapport indique que "la plupart des données publiées sur les émissions des centrales géothermiques montrent que ces plantes émettent peu de dioxyde de carbone, de minuscules quantités de méthane et peu ou pas d'oxyde d'azote. En raison de ces faibles émissions, les centrales géothermiques respectent également les normes d'air propre les plus strictes. Par exemple, le Lake County, en Californie, situé en aval du vent dans le complexe géothermique du Geysers, le plus grand gisement géothermique au monde, a satisfait à toutes les normes fédérales et étatiques de qualité de l'air ambiant depuis les années 1980 ».

Il existe plusieurs autres études qui confirment les résultats du GEA. Par exemple, la Conférence Internationale sur la Géothermie (IGA) tenue à Reykjavik en Islande en septembre 2003 déclare que « L'énergie géothermique est considérée comme une source d'énergie bénigne en ce qui concerne l'impact environnemental. L'un de ses impacts est la libération des gaz à effet de serre, du CO₂, dans l'atmosphère. Dans un récent sondage mené par l'IGA, il a été démontré qu'en comparaison de la combustion des combustibles fossiles, il existe un avantage considérable pour l'utilisation de l'énergie géothermique... Le CO₂ émis par les centrales géothermiques fait déjà partie du cycle du CO₂, aucun nouveau CO₂ n'est produit comme c'est le cas dans les centrales de combustibles fossiles ». Un autre exemple de résultats similaires figure dans un article de la Banque Mondiale intitulé « Émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie géothermique » par Thráinn Fridriksson et. Al., qui a été présenté au 42^e atelier sur l'ingénierie des réservoirs géothermiques (Stanford University, Stanford, Californie, du 13 au 15 février 2017) indique que « les émissions de GES provenant de la production d'énergie géothermique, principalement sous la forme de CO₂, sont généralement faibles par rapport aux méthodes traditionnelles de production d'énergie thermique à charge de base ».

À la lumière de ce qui précède, tous les calculs de CO₂ qui suivent ont été réduits de 10% pour tenir compte des émissions qui pourraient être rejetées dans l'atmosphère au cours du fonctionnement normal de la centrale géothermique.

Énergie géothermique aux Comores : supplément à ou remplacement pour la production au diesel ?

Ensuite, il y a la question fondamentale de savoir si la production d'électricité géothermique sur la Grande Comore viendra compléter la production au diesel pour répondre aux besoins accrus de charge au fil des ans ou remplacera-t-elle complètement le diesel dans le mix de production d'électricité ; cette question est discutée ci-dessous.

La capacité actuelle de diesel installée sur Grande Comore est de 18,8 MW (Tableau 1 ci-dessus), se compose principalement de plusieurs anciens générateurs diesel qui souffrent de pannes fréquentes, de sorte que MAMWE ne peut compter que sur 11 MW de capacité ferme. La demande maximale de la Grande Comore fluctue quotidiennement d'environ 15 MW et, comme la capacité ferme est incapable de répondre à la demande maximale, MAMWE n'a d'autre option que de recourir à nouveau au délestage, sur une base quotidienne. Par conséquent, afin de remédier à cette situation, MAMWE a prévu de construire une centrale à fioul lourd de 18 MW qui devrait entrer en ligne au début de 2018. Lorsque cela se produira, MAMWE va retirer certains de ses anciens moteurs diesel. La croissance de la demande d'électricité est estimée à une moyenne de 5% par an et MAMWE prévoit que

la demande maximale atteindra 22 MW d'ici 2025. Cette demande devrait être largement satisfaite par la nouvelle centrale électrique de 18 MW, avec la contribution des autres générateurs diesel qui sont encore en bon état de fonctionnement, dont certains devraient également être remplacés ultérieurement, après avoir atteint leur durée de vie utile.

Si MAMWE devait suivre la voie géothermique pour la production d'électricité, comme proposé dans le cadre de ce projet, 10 MW de capacité de production entreraient en ligne en 2024 et 10 MW supplémentaires tous les deux ans dans les années 2026, 2028 et 2030, respectivement, fournissant un total de 40 MW de capacité géothermique installée qui fournira la charge de base. Cela implique que la capacité géothermique de 20 MW disponible en 2026 sera presque suffisante pour couvrir la demande maximale de Grande Comore, ce qui nécessite théoriquement la retraite de tout générateur de diesel dans cette île. Cependant, il serait judicieux de conserver une génération diesel pour répondre aux demandes de charge de pointe requises, appelées les pics du matin et du soir et pour les sauvegardes en cas d'urgence. D'ici 2028, lorsque la capacité de production géothermique atteindrait 30 MW, l'énergie géothermique aurait complètement remplacé la production au diesel sur la Grande Comore, avec une capacité supplémentaire pour répondre à la croissance future. Cette situation demeurera probablement inchangée, au moins, au cours des 20 prochaines années, en tenant compte de la capacité supplémentaire de 10 MW pouvant être mise en ligne en 2030.

Compte tenu de ce qui précède, il est clair que l'énergie géothermique va d'abord compléter la production de diesel en la remplaçant partiellement. Cependant, d'ici 2026, la géothermie aurait presque remplacé la production diesel, avec un remplacement complet du diesel en 2028. Cette situation demeurera inchangée pour les 20 prochaines années.

IV Résultats et Partenariats

Objectif, résultats et produits/activités du projet

L'objectif du projet est de contribuer à la réduction de la croissance des émissions de GES en favorisant le développement et l'utilisation de l'énergie géothermique pour la production d'électricité sur réseau. Cet objectif devrait être atteint en mettant en place un environnement propice au développement du potentiel géothermique du pays grâce à la participation du secteur privé, en travaillant en étroite collaboration avec les organisations communautaires villageoises entourant la région de Karthala. Ce programme profitera non seulement aux ménages et aux petites entreprises commerciales, car ils bénéficieront de services d'électricité stables tout au long de la journée sans interruption fréquente, mais relieront également le secteur privé, les institutions de formation financière et technique et les organisations locales pour travailler ensemble à la réalisation des objectifs du pays vis-à-vis des objectifs de développement durable.

Le projet comprend 4 Composantes, comme indiqué ci-dessous. Il est reconnu qu'une formation en cours d'emploi sera fournie par les consultants recrutés, tant locaux qu'internationaux, dans le cours normal de leur soutien aux activités pertinentes du projet et une stratégie de communication formulée pour informer les parties prenantes sur la mise en œuvre du projet. En outre, un soutien ciblé sera fourni lors de la mise en œuvre de la Composante 2 pour le développement des capacités du personnel technique et des ateliers locaux d'ingénierie spécialisés pour la fabrication des équipements auxiliaires et des entreprises d'ingénierie nécessaires à la conception, la construction, l'installation, l'entretien et la réparation. Cela est nécessaire pour le bon fonctionnement de la centrale géothermique.

En outre, le projet visera à parvenir à l'égalité entre les sexes grâce à l'autonomisation des femmes (exemple, en travaillant avec des associations féminines telles que ADRIKNI, NARILE NDRO, FEMME ET DEVELOPPEMENT DURABLE dans toutes les activités du projet et plus particulièrement celles liées au renforcement des capacités dans les différentes composantes. En plus, le projet sollicitera la participation des ONG travaillant dans le domaine de l'énergie durable au niveau de la communauté et des institutions de renforcement de capacités comme l'Université des Comores, l'école secondaire technique d'Ouani -Anjouan, etc.

Par ailleurs, le projet permettra au secteur privé d'investir dans le projet géothermique des Comores en prenant en charge certains risques d'investissement grâce à l'introduction de quelques instruments de « dérisquage » financier. Comme indiqué dans la publication du PNUD 2013 "Dérisking Renewable Energy Investment...", " le principal défi du financement de la transition vers un système énergétique sobre en carbone est de traiter les risques existants des investisseurs qui affectent les coûts de financement et la compétitivité des énergies renouvelables dans les pays en développement ».

La publication du PNUD précise plus loin, que :

- Les instruments de « dérisquage » des politiques cherchent à éliminer les obstacles sous-jacents qui sont les causes profondes des risques. Ces instruments comprennent, par exemple, le soutien à la conception de politiques en matière d'énergies renouvelables, le renforcement des capacités institutionnelles, l'évaluation des ressources, la connexion et la gestion du réseau et le développement des compétences pour les opérations et la maintenance locales (O&M).
- Les instruments de « dérisquage » financier ne cherchent pas à s'attaquer directement aux barrières sous-jacentes, mais plutôt à transférer les risques auxquels les investisseurs sont confrontés aux acteurs publics, tels que les banques de développement. Ces instruments peuvent inclure, par exemple, des garanties de prêts, l'assurance contre les risques politiques (PRI) et des co-investissements utilisant des fonds publics.

Conformément à ce qui précède, le projet jouera un rôle actif dans la réduction de l'exposition aux risques d'un promoteur de projet, ce qui augmentera considérablement l'intérêt des promoteurs pour l'énergie géothermique aux Comores. Cela est d'autant plus vrai qu'il s'agira du premier projet géothermique du pays alors qu'une telle contrainte n'existe plus dans d'autres pays en développement qui ont développé avec succès l'énergie géothermique pour la production d'électricité depuis plusieurs années, par ex. Costa Rica, El Salvador, Honduras, Indonésie, Kenya, Nicaragua, Philippines, etc.

Le développement de l'énergie géothermique peut être subdivisé en trois phases distinctes, commençant par l'évaluation des données préliminaires et l'exploration de surface (Phase 1), le développement des infrastructures et le forage exploratoire-productif (Phase 2) et aboutissant à la construction et l'exploitation d'une centrale électrique (Phase 3). Toutes les 3 phases et les principales activités qui doivent être entreprises sous chacune d'entre elles en ce qui concerne le cas du réservoir de Karthala, ainsi qu'une estimation des coûts associés, sont présentées dans le Tableau 6 ci-dessous :

Tableau 6 : Phases du développement géothermique au Karthala et estimation des coûts.

Phase N°.	Activité	Durée (Mois)	Coût estimé (\$)	Situation actuelle/Fonds requis (\$)
1 : Etudes de Surface	Exploration de surface : Cartes géologique, Echantillonnage géochimique et des études géophysiques.	14 (oct. 2014 - déc. 2015)	1 300 000	Complété
Phase de forage et exploration	Evaluation d'impacts sociaux et environnementaux (ESIA).	8 – A être complété avant tout commencement des travaux	300 000	Fonds Requis : 45 300 000
	Étude de faisabilité des ressources	3 – A être complété après les forages d'exploration	600 000	Fonds sécurisés (selon les lettres de cofinancement) : 48 360 000
	Infrastructure pour l'exploration : 8 km de route d'accès + 3,000 m ³ de réservoir d'eau.	6	14 900 000	
	Forage exploratoire-production, y compris les puits d'injection – 3 puits.	6	26 100 000	
	Conception d'ingénierie en amont (FEED). Prépa. Contrat, Gestion de projet et	Sur la durée de la Phase 2.	3 400 000	

	Supervision du site.	Durée totale de la phase 2 : 24 mois		
Phase de développement et de construction de centrale.	Développement et permis de terrain, PPA, ESIA (mise à jour pour le développement) (Pré-FID (Financial Investment Decision) (Décision d'Investissement financier)).	12	1 100 000	Fonds Requis : 47 700 000 (sous réserve que le 3 puits sous la Phase 3 ne seront pas requis). Ces fonds proviendront d'investisseurs du secteur privé qui attendraient les résultats des activités de la Phase 2 pour confirmer leur participation. (Financement à effet de levier)
	Étude de faisabilité bancaire et Plan d'affaires (Pré-FID).	12	500 000	
	Infrastructure pour le développement	6	3 800 000	
	Forage de production, y compris Puits d'injection -3 puits, si nécessaire. *	6	25 600 000	
	Développement du champ de vapeur	9	5 500 000	
	Centrale de (10 MW)	24	29 600 000	
	Interconnexion au réseau MAMWE.	12	2 800 000	
FEED, Prépa Contrat, Gestion de projet. et Supervision.	Sur la durée de la Phase 3. Durée totale de la Phase 3 : 36 mois	4 400 000		
Durée totale/Coût**		60		Investissement total : 93 000 000

** La durée totale pour compléter les phases de forage et de construction (Phases 2 et 3) est de 60 mois ; toutefois, plusieurs activités peuvent être exécutées simultanément sans avoir besoin d'attendre l'achèvement d'une activité avant que l'activité suivante puisse commencer.

Composante 1 : Instruments politiques, réglementaires, législatifs et financiers de « dérisquage » pour le développement de l'énergie géothermique.

Cette composante favorisera la participation du secteur privé à la fourniture d'électricité connectée au réseau par le développement de l'énergie géothermique sur la Grande Comore. À l'heure actuelle, l'essentiel de la production d'électricité aux Comores est la génération diesel, mais il existe un potentiel pour exploiter le réservoir géothermique présent au Karthala sur la Grande Comore pour fournir une électricité de base, en remplacement du diesel importé. La capacité totale installée en Grande Comore est de 18,8 MW de diesel (Tableau 1 ci-dessus, mai 2017) et cela est largement insuffisant pour répondre à la charge électrique de l'île, ce qui entraîne un délestage quotidien. Cependant, il existe un potentiel pour développer une capacité géothermique initiale de 10 MW en Grande Comore, suivie de l'addition progressive de 10 MW tous les 2 ans jusqu'à l'atteinte de la capacité totale du réservoir géothermique de 40 MW.

Des mesures de « politique de dérisquage » doivent être mises en place pour permettre une politique, un cadre juridique / institutionnel favorable pour le développement de la géothermie. Bien que de telles mesures fournissent les conditions nécessaires au développement de la géothermie, elles ne sont en aucun cas une condition suffisante pour attirer le secteur privé. Par conséquent, il est nécessaire de prendre des mesures de « dérisquage financier » dans l'équation. Ces deux mesures devraient alors fournir au secteur privé l'incitation nécessaire à s'aventurer dans l'activité de développement de ressources géothermiques en Grande Comore pour produire de l'électricité pour alimenter le réseau ; un tel modèle combinerait le modèle actuel de MAMWE basé sur le secteur public pour la production, le transport, la distribution et la vente d'électricité avec le modèle axé sur les bénéfices du secteur privé pour produire de l'électricité à vendre au réseau MAMWE et, par conséquent, générer un partenariat durable et gagnant-gagnant qui serait bénéfique à la fois au gouvernement/communauté et le secteur privé.

Résultat 1 : Politique énergétique rationalisée et complète axée sur le marché, cadre légal / réglementaire et instruments financiers pour les centrales électriques à énergie géothermique. Les produits attendus au titre de cette composante sont les suivants :

Produit 1.1: Adoption d'un ensemble de mesures politique et législative pour le développement de l'énergie géothermique.

- Une politique rationalisée et un cadre juridique/réglementaire établi et opérationnalisé pour la production d'électricité par le secteur privé en utilisant des ressources géothermiques en Grande Comore pour alimenter le réseau MAMWE. Le projet examinera le Code de l'Electricité du gouvernement de 1994 et l'utilisera comme base pour rédiger et finaliser le Code Energétique proposé, notamment en ce qui concerne les questions politiques, réglementaires et institutionnelles liées au développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité. Le Code de l'Energie définira les textes d'application / réglementations nécessaires pour promouvoir les investissements du secteur privé dans le développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base, y compris des directives et une méthodologie transparente pour l'évaluation environnementale, économique et financière des projets de la centrale géothermique, en ligne avec les règlements et politiques en cours du gouvernement. Le projet aidera également le gouvernement à rédiger des règlements pour la mise en place de l'Autorité de Réglementation des Services Publics proposée.

Produit 1.2 : Instruments fondamentaux financiers de « dérisquage » pour le développement de l'énergie géothermique définis, adoptés et mis en œuvre. Les activités relatives à ce produit comprendront :

- Préparation d'un rapport technique sur la mise à niveau de la capacité du réseau pour éventuellement accueillir les 40 MW complets de production géothermique sans provoquer de problèmes de stabilité du réseau ;
- Définition de procédures transparentes pour la sélection du développeur géothermique potentiel ;
- Formulation d'un contrat d'achat d'électricité normalisé (PPA) pour des discussions avec le développeur sélectionné et définition d'une méthodologie pour déterminer le tarif de rachat pour l'approvisionnement en électricité du réseau.
- Détermination de la période de concession avec le développeur et l'accord sur la modalité de développement à poursuivre, par exemple, BOO (Build-Own-Operate), BOT (Build-Operate-Transfert) ou BOOT Build-Own-Operate-Transfer). Il est reconnu que les centrales géothermiques ont une durée de vie économique prévue d'env. 30 ans, bien que certaines centrales aient fonctionné pour beaucoup plus que cela, par exemple Pauzhetsky au Kamchatka (Russie) et Warakei en Nouvelle-Zélande qui opèrent depuis plus de 50 ans. En outre, la récupération grâce à la recharge de chaleur naturelle peut permettre de réutiliser les ressources épuisées après une « période de repos » de 2-3 ans.
- Formulation d'incitations financières à fournir au porteur de projet, telles que réduction / suppression des droits de douane / taxes d'importation sur les équipements et pièces de rechange, congé fiscal pour une durée déterminée, simplification de la réglementation des changes, etc. Les compagnies du secteur privé investissant dans les actifs sous-jacents pourraient réduire les risques de change grâce à une couverture du FOREX. Cela pourrait prendre la forme d'un équivalent d'un contrat à terme (fixant le taux de change pour une ou plusieurs dates futures) ou d'un autre instrument, avec l'engagement de la Banque Centrale des Comores.

Composante 2 : Préparation et développement de la géothermie en amont.

Cette composante jettera les bases de la mise en œuvre des activités liées au développement de la géothermie sur la Grande Comore, de manière rationnelle et planifiée, avec les capacités de ressources humaines requises en place et qui aboutiront au développement réel des ressources géothermiques pour la production d'électricité. L'objectif est d'aider le Bureau Géologique des Comores à améliorer ses capacités pour prendre des décisions éclairées sur les différents processus impliqués dans le développement d'une centrale géothermique en Grande Comore afin de déterminer et d'améliorer les capacités d'autres institutions techniques pouvant être appelées à soutenir les développeurs dans la construction, l'exploitation et l'entretien d'une installation géothermique.

De plus, il est reconnu que les investissements dans les projets d'énergie renouvelable doivent souvent être soutenus par des incitations financières, au moins au début, parce que ces projets sont non seulement plus exigeants en investissements mais aussi, dans certains cas, considérés comme des investissements plus risqués, en raison

d'incertitudes technologiques ou de ressources, comme c'est le cas avec le projet géothermique des Comores. Le degré d'application des facteurs de coût et de risque varie selon la technologie et l'emplacement géographique et les promoteurs s'attendent à une certaine forme de partage des risques financiers (par exemple, le « dérisquage ») pour les aider à assumer des risques financiers supplémentaires en raison de l'incertitude des puits d'exploration de prouver le potentiel de ressources pour la production d'électricité; par conséquent, le prêt pour le développement du champ géothermique est perçu comme impliquant des risques supplémentaires. Cela constitue un obstacle majeur pour les investisseurs privés dans leurs efforts pour obtenir des crédits auprès des institutions de crédit.

Dans ce contexte, le PIF a envisagé l'option de convertir les fonds du FEM utilisés pour les activités de « dérisquage » « en prêts dans le cas où le résultat du forage serait positif (un développeur pourrait prendre cela). L'idée est d'emballer le soutien de subventions de FEM en tant que subvention remboursable, à être remboursé par le promoteur (un IPP qui sera sélectionné de façon compétitive) au gouvernement (éventuellement en tant que prêt sans intérêt) en cas de déclenchement de conditions prédéterminées ». Une telle modalité de convertir la subvention du FEM en un « prêt sans intérêt » a ses propres mérites, mais présente l'inconvénient inhérent qui imposerait un fardeau supplémentaire aux développeurs de projets potentiels en ce qui concerne le financement du crédit.

Le PPG a considéré une option alternative de convertir la subvention de « dérisquage » du FEM en tant que «co-investissement en capital public » qui incombait au gouvernement, ce qui en fait un actionnaire de la centrale géothermique. Dans le cadre de cette option, les fonds du FEM utilisés pour des activités de « dérisquage » financier seront considérés comme un «co-investissement en capital public » vers la mise en œuvre des activités de la Phase 2. Ainsi, en un mot, lorsqu'un investisseur est choisi pour mettre en œuvre la Phase 3 des activités du projet, c'est-à-dire la construction de la centrale géothermique de 10 MW, la subvention d'investissement FEM de 3,5 millions de dollars au projet géothermique des Comores sera calculée comme «co-investissement public », ce qui rend le gouvernement un actionnaire, même s'il est petit, de la centrale géothermique soit par le biais du Bureau Géologique des Comores, soit de MAMWE, soit par une autre entité spéciale, avec l'investisseur du secteur privé. Une telle modalité est souvent utilisée dans les projets géothermiques dans d'autres pays lorsque le gouvernement ou une entité qu'il supervise participe en tant que co-investisseur ou actionnaire en capital public pour fournir un certain niveau de dérisquage (décompte) financier pour que l'investissement soit réalisé par le promoteur. Par exemple, The Kenya Electricity Generating Company, qui est détenu à 74% par l'Etat, a construit trois usines pour exploiter la ressource géothermique Olkaria, Olkaria I (195 MW), Olkaria II (105 MW) et Olkaria IV (150 MW) - Olkaria III (139 MW) a été développé sans que le gouvernement soit actionnaire. Cette option offre la possibilité de créer un partenariat public privé (PPP) entre le gouvernement et le secteur privé qui facilitera les compétences de transfert du secteur privé vers MAMWE, assurera la livraison des projets à temps et restant dans le budget, et améliorera l'efficacité opérationnelle. Ainsi, cette « modalité de co-investissement en capital public est préférée à l'autre qui convertit la subvention du FEM en un « prêt sans intérêt » pour le développeur.

Résultat 2 : La disponibilité des ressources géothermiques est évaluée, établie et la centrale électrique de 10 MW est opérationnelle. Les produits escomptés sont les suivants :

Produit 2.1: Évaluation de l'exploration de surface du potentiel géothermique des Comores complétée.

Il existe une série d'étapes qui doivent être complétées avant qu'une image précise du potentiel géothermique puisse être établie. Le fait même que le Karthala soit un volcan actif, un peu similaire aux caractéristiques extérieures du volcan Mauna Kea sur la Grande Île d'Hawaii, donne une indication raisonnable que le réservoir peut être exploitable pour exploiter la haute enthalpie des ressources géothermiques du pays. La situation est également quelque peu similaire au cas de l'île de la Réunion (un département d'outre-mer de la France) situé dans l'océan Indien à environ 1 700 km au sud-est de Grande Comore. Là, le Piton de la Fournaise, également un volcan de bouclier comme le Karthala, a été très actif, avec son éruption la plus récente en janvier 2017 et, même si aucune centrale géothermique n'a encore été construite, il existe des plans pour qu'une centrale géothermique de 30 MW soit opérationnelle d'ici 2030⁵. En ce qui concerne le développement de l'énergie géothermique en Afrique de l'Est,

⁵ Source : Objectif d'autonomie énergétique de la Réunion en 2030, Sandrine Selosse, 2014

une annonce a été faite en juin 2017 par Département Américain pour le Commerce (USDoC) pour financer une étude de faisabilité géothermique en Zambie qui « pourrait aider le pays à voir le développement de sa première centrale géothermique à l'échelle industrielle » d'une capacité installée de 10 à 20 MW.

Dans le cadre d'une première étape vers l'évaluation d'un potentiel géothermique, une exploration de surface est entreprise, et ceci implique des études géologiques, géochimiques et géophysiques (les études de 3G), associées à des mesures de flux de chaleur. En termes simples, l'étude géologique consiste à étudier la zone physique autour du volcan, les matériaux dont il est fait, la structure de ces matériaux et les processus agissant sur eux, tandis que l'étude géochimique examine la répartition des éléments chimiques dans les roches et les minéraux, ainsi que le mouvement de ces éléments dans les systèmes du sol et d'eau, et, finalement, l'étude géophysique consiste à examiner les zones environnantes en utilisant des méthodes gravimétriques, magnétiques, électriques et sismiques. L'achèvement des études 3G aide à identifier les zones cibles pour le forage.

Dans le cas des Comores, lorsque le PIF a été formulé, les activités devant être mises en œuvre dans le cadre de la phase d'exploration de surface (Phase 1, réf. Tableau 6 ci-dessus) étaient bien engagées, et les fonds nécessaires avaient déjà été sécurisés et ces activités devaient être achevées avant le début du PPG. Cela explique la raison pour laquelle les activités de la Phase 1 n'étaient pas incluses dans le PIF. Ces activités ont été achevées à un coût total de 1 445 000 \$, avec un financement fourni par la Facilité d'Atténuation des Risques Géothermiques de l'Union Africaine (UA/GRMF), la Nouvelle-Zélande (NZ), le PNUD et le Gouvernement des Comores. Le rapport d'exploration de surface détaille les résultats prometteurs obtenus, établit le potentiel de développement des ressources et pointe vers la mise en œuvre des phases subséquentes. Si les résultats de la Phase 1 n'étaient pas concluants, aucune activité dans les phases ultérieures n'aurait été prévue pour la mise en œuvre.

Produit 2.2 : Les forages et l'essai des puits d'exploration et de production terminés.

La décision de procéder à un forage exploratoire profond est souvent le premier obstacle majeur à la mise en œuvre d'un nouveau projet géothermique, car c'est le moment où des investissements majeurs commencent à être engagés. Aux Philippines, par exemple, où plus de 2 000 MW de capacité géothermique sont opérationnelles⁶, « les coûts démarrage et de construction de nouvelles routes et forages sont substantiels, en raison de l'éloignement des zones de prospection géothermique ». Dans le cas des Comores, comme dans d'autres pays, le coût du forage de puits profonds à une profondeur d'env. 3 000 mètres, couplé avec le besoin d'env. 240 m³ d'eau par jour par puits pour refroidir l'équipement, peut s'accumuler rapidement, car la construction d'un réservoir d'eau de 3 000 m³ sera nécessaire. Aux Comores, le coût de la construction de la route d'accès, du réservoir d'eau et des forages d'exploration-production est estimé à 41 millions de dollars (Tableau 6 ci-dessus).

Au voisinage des Comores, il y a le champ géothermique d'Olkaria au Kenya où plus de 550 MW de capacité géothermique sont en service. Un rapport intitulé « Planification des projets géothermiques⁷ » indique que « le premier puits est peut-être le plus critique dans le développement d'une ressource et devrait prendre beaucoup plus de temps à forer en raison du manque d'expérience préalable de la logistique. Il vise à être un puits de découverte et est destiné à maximiser les informations sur le fond du puits. De nombreux noyaux doivent donc être prélevés et des « boutures » soigneusement analysées pour déterminer la lithologie et la minéralogie d'altération ».

Traditionnellement, les projets géothermiques ont procédé au forage de puits exploratoires de taille « mince » (moins de 6 pouces de diamètre), qui sont obturés après que le réservoir s'avère prometteur et, en cas de résultats concluants, des puits de production de taille normale (entre 8,5 et 12,25 pouces de diamètre) sont ensuite forés. Cependant, récemment, le procédé de forage exploratoire a favorisé le forage de puits de production de taille régulière, plutôt que minces, pour la raison justifiée que souvent les puits minces ont tendance à ne pas se décharger et ne seraient donc utiles que pour les mesures de fond et d'informations géologique, alors que si la taille du puits de production donne des résultats positifs, ce puits peut être utilisé à des fins de production.

⁶ Réf. Phases de développement géothermique aux Philippines, Francis M. Dolor, novembre 2005

⁷ Réf. A Case Study on Kenya, Martin N. Mwangi, nov. 2007

Par conséquent, à la lumière de ce qui précède, le projet Comorien favorisera, comme dans le cas du champ d'Olkaria, des puits de production de taille régulière par opposition aux minces. L'avantage est que le puits de production régulière "permettrait d'obtenir toutes les informations et, en plus, peut être déchargé pour déterminer la production du puits et être l'un des puits de production au cas où la zone serait développée".

Les activités qui conduiront à ce produit sont les suivantes :

- Évaluation de l'impact environnemental et social (ESIA) : L'ESIA implique une évaluation préliminaire des impacts environnementaux et sociaux associés au projet et nécessite environ 8 mois. L'ESIA s'effectue normalement simultanément avec la conception détaillée de la centrale électrique, car la conception devrait inclure l'atténuation des impacts environnementaux identifiés. Il s'agit de la pollution de l'air provenant des gaz résiduels, de l'évacuation de la saumure, de la réduction du bruit et des impacts sur la flore et la faune lors de la construction et de l'exploitation de la station. (FEM : \$ 300,000).
- Étude de faisabilité des ressources : Initialement, une analyse intégrée est réalisée à l'aide de la base de données à partir des études de surface des ressources pour préparer le modèle conceptuel géothermique. Ensuite, après forage et essais, toutes les données géo-scientifiques sont consolidées dans un modèle conceptuel (simulation de réservoir) et l'évaluation du potentiel géothermique est réalisée par l'application de techniques de modélisation numérique. (PNUD : 600 000 dollars).
- Ingénierie, Conception et Gestion de Projet : La centrale électrique et les équipements électromécaniques, les sous-stations et la ligne de transmission peuvent être conçus bien en avance à condition que des informations environnementales soient disponibles. (PNUD et cofinancement : \$ 3 400 000).
- Infrastructure pour l'Exploration : Construction d'une voie d'accès de 8 km et d'un réservoir d'eau de 3 000 m³. Cette activité mettra en place l'infrastructure requise (route) pour permettre l'acheminement du matériel de forage sur le site et fournir l'eau nécessaire au refroidissement pendant le processus de forage.

À l'heure actuelle, il n'y a pas d'accès aux véhicules dans les zones où le forage exploratoire-production est proposé. Il existe une route de gravier de Bahani à La Grotte du Capitaine Dubois et de là, la route devient une piste non-praticable pour les véhicules. Il est proposé de mettre à niveau cette voie pour assurer l'accès des véhicules pour transporter la foreuse et les équipements auxiliaires dans la zone de forage exploratoire-production. Pour un programme de puits standard, on suppose que l'équipement de forage sera une grande plateforme de forage de type gaz et pétrole avec une puissance nominale d'au moins 760 kW.

L'approvisionnement en eau est un élément critique du forage et environ 165 m³/heure est nécessaire pour un forage de taille d'un puits standard. Les options d'approvisionnement en eau sont en cours d'investigation ; la seule option possible à ce moment est de pomper de l'eau à partir de nappes souterraines peu profondes existantes, à Moroni, jusqu'au site. Cependant, des recherches supplémentaires sont en cours pour identifier les sources d'eau plus proches du site de forage. (Cofinancement : \$ 14 900 000)

- Forage exploratoire-production de 3 puits de taille réelle (8,5 pouces de diamètre) à une profondeur de 2 500 à 2 900 mètres à partir des 2 plateformes de forage désignées comme Karthala A et Karthala B. Les puits seront ensuite testés pour confirmer la disponibilité des ressources et le potentiel de production d'électricité. Cependant, dans le cas improbable où les trois puits d'exploration et de production s'avèrent improductifs, trois nouveaux puits devront être forés à un endroit différent, ce qui entraînera une augmentation de 25% du coût total du projet. Le coût de ces 3 nouveaux puits est budgété dans le cadre des activités de la Phase 3 selon le Tableau 6 ci-dessus, mais dans le meilleur des cas, le forage de ces 3 puits peut ne pas être nécessaire, permettant ainsi une économie de près de 26 millions \$ (FEM et cofinancement : 26 100 000 dollars).

L'achèvement de toutes les activités de la Phase 2 devrait prendre 2 ans et les résultats détermineront le type de centrale électrique approprié pour exploiter les ressources du réservoir géothermique.

Produit 2.3: 10 MW de capacité de production d'énergie géothermique (Cofinancement du secteur privé : \$ 47 700 000).

Les centrales géothermiques utilisent des ressources hydrothermales qui contiennent à la fois de l'eau (hydro) et de la chaleur (thermique). Elles ont besoin de ressources hydrothermales à haute température (300 à 700 ° F) provenant de puits de vapeur sèche ou de puits d'eau chaude obtenus en forant des puits (certains peuvent atteindre jusqu'à 3 000 mètres) dans la terre, puis acheminant cette vapeur ou eau chaude à la surface. L'eau chaude ou la vapeur alimente une turbine-générateur qui produit de l'électricité et la saumure résiduaire est renvoyée sous terre par des puits d'injection.

Types de centrales géothermiques⁸

Il existe trois types de centrales géothermiques de bases :

1. Centrale à vapeur sèche qui utilise la vapeur directement à partir d'un réservoir géothermique pour faire tourner les turbogénérateurs. La première centrale géothermique a été construite en 1904 en Toscane, en Italie, où la vapeur naturelle est sortie de la terre.
2. Centrale à condensation qui prend l'eau chaude à haute pression tirée des grandes profondeurs et la convertit en vapeur dans un réservoir de détente pour entraîner l'unité turbine-générateur. Lorsque la vapeur se refroidit, elle se condense en eau et est réinjectée dans le sol pour être de nouveau chauffée par les roches géothermiques. La plupart des centrales géothermiques sont de ce type.
3. La centrale à cycle combiné ou binaire qui transfère la chaleur de l'eau chaude géothermique à un autre liquide. Cette chaleur déclenche la vaporisation du fluide secondaire, qui ensuite actionne un turbogénérateur.

À des fins d'illustration, un diagramme schématique d'un système de centrale électrique à condensation, la forme la plus courante d'une centrale géothermique, est présenté sur la figure 9 ci-dessous. Cependant, la centrale géothermique qui sera développée à Karthala ne sera pas nécessairement une centrale à condensation et sera déterminée sur la base des résultats obtenus après l'analyse de la décharge des puits exploratoires et de production.

⁸ Source: US Energy Information Administration.

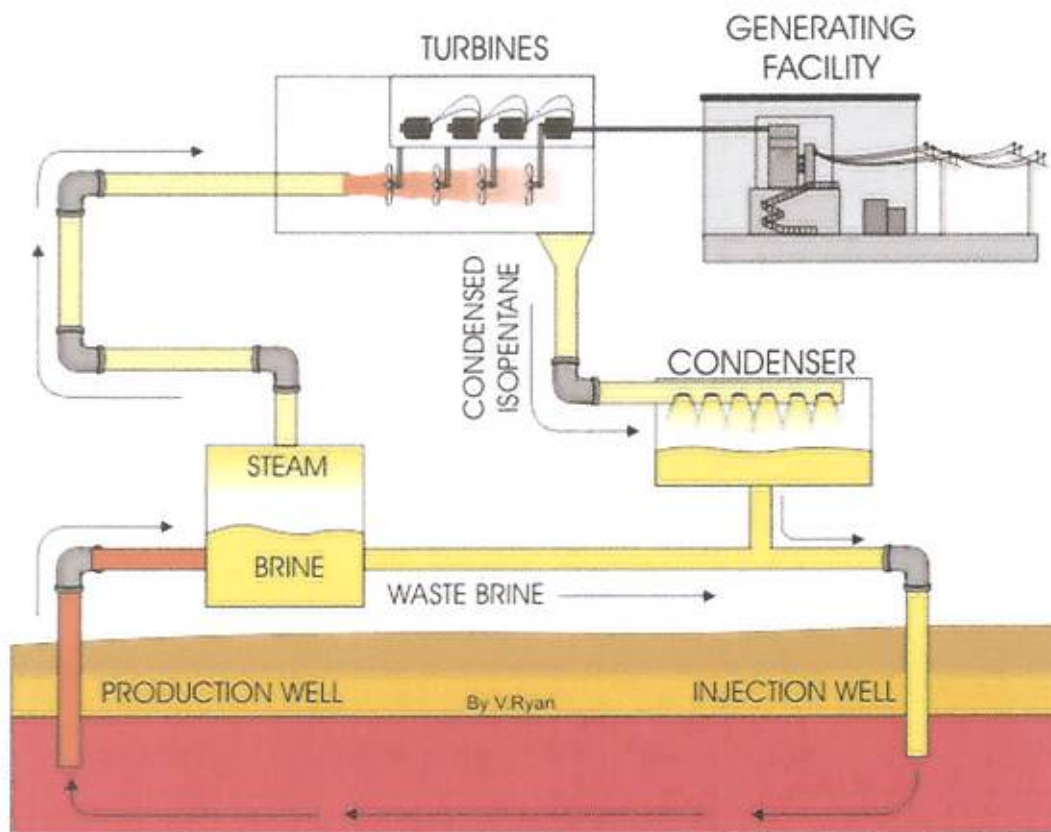


Fig. 9 : Centrale Géothermique à condensation⁹

À la fin du projet, une centrale géothermique de 10 MW sera mise en service au Karthala et fournira de l'électricité au réseau MAMWE. De plus, il est prévu que 10 MW de capacité supplémentaire seront ajoutés tous les deux ans jusqu'à ce que la capacité totale prévue de 40 MW du champ géothermique soit atteinte. Ce développement « progressif » à une capacité totale de 40 MW a l'avantage d'utiliser rapidement les puits existants, réduisant ainsi les dépenses initiales et générant des revenus pour faire avancer le projet. Il contribue également à renforcer la confiance dans la ressource et à développer la capacité du pays à exploiter pleinement le réservoir géothermique.

Les activités suivantes seront entreprises pour atteindre ce produit :

- Développement et permis de terrain, PPA, mise à jour de l'ESIA pour le développement de la géothermie, etc.
- Forage de production - 3 puits, y compris les puits d'injection de saumure : ceux-ci ne seront forés que si les 3 puits d'exploration-production qui ont été forés dans la Phase 2 se révèlent improductifs.
- Étude de faisabilité bancaire et plan d'affaires : La conception détaillée de la centrale est effectuée en même temps que le forage de production. Le système de collecte de vapeur est mis à jour continuellement au fur et à mesure que les puits sont testés, car certains équipements tels que les séparateurs et les tuyaux sont dimensionnés en fonction de la production et de l'emplacement des puits. En plus, des dispositions seront prises lors de la préparation de l'étude de faisabilité pour l'expansion future de la centrale géothermique à la capacité prévue de 40 MW.
- Interconnexion au réseau MAMWE : A l'heure actuelle, la distance entre le réseau MAMWE de 21 kV se trouve à environ 10 km de l'emplacement de la centrale géothermique. Par conséquent, une sous-station de transformateur à la centrale électrique, une ligne triphasée de 21 kV et une autre sous-station à l'extrémité de la réception devront être construites pour connecter la centrale au réseau

⁹ Source: V. Ryan, 2005-2009

MAMWE. La tension de connexion de la centrale au réseau MAMWE devra être mise à niveau, si nécessaire, et un transformateur abaisseur doit être installé à la sous-station réceptrice.

- Développement du champ de vapeur : Basé sur l'enthalpie et pour maximiser la production d'énergie, la sélection du matériau pour les tuyaux, la taille de la conduite en fonction de la température/pression, la pose des tuyaux (sous ou au-dessus du sol), le type de station de séparation de vapeur, etc.
- Ingénierie, contrats, gestion de projet, supervision, etc.
- Construction d'une centrale électrique de 10 MW : Une centrale géothermique de 10 MW nécessite environ 2 ans pour sa construction et sa mise en service. Cette étape comprend le système de récolte de vapeur et de réinjection de saumure ; salle des machines, équipement électromécanique, tours de refroidissement et système de réinjection de soufflage ; les sous-stations et la ligne de transmission ; et la mise en service.

Les promoteurs du secteur privé, s'ils sont implantés localement, s'associeront probablement à des partenaires internationaux pour bénéficier de l'expérience et de l'exposition de ces derniers au développement de la géothermie pour la production d'électricité dans des pays en développement comme le Costa Rica, l'Éthiopie, le Honduras, le Kenya et d'autres (le PNUD a participé au développement de l'énergie géothermique dans la plupart de ces pays) et/ou des pays développés comme l'Islande, l'Italie, le Japon, la Nouvelle-Zélande, etc.

Composante 3 : Gestion des connaissances et promotion de l'investissement.

Résultat 3 : Sensibilisation accrue au potentiel géothermique et au climat d'investissement.

Les résultats escomptés sont les suivants :

Produit 3.1 : Campagne de relations publiques et de promotion des investissements menée.

- Plan national pour mettre en œuvre des activités de sensibilisation/promotion visant les investisseurs nationaux et internationaux. Cela comprendra la préparation de matériel promotionnel, des séances d'information avec des investisseurs potentiels, intéressés à participer au développement géothermique du pays, les entreprises locales qui souhaitent développer leurs activités pour inclure l'énergie géothermique et organiser des tournées pour attirer les investisseurs étrangers afin d'établir des consortiums avec des entreprises locales pour le développement de l'énergie géothermique.

Produit 3.2 : Guide publié sur le développement géothermique aux Comores.

- Guide publié sur le développement des ressources géothermiques pour la production d'électricité de base sur le réseau. Ce Guide fournira une approche détaillée étape par étape pour le développement de la géothermie et servira d'outil au profit des concepteurs de systèmes, des installateurs et des opérateurs afin de leur permettre de bien concevoir, construire, exploiter et gérer correctement, et d'aider toutes les parties prenantes à améliorer leur compréhension commune et leur engagement à l'égard de l'énergie géothermique. Il visera également à faciliter les discussions entre les groupes communautaires et le secteur privé et à démontrer comment l'énergie géothermique peut être un moyen à favoriser la croissance économique et sociale, grâce à la réalisation d'impératifs de développement, tout en minimisant les impacts sociaux, culturels et environnementaux négatifs dans le pays. Enfin, il contiendra des formulaires types de demande et fournira des informations/directives sur la documentation requise pour la délivrance de licences de construction et de permis aux développeurs potentiels, ainsi que les frais associés.

Produit 3.3 : Documents publiés (y compris vidéo) et réunions d'information avec les parties prenantes dans les pays PEID ayant un potentiel géothermique sur l'expérience/les meilleures pratiques et les enseignements.

- Les résultats du projet sur les meilleures pratiques et les enseignements, sous forme électronique, seront largement diffusés dans toute la région et parmi ceux qui envisagent de mettre en place un

développement similaire des ressources géothermiques pour la production d'électricité. Ceux-ci seront également affichés sur le site Web du projet. En outre, pour l'achèvement des activités du projet, un événement d'échange d'informations impliquant la participation de tous les acteurs du pays et des participants internationaux sera organisé pour discuter des leçons apprises et les prochaines étapes vers la réplique des résultats dans le groupe PEID, en particulier ceux des Caraïbes (Dominique, Grenade, Guadeloupe, Montserrat, Saint-Kitts-et-Nevis, Sainte-Lucie et Saint-Vincent-et-les Grenadines) et le Pacifique (Fidji, Îles Salomon, Papouasie-Nouvelle-Guinée et Vanuatu) qui envisagent de développer leur potentiel des ressources géothermiques pour la production d'électricité.

Principaux indicateurs, hypothèses et risques

Indicateurs

Les indicateurs clés du succès du projet comprendront :

- Centrale géothermique opérationnelle de 10 MW de charge de base et fournissant de l'électricité au réseau MAMWE.
- Émissions directes de CO₂ évitées de 1 882 125 tonnes (sans addition de capacité supplémentaire), en supposant une durée de vie projetée de 30 ans.
- Émissions conséquentielles de CO₂ après projet avec une capacité additionnelle supplémentaire évitée de 43 200 000 tonnes, toujours en supposant une durée de vie d'équipement de 30 ans et un facteur de causalité de 80% du FEM.
- 70 000 MWh générés à la fin du projet et une production électrique annuelle de 80 000 MWh sur une durée de vie prévue de 30 ans de la centrale électrique de 10 MW installée dans le cadre du projet.
- La capacité développée au sein du Bureau Géologique des Comores et d'autres ministères/départements du gouvernement pour promouvoir l'investissement dans le développement géothermique pour la production d'électricité.
- 200 emplois créés dans le sous-secteur géothermique liés à l'administration, la comptabilité, les communications/relations publiques, l'ingénierie, les domaines juridiques, etc.
- 2 000 emplois créés dans les activités génératrices de revenus créés à la suite d'un service d'électricité stable et continu sur la Grande Comore.
- Les leçons apprises ont été documentées et distribuées aux parties prenantes potentielles / pays PEID intéressés par le biais de publications, de campagnes de sensibilisation du public et de site Web du projet.

Des indicateurs détaillés sont fournis dans le cadre des résultats du projet dans la section IV ci-dessous.

Hypothèses

Les hypothèses sont également décrites dans le cadre des résultats du projet dans la section IV ci-dessous.

Risques

Le projet présente certains risques qui sont décrits dans le Tableau 7 ci-dessous :

i. Modalité financière :

Le projet vise à l'élaboration de politiques de développement, au renforcement des capacités, à l'assistance technique et à la fourniture d'incitations de « dérisquage » pour catalyser l'investissement du secteur privé dans le développement des ressources géothermiques pour la production d'électricité de base aux Comores. Une part substantielle des ressources du FEM consacrées au changement climatique sera allouée sous la forme d'une contribution de « dérisquage » financier qui sera calculée en tant que co-investissement dans les fonds publics, faisant ainsi du gouvernement un actionnaire de la centrale géothermique.

L'objectif du projet sera atteint grâce à l'assistance technique et à la facilitation de l'investissement des tiers dans le développement des ressources géothermiques pour la production d'électricité de base. Aucun mécanisme de prêt ou de fonds renouvelables avec les fonds du FEM n'est considéré comme approprié et, par conséquent, le financement de type subventions est considéré comme le plus approprié pour permettre la réussite des résultats du projet.

ii. Intégration du genre :

Le genre sera intégré dans toutes les activités prévues par le projet. Pour faciliter une telle action, un expert en genre fera partie du Bureau du projet, les membres de l'Unité de gestion de projet recevront une formation sur l'intégration de la dimension de genre et seront régulièrement supportés par un expert en genre.

Le développement et l'exploitation de la centrale géothermique devraient être dominés par les hommes, car les femmes sont généralement absentes des secteurs jugés trop techniques et qui nécessitent de lourds investissements en capital. Cependant, même sans le savoir-faire technique, les femmes d'affaires peuvent recruter des ingénieurs dans leur équipe et participer à la prestation de services techniques lors de la mise en œuvre du projet de géothermie ; par conséquent, les femmes entrepreneurs seront fortement encouragées à postuler pour la prestation de ces services. En outre, le Bureau Géologique des Comores sera encouragé à recruter des femmes ingénieurs pour participer au projet et l'accent sera mis sur l'inclusion d'autant de femmes que d'hommes, et en particulier la formation à des diplômés récents du secondaire et universitaires, un groupe qui a une présence plus élevée de jeunes femmes dans le pays.

Du côté de la demande, l'accès à un approvisionnement stable en électricité aidera à créer ou à développer de petites entreprises et cette activité visera des groupes de femmes et des femmes entrepreneurs. En outre, le développeur du projet sera sensibilisé à la manière de répondre aux différents besoins en électricité des hommes et des femmes. Par exemple, en consultant la population, le promoteur du projet devrait veiller à ce que les femmes soient bien représentées et sont rassemblées dans un cadre qui leur permette d'exprimer librement leurs opinions. Dans les études de marché, les hommes et les femmes devraient être interrogés. En général, seuls les chefs de famille (en majorité des hommes) sont interrogés et cela ne reflète pas toujours les besoins des femmes dans le ménage.

À titre d'exemple de participation des femmes dans le secteur de l'énergie aux États-Unis, le Rapport sur l'énergie et l'emploi des États-Unis de janvier 2017 stipule que « les secteurs liés à l'énergie sont relativement moins diversifiés par rapport à la main-d'œuvre nationale globale. Les femmes représentent une plus petite partie de la main-d'œuvre dans ces secteurs, allant de 22 à 34 pour cent, par rapport à l'économie globale, où les femmes représentent 47 pour cent de la main-d'œuvre ». Le pourcentage de femmes aux Comores qui travaillent dans le secteur de l'énergie est perçu comme très faible et ce projet s'efforcera de faire une différence positive en permettant à plus de femmes de rejoindre ce secteur de l'économie nationale par l'emploi dans les domaines administratif, comptable, communications/ relations publiques, ingénierie, domaines juridiques, etc.

iii. Coopération Sud-Sud et Triangulaire (SSTrC) :

Le PNUD a un rôle important à jouer en tant que courtier du savoir, promoteur du développement des capacités et facilitateur du partenariat lorsque les pays en développement travaillent ensemble pour trouver des solutions aux défis communs au développement. Ce projet PNUD-FEM soutiendra la coopération Sud-Sud et Triangulaire (SSTrC) par des modalités de coopération qui impliqueront un échange de connaissances bilatérales sur les procédures de mise en œuvre et le transfert de technologie. À cette fin, le PNUD facilitera l'interaction entre les Comores et d'autres pays où il a participé au développement géothermique pour la production d'électricité, comme par exemple Costa, l'Éthiopie, le Honduras et le Kenya où les centrales géothermiques produisent déjà de l'électricité. En outre, une collaboration sera recherchée avec d'autres pays d'Asie, d'Amérique Latine et des Caraïbes où des projets géothermiques semblables ont été/sont en cours de mise en œuvre. Par exemple, St. Lucia envisage de développer une centrale géothermique de 30 MW et les activités sont approximativement au même stade que ceux des Comores ; cela permettra une collaboration très utile entre ces deux pays, d'autant plus que la Nouvelle-Zélande appuie les deux projets.

IV. Faisabilité :

i. Rentabilité et efficacité :

Comme indiqué ci-dessus dans la présentation des options d'énergie renouvelable, la géothermie est la source d'énergie renouvelable la plus prometteuse aux Comores, suivie de l'énergie solaire et de l'hydroélectricité ; ce

iii. Sauvegardes sociales et environnementales :

Au stade du PIF, les risques sociaux et environnementaux potentiels ont été identifiés à l'aide de la liste de contrôle des risques sociaux et environnementaux. Au cours de la préparation du projet, l'analyse SESP a été entièrement revue pour explorer chaque risque social et environnemental en détail. Chaque risque identifié est défini et évalué en fonction de son niveau « d'impact » et de « probabilité » évalué sur une échelle de 1 (faible) à 5 (élevé) pour chaque risque. Selon la combinaison des deux scores, les risques sont pris en compte : faible, modéré ou élevé. En plus, des mesures d'évaluation et de gestion sont formulées pour traiter les risques ayant une signification modérée et élevée. Pour une description complète des sauvegardes sociales et environnementales employées par le projet, veuillez-vous référer à l'Annexe F : Modèle d'évaluation sociale et environnementale et sociale du PNUD (SESP).

La conception actuelle du projet comprend l'identification de l'emplacement potentiel de la centrale géothermique en travaillant avec les parties prenantes. On s'attend à ce que les détails de certaines composantes du projet ne soient pas connus au moment de l'approbation du projet et, par conséquent, les garanties en matière de sauvegarde environnementale et sociale ne peuvent pas être entièrement évaluées. Dans ce scénario et selon les dernières directives du SES du PNUD, le SESP est toujours appliqué, divulgué et discuté avec les parties prenantes avant la mise en œuvre pour identifier les risques potentiels même s'ils ne peuvent pas encore être pleinement évalués. En outre, un Cadre initial de Gestion Environnementale et Sociale (CGES) est préparé dans le cadre du document de projet. L'objectif du cadre est de s'assurer qu'il existe une stratégie détaillée adaptée à chaque site pour faire face aux conséquences négatives pouvant résulter des mesures d'adaptation ou des mesures de renforcement des capacités prises dans le cadre du projet.

Les doléances environnementales et sociales seront signalées au FEM dans la revue annuelle d'exécution de projet (PIR).

Durabilité, reproductibilité et mise à l'échelle :

Durabilité

D'un point de vue technique, la viabilité de l'exploitation de l'énergie géothermique pour la production d'électricité en vrac pour alimenter le réseau a été démontrée dans plusieurs pays développés et en développement, y compris certains situés en Afrique. En s'attaquant aux obstacles non techniques qui entravent le développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base sur la Grande Comore, ce projet aidera à créer une niche durable en renforçant les capacités politiques, institutionnelles, juridiques, réglementaires et opérationnelles des principales institutions nationales, soutenir le développement de la technologie par une approche axée sur le marché, le développement des capacités nationales et la diffusion de l'information. Ces efforts devraient assurer la durabilité de la production d'électricité dans le pays pendant au moins les 30 prochaines années.

D'un point de vue financier, le projet soutiendra l'intégration des industries locales dans le secteur du développement des ressources géothermiques. Cet objectif sera atteint en fournissant un soutien ciblé aux sociétés d'ingénierie locales / ateliers d'ingénierie spécialisés pour la construction, l'installation, l'exploitation, la maintenance et la réparation de l'équipement. Avec l'augmentation au cours des prochaines années de la production d'électricité grâce à l'utilisation des ressources géothermiques, il est prévu que de tels efforts s'intensifieront, des opportunités étant créées pour permettre à d'autres acteurs de fournir de tels services.

Reproductibilité

Le potentiel de reproductibilité du projet dans le pays est très limité, car le Mont Karthala est le seul volcan actif du pays qui promet d'être exploité pour la production d'électricité de base connectée au réseau. Le projet adoptera une approche ascendante dans le cadre global de la politique/de l'investissement qui devrait être développé pour promouvoir le développement géothermique pour la production et l'expansion de l'électricité sur le réseau afin d'utiliser pleinement les ressources potentielles de Karthala. L'assistance technique pour l'élimination des barrières et le renforcement institutionnel à fournir dans le cadre du projet facilitera le développement des conditions institutionnelles, politiques et techniques nécessaires pour susciter un intérêt renouvelé des investisseurs pour le développement de capacités supplémentaires au Karthala, au cours des prochaines années. En plus, les enseignements tirés seront d'une grande utilité pour les pays du groupe Petits États Insulaires en Développement qui

partagent une base de ressources similaire et prévoient d'exploiter leur potentiel géothermique respectif pour la production d'électricité.

Mise à l'échelle

Comme indiqué précédemment, la capacité géothermique initiale de 10 MW à installer sur la Grande Comore devrait être suivie de l'addition progressive de 10 MW tous les deux ans jusqu'à ce que la capacité potentielle totale du réservoir géothermique de 40 MW soit atteinte. Cette capacité initiale de 10 MW présente un énorme potentiel de mise à l'échelle, en utilisant un modèle économique solide impliquant une modalité financière solide, associée à un programme efficace de sensibilisation, qui encouragera la participation du secteur privé pour augmenter la capacité installée à 40MW. Ceci, à son tour, permettra au gouvernement d'utiliser une source d'énergie propre et renouvelable pour produire de l'électricité, afin de fournir un service d'électricité plus efficace et plus fiable à la population, contrairement à la situation actuelle impliquant des coupures de courant qui affectent la croissance économique, et réduire considérablement les dépenses en devises pour l'achat de carburant diesel importé.

Tableau 9 : Risques du projet

Description	Type	Probabilité & Impact	Mesures d'atténuation	Propriétaire	Statut
<p>Conflit politique : Le projet nécessitera un engagement à long terme, notamment un environnement propice à la participation du secteur privé dans le sous-secteur de l'électricité. Avec le taux de renouvellement élevé au plus haut niveau du gouvernement, avec plusieurs putschs au cours des dernières années, ces engagements pourraient ne pas être respectés.</p>	Politique	P=3 I=3	<p>Le PNUD a joué et continuera à jouer un rôle clé pour aider à résoudre la crise politique qui peut alimenter toute agitation civile. La sécurité de l'ONU surveille en permanence la situation du pays et met en œuvre des stratégies d'adaptation selon les événements sur le terrain.</p> <p>La situation du pays sera étroitement surveillée par le Bureau Pays du PNUD, qui appuiera la mise en œuvre du projet et ses contributions/avis seront sollicités sur la situation de la sécurité chaque fois que cela sera justifié. En outre, la participation et la consultation de la communauté feront partie intégrante des activités du projet afin d'assurer l'adhésion de la société civile et de minimiser le risque d'escalade des conflits et d'autres tensions potentielles.</p>	BP PNUD	Pas de changement
<p>Politique : Le succès de ce projet sera déterminé dans une large mesure par l'adoption et l'application efficace des politiques proposées. Le manque de soutien politique peut compromettre la réalisation des résultats immédiats et l'impact global.</p>	Opérationnel	P=2 I=3	<p>Il est possible que le gouvernement n'intervienne pas assez rapidement sur un cadre politique qui encouragera le secteur privé à investir dans le développement de ressources géothermiques pour la production d'électricité de base connectée au réseau ; à cet égard, l'absence dans le Code de l'Électricité des directives et procédures d'accompagnement de la participation du secteur privé dans le sous-secteur de l'électricité s'est révélée être un grand obstacle. Cependant, le gouvernement est fortement motivé à réduire ses dépenses en devises pour le carburant diesel en utilisant les ressources géothermiques disponibles</p>	BP PNUD	Pas de changement

<p>Disponibilité des ressources géothermiques : Les explorations peuvent révéler qu'aucune ressource utilisable n'est disponible.</p>	Opérationnel	<p>P=3 I=5</p>	<p>Localement pour fournir des services d'électricité stables et efficaces à la population pour améliorer leur qualité de vie et leurs activités génératrices de revenus, ceci conduira à atteindre les Objectifs de Développement Durable. A cette fin, il prévoit de remédier à ces insuffisances par le biais du prochain Code de l'Energie, envoyant ainsi le bon signal aux parties prenantes. La communauté des donateurs, y compris la BAD, l'UE et la Banque Mondiale, a travaillé/travailleur avec le gouvernement pour mettre en place la bonne politique pour le sous-secteur de l'électricité. De plus, les interventions du projet dans le cadre de la Composante 1 aideront à atténuer ce risque.</p> <p>Les résultats préliminaires ont jusqu'ici conduit à estimer le potentiel du réservoir géothermique à environ 40 MW, et peut-être plus. Des explorations de surface récentes ont confirmé la ressource géothermique. L'incertitude ne reste plus que sur la meilleure façon d'exploiter la ressource, ce qui est l'un des objectifs de ce projet.</p>	BP PNUD	Pas de changement
--	--------------	--------------------	---	---------	-------------------

<p>Manque d'appétit pour les investisseurs : Les Comores se classent à la 153^{ème} place parmi les 190 pays dans « La Facilité de faire des Affaires », selon la publication « Doing Business 2017 » de la BM/SFI.</p>	Opérationnel	P=4 I=5	<p>Le fait que les Comores se classent à la 153^{ème} place parmi les 190 pays dans la catégorie "Facilité de faire des Affaires", selon la publication " Doing Business 2017 " de la WB / IFC, pourrait dissuader les investisseurs à développer les ressources géothermiques, même si cela n'a peut-être pas tempéré la volonté de certains d'entre eux d'investir dans d'autres secteurs de l'économie du pays. Dans cette optique, le projet mettra en œuvre des activités de « dérisquage » financier dans le cadre de la Composante 1 qui visent à minimiser les risques financiers auxquels les prêteurs et les investisseurs pourraient être confrontés dans leurs activités de production d'électricité géothermique. Ce risque sera encore atténué dans le cadre de la Composante 2 grâce à une subvention de « dérisquage » qualifiée de «co-investissement en capitaux propres publics » qui reviendrait au gouvernement, ce qui en ferait un actionnaire de la centrale géothermique lors de sa construction.</p>	BP PNUD	Pas de changement
<p>Technologie : La technologie géothermique pourrait être trop avancée dans un pays comme les Comores.</p>	Opérationnel	P=4 I=3	<p>Le développement de l'énergie géothermique étant un nouveau domaine aux Comores, il est fort probable que les promoteurs de projets tissent des partenariats avec des partenaires internationaux pour bénéficier de leur expérience et exposition au développement de l'énergie géothermique dans les pays développés et en développement. Dans le même temps, les opérateurs locaux bénéficieront d'un renforcement des capacités fourni par ces partenaires internationaux.</p>	BP PNUD	Pas de changement
<p>Climat : Les changements climatiques peuvent avoir tendance à provoquer des changements et à accroître la variabilité des régimes pluviométriques des Comores. Cela</p>	Opérationnel	P=3 I=3	<p>Les risques environnementaux sont multiples, comme indiqué dans la Deuxième Communication Nationale des Comores à la CCNUCC, par ex la diminution des précipitations</p>	BP PNUD	Pas de changement

<p>peut provoquer des inondations ou des coulées de boue au Mont Karthala qui abrite le volcan et qui sera le site de la centrale électrique.</p>			<p>pouvant affecter la nappe phréatique, la dégradation des terres due à l'érosion et aux pressions démographiques, etc. Ce risque sera atténué par le renforcement des capacités du personnel du Gouvernement sur les aspects clés pour relever les défis nationaux liés au temps, au climat et au changement climatique. En outre, des critères et des garanties appropriés seront élaborés pour chaque intervention (exploration, forage, exploitation, etc.) sur le Mont Karthala afin de prendre en compte les événements climatiques extrêmes tels que les inondations, les coulées de boue et la sécheresse.</p>		
<p>Risque géologique : Le développement géothermique est toujours associé au risque d'éruption, accompagné de risques environnementaux et sociaux.</p>		<p>P=3 I=3</p>	<p>L'exploitation des ressources géothermiques agit souvent comme une « soupape régulatrice de pression » en canalisant l'accumulation d'énergie dans le magma de manière contrôlée pour la production d'électricité. Ceci, à son tour, peut diminuer la fréquence des éruptions. Le projet veillera à ce que des garanties environnementales et sociales adéquates soient prises en compte lors de la mise en œuvre du projet. Cela est conforme à la politique du PNUD en matière de contrôle social et environnemental.</p>	<p>BP PNUD</p>	<p>Pas de changement</p>

P = Probabilité sur une échelle de 1 (faible) à 5 (haute). **I** = Impact sur une échelle de 1 (bas) à 5 (élevé).

IV. CADRE DES RESULTATS DU PROJET

Ce projet contribuera aux objectifs de développement durable suivants : Objectif 7 : Assurer l'accès à l'énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous ; Objectif 13 : Prendre des mesures urgentes pour lutter contre le changement climatique et ses impacts ; et Objectif 5 : Réaliser l'égalité entre les sexes et autonomiser toutes les femmes et les filles.

Ce projet contribuera aux résultats du pays inclus dans le document UNDAF/Programme de Pays : Le segment de population le plus vulnérable résiste aux changements climatiques et aux crises.

Ce projet sera lié aux résultats suivants le Plan Stratégique du PNUD : Le pays a mis en place un cadre politique, juridique et réglementaire pour promouvoir et développer les énergies renouvelables.

Objectif	Indicateur/Sous-indicateur	Lignes de base	Cibles mi-projet	Cibles de fin de projet	Sources de de Vérification	Risques et hypothèses
Promouvoir le développement des ressources énergétiques géothermiques dans le pays pour la production d'électricité à base de base	Réduction des émissions (en tCO ₂ sur une durée de vie économique de 30 ans). Investissement dans la production d'électricité à partir de l'énergie géothermique. Capacité installée (MW) et énergie annuelle produite (MWh) par la (les) centrale (s) géothermique (s). Nombre d'emplois créés. Nombre de ménages et	Les émissions de GES dans le pays ont été de 995 354 tCO ₂ et la mise en œuvre de mesures correctives, y compris le développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité, devrait être réduite de 84% d'ici 2030 (Source : CPDN) La contribution actuelle de l'énergie géothermique à la production d'électricité est inexistante. Aucun investissement ne se déroule dans la production d'électricité à partir de l'énergie	Exploration de surface terminée. Politiques et stratégies rationalisées en place. Puits exploratoires et de production, conception technique frontale et préparation du contrat complétés. Etude de faisabilité bancaire et plan d'affaires en préparation. 800 emplois créés.	10 MW de capacité géothermique installés, résultant en un investissement de presque \$ 46 million pour la Phase 2 et de 47,7 million pour la Phase 3. Production d'électricité à base de géothermie de 80 000 MWh/an. Réduction de 63 000 tonnes de CO ₂ /année sur la durée de vie de 30 ans de la centrale géothermique. Estimation de la réduction des émissions de GES cumulatives	Rapports annuels du projet, rapports de surveillance et de vérification des GES. Examen à mi-parcours du projet et rapports d'évaluation des terminaux.	Engagement continu des partenaires du projet. Y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.

	Indicateur/Sous-indicateur	Lignes de base	Cibles mi-projet	Cibles de fin de projet	Sources de de Vérification	Risques et hypothèses
	d'entreprises bénéficiaires dans tout le pays.	géothermique.		conséquentielles post-projet (ascendant) de 5 481 000 tonnes de CO ₂ pendant la durée de vie de l'équipement, en appliquant un facteur de réplification de 3. Création de 1 400 emplois supplémentaires.		
Composante 1 : Instruments politiques, réglementaires, législatifs et financiers de désignage pour le développement de l'énergie géothermique.						
Résultat 1 : Politique énergétique rationalisée et complète axée sur le marché, cadre légal / réglementaire et instruments financiers pour les centrales électriques à énergie géothermique.	Existence de politiques et stratégies.	Non disponible à l'heure actuelle.	Complété et approuvé par le gouvernement dans les 12 mois suivant le début du projet.	Complété et approuvé par le gouvernement dans les 12 mois suivant l'idemarrage du projet.	Documentation du Projet.	Engagement des entités gouvernementales.
Produit 1.1: Adoption d'un ensemble de mesures politique et législative pour le développement de l'énergie géothermique.	<i>Existence d'un ensemble de politiques pour le développement de l'énergie géothermique.</i>	Non disponible à l'heure actuelle.	Complété et approuvé par le gouvernement dans les 12 mois suivant le début du projet.	Complété et approuvé par le gouvernement dans les 12 mois suivant l'idemarrage du projet.	Documentation du Projet.	Coopération et intérêt des entités gouvernementales.
Produit 1.2: Instruments fondamentaux financiers de désignage pour le développement de l'énergie géothermique définis, adoptés et mis en œuvre.	<i>Existence d'instruments financiers de désignage pour le développement de l'énergie géothermique.</i>	Non disponible à l'heure actuelle.	Complété et approuvé par le gouvernement dans les 12 mois suivant le début du projet.	Complété et approuvé par le gouvernement dans les 12 mois suivant l'idemarrage du projet.	Documentation du Projet.	Intérêt continu des investisseurs du secteur privé.
Composante 2 : Préparation et développement de la géothermie en amont						

	Indicateur/Sous-indicateur	Lignes de base	Cibles mi-projet	Cibles de fin de projet	Sources de de Vérification	Risques et hypothèses
Résultat 2 : La disponibilité des ressources géothermiques est évaluée, établie et la centrale électrique de 10 MW est opérationnelle.	Existence d'une centrale géothermique de 10 MW.	Non disponible à l'heure actuelle.	Puits d'exploration et de production, conception technique frontale terminée.	À compléter à la fin de l'année 5 de l'initiation du projet.	Documentation du Projet.	Coopération de toutes parties prenantes.
Produit 2.1 : Evaluation de l'exploration de surface du potentiel des ressources géothermiques des Comores complétée.	Existence de données sur le potentiel complet de ressources géothermiques du pays pour le développement.	Déjà réalisé.	Déjà terminé.	Déjà réalisé.	Rapports publiés.	Engagement des diverses institutions gouvernementales.
Produit 2.2 : Les forages et l'essai des puits d'exploration et de production terminés.	Existence des résultats des forages exploratoires – de production et résultats des essais.	Non disponible à l'heure actuelle.	Achevé dans les 24 mois suivant le lancement du projet.	À compléter dans les 24 mois suivant le démarrage du projet.	Rapports du projet.	Engagement continu des diverses institutions gouvernementales et des promoteurs de projets.
Produit 2.3 : 10 MW de capacité de production d'énergie géothermique.	Preuves que 10 MW de capacité de production géothermique sont opérationnelles.	Aucune à l'heure actuelle.	Étude de faisabilité bancaire et plan d'affaires en préparation.	Terminé dans les 60 mois suivant le début du projet.	Indique qu'une capacité géothermique totale de 10 MW a été construite et opérationnelle.	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
Composante 3 : Gestion des connaissances et promotion de l'investissement.						
Résultat 3 : Sensibilisation accrue au potentiel géothermique et au climat d'investissement.	Programme de relations publiques et de promotion des investissements existants.	Manque d'informations suffisantes pour attirer les investisseurs.	Terminé dans les 24 mois suivant le démarrage du projet.	Terminé dans les 24 mois suivant le démarrage du projet.	Rapports du projet et site web.	La croissance du programme sera soutenue.

	Indicateur/Sous-indicateur	Lignes de base	Cibles mi-projet	Cibles de fin de projet	Sources de de vérification	Risques et hypothèses
Produit 3.1: Campagne de relations publiques et de promotion des investissements menée.	<i>Plan pour les relations publiques et la promotion des investissements disponibles et opérationnalisés.</i>	Aucun plan n'est disponible.	Achevé dans les 24 mois suivant le lancement du projet.	Terminé dans les 24 mois suivant l'initiation du projet.	Rapports de projets.	Désignation du personnel par les ministères compétents / autres institutions.
Produit 3.2: Guide publié sur le développement géothermique aux Comores.	<i>Existence d'un guide.</i>	Aucun à l'heure actuelle.	Achevé dans les 24 mois suivant le lancement du projet.	Terminé dans les 24 mois suivant le démarrage du projet.	Documentation et site Web du projet.	Intérêt continu des entités gouvernementales et des investisseurs privés.
Produit 3.3: Documents publiés (y compris vidéo) et réunions d'information avec les parties prenantes dans les pays PEID ayant un potentiel géothermique sur l'expérience / les meilleures pratiques et les leçons apprises.	<i>Existence de matériel publié</i>	Manque d'informations sur les meilleures pratiques et les leçons apprises.	Collecte d'informations en cours	Terminé dans les 3 mois suivant la fin du projet.	Documentation et site Web du projet.	Intérêt continu des parties prenantes.

V. IV. PLAN DE SUIVI ET D'ÉVALUATION (M&E)

Les résultats du projet décrits dans le cadre des résultats du projet feront l'objet d'un suivi annuel et seront évalués périodiquement pendant la mise en œuvre du projet afin de s'assurer que le projet atteigne effectivement ces résultats.

Le suivi et l'évaluation au niveau du projet seront entrepris conformément aux exigences du PNUD, telles que décrites dans le [POPP du PNUD](#) et la [Politique d'Evaluation du PNUD](#). Bien que ces exigences du PNUD ne soient pas décrites dans ce document de projet, le Bureau Pays du PNUD travaillera avec les parties prenantes concernées du projet pour s'assurer que les exigences du PNUD en matière de suivi et d'évaluation (M&E) soient satisfaites en temps opportun et conformément à des normes de qualité élevées. Des exigences obligatoires supplémentaires en matière de M&E spécifiques au FEM (décrites ci-dessous) seront mises en œuvre conformément à la [Politique de suivi et d'Evaluation du FEM](#) et aux autres politiques pertinentes du FEM.

En plus de ces exigences obligatoires de suivi et d'évaluation du PNUD et du FEM, d'autres activités de M&E jugées nécessaires pour soutenir la gestion adaptative au niveau du projet seront convenues lors de l'atelier de lancement du projet et seront détaillées dans le rapport initial. Cela inclura le rôle exact des groupes cibles du projet et d'autres parties prenantes dans les activités de suivi et d'évaluation du projet, y compris le point focal opérationnel du FEM et les instituts nationaux/régionaux chargés d'assurer le suivi du projet. Le point focal opérationnel du FEM s'efforcera d'assurer la cohérence de l'approche adoptée pour les besoins spécifiques de suivi et d'évaluation du FEM (notamment les outils de suivi du FEM) pour tous les projets financés par le FEM dans le pays. Cela pourrait être réalisé, par exemple, en utilisant un institut national pour compléter les outils de suivi du FEM pour tous les projets financés par le FEM dans le pays, y compris les projets soutenus par d'autres agences du FEM.

Supervision et responsabilités de surveillance M&E

Gestionnaire de projet : Le gestionnaire de projet sera responsable de la gestion quotidienne du projet et de la surveillance régulière des résultats et des risques du projet, y compris les risques sociaux et environnementaux. Le chef de projet veillera à ce que tout le personnel du projet maintienne un niveau élevé de transparence, de responsabilité dans le suivi et l'évaluation et la communication des résultats du projet. Le gestionnaire de projet informera le Comité de projet, le Bureau Pays du PNUD et le CRJ du PNUD-FEM des retards ou des difficultés qui surviendraient au cours de la mise en œuvre, de sorte qu'un soutien approprié et des mesures correctives puissent être adoptées.

Le gestionnaire de projet élaborera des plans de travail annuels fondés sur le plan de travail pluriannuel inclus à l'annexe A, y compris des objectifs de production annuels pour appuyer la mise en œuvre efficace du projet. Le chef de projet veillera à ce que les exigences standard du PNUD et du FEM en matière de suivi et d'évaluation soient remplies avec la plus grande qualité. Cela inclut, mais ne se limite pas, à s'assurer que les indicateurs du cadre des résultats sont suivis chaque année à temps pour la production de rapports fondés sur des données probantes dans le cadre de l'examen de l'exécution du projet du FEM, et que le suivi des risques et les différents plans/stratégies développés pour soutenir la mise en œuvre du projet (par exemple, stratégie de genre, stratégie de KM etc.) se produisent régulièrement.

Comité de projet : Le Comité de projet prendra des mesures correctives au besoin pour s'assurer que le projet atteigne les résultats souhaités. Le comité de projet tiendra des examens de projet pour évaluer le rendement du projet et évaluer le plan de travail annuel pour l'année suivante. Au cours de la dernière année du projet, le Comité de projet procédera à un examen de fin de projet afin de tirer les leçons apprises et de discuter des possibilités d'intensification et de mettre en évidence les résultats des projets et les leçons apprises avec les publics concernés. Cette réunion d'examen final portera également sur les constatations présentées dans le rapport d'évaluation du projet et sur la réponse de la direction.

Partenaire de mise en œuvre du projet : Le partenaire de mise en œuvre est responsable de fournir toutes les informations et données requises à temps pour un rapport de projet, complet et factuel, y compris les résultats et les données financières, si nécessaire et approprié. Le partenaire de mise en œuvre s'efforcera de veiller à ce que le suivi et l'évaluation au niveau des projets soient entrepris par les instituts nationaux et alignés sur les systèmes nationaux afin que les données utilisées et générées par le projet soutiennent les systèmes nationaux.

Bureau Pays du PNUD : Le Bureau Pays du PNUD appuiera le gestionnaire de projet selon les besoins, notamment par le biais de missions de supervision annuelles. Ces missions annuelles de supervision se dérouleront selon le calendrier prévu dans le plan de travail annuel. Les rapports de mission de supervision seront distribués à l'équipe du projet et au comité de projet dans le mois qui suit la mission. Le Bureau Pays du PNUD lancera et organisera les principales activités de suivi et d'évaluation du FEM, y compris le PIR annuel du FEM, l'examen indépendant à mi-parcours (MTR) et l'évaluation finale (TE) indépendante. Le Bureau Pays du PNUD veillera également à ce que les exigences standard du PNUD et du FEM en matière de suivi et d'évaluation soient remplies avec la plus grande qualité.

Le Bureau Pays du PNUD est chargé de se conformer à toutes les exigences de suivi et d'évaluation des projets du PNUD, telles que définies dans le POPP du PNUD. Cela inclut de s'assurer que l'évaluation de la qualité du PNUD est effectuée chaque année ; que les cibles annuelles au niveau de la production sont élaborées, suivies et rapportées en utilisant les systèmes d'entreprise du PNUD ; la mise à jour régulière du journal des risques dans l'ATLAS ; et la mise à jour du marqueur du genre du PNUD sur une base annuelle basée sur les progrès d'intégration du genre rapportés dans le REP du FEM et le ROAR du PNUD. Toute préoccupation concernant la qualité signalée pendant ces activités de S & E (par exemple les notes annuelles d'évaluation de la qualité du PIR du FEM) doit être traitée par le Bureau Pays du PNUD et le chef de projet.

Le Bureau Pays du PNUD conservera tous les dossiers de M&E pour ce projet jusqu'à sept ans après la clôture financière du projet afin de soutenir les évaluations rétrospectives entreprises par le Bureau Indépendant d'Évaluation (IEO) du PNUD et /ou le Bureau indépendant d'évaluation du FEM.

Unité PNUD-FEM : Le Conseiller technique régional du PNUD-FEM et la Direction du PNUD-FEM fourniront un suivi et une évaluation supplémentaires de la qualité et une aide à la résolution des problèmes, le cas échéant.

Audit : Le projet sera audité conformément aux règles et règlements financiers du PNUD et aux politiques d'audit applicables sur les projets mis en œuvre par le NIM. (Voir les conseils ici : <https://info.undp.org/global/popp/firm/pages/financial-management-and-execution-modalities.aspx>)

Autres exigences de suivi et de notification du FEM :

Atelier et rapport de lancement : Un atelier de lancement du projet aura lieu dans les deux mois suivant la signature du document de projet par toutes les parties concernées, entre autres :

- a) Réorienter les parties prenantes du projet vers la stratégie du projet et discuter de tout changement dans le contexte global qui influence la mise en œuvre du projet ;
- b) Discuter des rôles et responsabilités de l'équipe de projet, y compris les lignes de communication et les rapports, et les mécanismes de résolution des conflits ;
- c) Revoir le cadre des résultats et finaliser les indicateurs, les moyens de vérification et le plan de suivi ;
- d) Discuter des rôles et des responsabilités en matière de rapport, de suivi et d'évaluation et finaliser le budget de M&E ; identifier les instituts nationaux/régionaux impliqués dans le suivi et l'évaluation au niveau du projet ; discuter du rôle du FEM dans le suivi et l'évaluation ;
- e) Mettre à jour et examiner les responsabilités pour le suivi des divers plans et stratégies du projet, y compris le registre des risques ; Plan de gestion environnementale et sociale et autres exigences de sauvegarde ; la stratégie du genre ; la stratégie de gestion des connaissances et d'autres stratégies pertinentes ;
- f) Examiner les procédures de présentation de l'information financière et les exigences obligatoires, et convenir des modalités de la vérification annuelle ; et
- g) Planifier et programmer les réunions du Comité de projet et finaliser le plan de travail annuel de la première année.

Le chef de projet préparera le rapport de démarrage au plus tard un mois après l'atelier de démarrage. Le rapport de démarrage sera approuvé par le Bureau Pays du PNUD et le conseiller technique régional du PNUD-FEM et sera approuvé par le Comité de projet.

Rapport d'exécution du projet du FEM (PIR) : Le gestionnaire de projet, le Bureau Pays du PNUD et le Conseiller Technique Régional du PNUD-FEM fourniront une contribution objective au PIR du FEM couvrant la période de référence juillet (année précédente) à juin (année en cours) pour chaque année de mise en œuvre du projet. Le gestionnaire de projet veillera à ce que les indicateurs inclus dans le cadre des résultats du projet soient surveillés chaque année avant la date limite de soumission des demandes d'examen préliminaire international afin que les progrès puissent être signalés dans le rapport. Tous les risques environnementaux et sociaux et les plans de gestion connexes feront l'objet d'un suivi régulier, et les progrès seront signalés dans le rapport sur l'exécution du programme (PIR).

Le PIR soumis au FEM sera partagé avec le Comité de projet. Le Bureau Pays du PNUD coordonnera la contribution du point focal opérationnel du FEM et d'autres parties prenantes au PIR, le cas échéant. La cote de qualité du PIR de l'année précédente servira à éclairer la préparation du PIR suivant.

Leçons apprises et génération de connaissances : Les résultats du projet seront diffusés à l'intérieur et au-delà de la zone d'intervention du projet à travers les réseaux et forums de partage d'informations existants. Le projet identifiera et participera, de manière pertinente et appropriée, à des réseaux scientifiques, à des politiques et/ou à d'autres réseaux susceptibles de bénéficier au projet. Le projet identifiera, analysera et partagera les leçons apprises qui pourraient être bénéfiques pour la conception et la mise en œuvre de projets similaires et diffusera largement ces leçons. Il y aura un échange d'informations continu entre ce projet et d'autres projets de même nature dans le même pays, la même région et dans le monde.

Outils de suivi de la zone d'intervention du FEM: Les outils de suivi du FEM suivants seront utilisés pour suivre les résultats des avantages environnementaux mondiaux: Les outils de suivi de la zone focale du FEM présentés dans l'annexe D du présent document de projet seront mis à jour par le chef de projet/équipe et partagés avec les consultants chargés de l'examen à mi-parcours et les consultants d'évaluation finale (pas les consultants d'évaluation embauché pour entreprendre le MTR ou le TE) avant que les missions d'examen/d'évaluation requises n'aient lieu. Les outils de suivi mis à jour du FEM seront soumis au FEM avec le rapport d'évaluation à mi-parcours et le rapport d'évaluation finale terminés.

Revue indépendante à mi-parcours (MTR) : Un processus d'examen indépendant à mi-parcours commencera après la soumission du deuxième PIR au FEM, et le rapport d'examen à mi-parcours sera soumis au FEM la même année que le troisième PIR. Les résultats et les réponses de l'examen à mi-parcours décrits dans la réponse de la direction seront incorporés en tant que recommandations pour une mise en œuvre améliorée pendant la dernière moitié de la durée du projet. Les termes de référence, le processus d'examen et le rapport d'examen à mi-parcours suivront les modèles et directives standard élaborés par le IEO du PNUD pour les projets financés par le FEM, disponibles sur [UNDP Evaluation Resource Centre \(ERC\) website](#). Comme indiqué dans cette orientation, l'évaluation sera « indépendante, impartiale et rigoureuse ». Les consultants qui seront recrutés pour entreprendre la mission seront indépendants des organisations qui ont été impliquées dans la conception, l'exécution ou le conseil sur le projet à évaluer. Le point focal opérationnel du FEM et d'autres parties prenantes seront impliqués et consultés pendant le processus d'évaluation finale. Un soutien supplémentaire à l'assurance qualité est disponible auprès de la direction du PNUD-FEM. Le rapport final de l'examen à mi-parcours sera disponible en anglais et sera approuvé par le Bureau Pays du PNUD et le Conseiller Technique Régional du PNUD-FEM, et approuvé par le Comité de projet.

Évaluation finale (TE) : Une évaluation finale indépendante (TE) aura lieu à la fin de tous les principaux produits et activités du projet. Le processus d'évaluation finale débutera trois mois avant la clôture opérationnelle du projet, permettant à la mission d'évaluation de continuer pendant que l'équipe du projet est encore en place, tout en s'assurant que le projet est suffisamment proche pour que l'équipe d'évaluation puisse en tirer des conclusions sur la durabilité du projet. Le gestionnaire de projet demeurera sous contrat jusqu'à ce que le rapport TE et la réponse de la direction aient été finalisés. Les termes de référence, le processus d'évaluation et le rapport final sur la TE suivront les modèles standard et les directives préparés par le IEO du PNUD pour les projets financés par le FEM, disponibles sur [UNDP Evaluation Resource Centre website](#). Comme indiqué dans cette orientation, l'évaluation

sera « indépendante, impartiale et rigoureuse ». Les consultants qui seront recrutés pour entreprendre la mission seront indépendants des organisations qui ont été impliquées dans la conception, l'exécution ou le conseil sur le projet à évaluer. Le point focal opérationnel du FEM et d'autres parties prenantes seront impliqués et consultés pendant le processus d'évaluation finale. Un soutien supplémentaire à l'assurance qualité est disponible auprès de la Direction du PNUD-FEM. Le rapport final du TE sera approuvé par le Bureau Pays du PNUD et le Conseiller Technique Régional du PNUD-FEM et sera approuvé par le Comité de projet. Le rapport TE sera mis à la disposition du public en anglais sur le site web ERC du PNUD.

Le Bureau Pays du PNUD inclura l'évaluation finale du projet dans le plan d'évaluation du Bureau Pays du PNUD et téléchargera le dernier rapport d'évaluation final en anglais et la réponse correspondante de la direction au centre de ressources d'évaluation du PNUD. Une fois téléchargé dans l'ERC, l'IEO du PNUD effectuera une évaluation de la qualité et validera les résultats et notations du rapport TE, et évaluera la qualité de ce rapport TE. Le rapport d'évaluation de l'IEO du PNUD sera envoyé à l'IEO du FEM avec le rapport d'évaluation final du projet.

Rapport final : Le PIR final du projet ainsi que le rapport d'évaluation final (TE) et la réponse de la direction correspondante serviront de package de rapport final du projet. Le dossier final du rapport de projet doit être discuté avec le Comité de projet lors d'une réunion d'examen de fin de projet afin de discuter des leçons apprises et des possibilités de mise à l'échelle.

Exigences obligatoires de suivi et d'évaluation du FEM et du budget M&E :

Exigences de suivi et d'évaluation (M&E) du FEM	Responsabilité principale	Coûts indicatifs à imputer au budget du projet (en dollars)		Délais
		Subvention du FEM	Cofinancement	
Atelier de lancement.	Bureau Pays du PNUD	5,000	5,000	Dans les deux mois suivant la signature du document de projet
Rapport initial.	Chef de projet	Aucune	Aucun	Dans les deux semaines de l'atelier de démarrage
Exigences de suivi et de notification standard du PNUD, telles que décrites dans le POPP du PNUD.	Bureau Pays du PNUD	Aucune	Aucune	Trimestriel, annuellement
Suivi des indicateurs dans le cadre de résultats du projet.	Chef de projet	12,000	12,000	4 000 \$/an effectué annuellement
Rapport d'exécution du projet du FEM (PIR).	Chef de projet et PNUD BP et équipe PNUD-FEM	Aucune	Aucun	Annuellement
Audit NIM selon les politiques d'audit du PNUD.	Bureau Pays du PNUD	15,000	15,000	Annuelle ou autre fréquence selon les politiques d'audit du PNUD - 3 000 \$/an
Leçons apprises et génération de connaissances.	Chef de projet		3,000	Annuellement
Surveillance des risques environnementaux et sociaux et	Chef de projet BP PNUD	Aucune	3,000	En cours

Exigences de suivi et d'évaluation (M&E) du FEM	Responsabilité principale	Coûts indicatifs à imputer au budget du projet (en dollars)		Délais
		Subvention du FEM	Cofinancement	
des plans de gestion pertinents correspondants.				
Traiter les obstacles environnementaux et sociaux.	Chef de projet Bureau Pays du PNUD BPPS au besoin	Aucun pour l'instant pour le gestionnaire de projet, et le BP PNUD	None	
Réunions du comité de projet.	Comité de projet Bureau Pays du PNUD Project Manager	Aucune	3,000	Au minimum, annuellement
Missions de supervision	Bureau Pays du PNUD	Aucune ¹⁰	4,000	Annuellement
Missions de contrôle	Equipe PNUD-FEM	Aucune ¹⁰	4,000	Dépannage au besoin
La gestion des connaissances, telle que décrite dans le résultat 3.	Chef de projet	26,450	Aucun	En cours - à couvrir dans le cadre des frais de projet
Missions d'apprentissage du Secrétariat du FEM/visites de sites.	Bureau Pays du PNUD et gestionnaire de projet et équipe du PNUD-FEM	Aucune	Aucun	A être déterminé.
L'outil de suivi à mi-parcours du FEM doit être mis à jour (ajouter le nom de l'institut national / régional, le cas échéant).	Chef de projet	10,000	5,000	Avant que la mission d'examen à mi-parcours ait lieu.
Examen indépendant à mi-parcours (MTR) et réponse de la direction.	Bureau Pays du PNUD et équipe de projet et équipe du PNUD-FEM	25,000	5,000	À ou près de la fin de l'année 3 des activités du projet.
L'outil final de suivi du FEM doit être mis à jour (ajouter le nom de l'institut national / régional, le cas échéant).	Chef de projet	10,000	5,000	Avant que la mission d'évaluation finale ait lieu.
Évaluation finale indépendante (TE) incluse dans le plan d'évaluation du PNUD et réponse de la direction.	Bureau Pays du PNUD et équipe de projet et équipe du PNUD-FEM	40,000	5,000	Au moins trois mois avant la fermeture opérationnelle.
Traduction des rapports MTR et TE en anglais ou en français, selon le cas.	Bureau Pays du PNUD	10,000	5,000	
Coût indicatif total, hors personnel de l'équipe de projet, et personnel du PNUD et frais de voyage.		153,450	74,000	

¹⁰ Les coûts de participation du BP PNUD et de l'Unité PNUD-FEM seront imputés aux frais d'agence du FEM.

VI. V. GOUVERNANCE ET MODALITES DE GESTION

Rôles et responsabilités du mécanisme de gouvernance du projet : le projet sera mis en œuvre conformément à la Modalité nationale de mise en œuvre du PNUD, conformément à l'Accord Standard d'Assistance de Base entre le PNUD et le Gouvernement de l'Union des Comores.

Le partenaire d'exécution de ce projet est le Bureau Géologique des Comores au sein de la Vice-Présidence en charge de l'Énergie. Le partenaire d'exécution est responsable de la gestion de ce projet, y compris le suivi et l'évaluation des interventions du projet, la réalisation des résultats du projet et l'utilisation efficace des ressources du PNUD.

La structure de l'organisation du projet est la suivante :

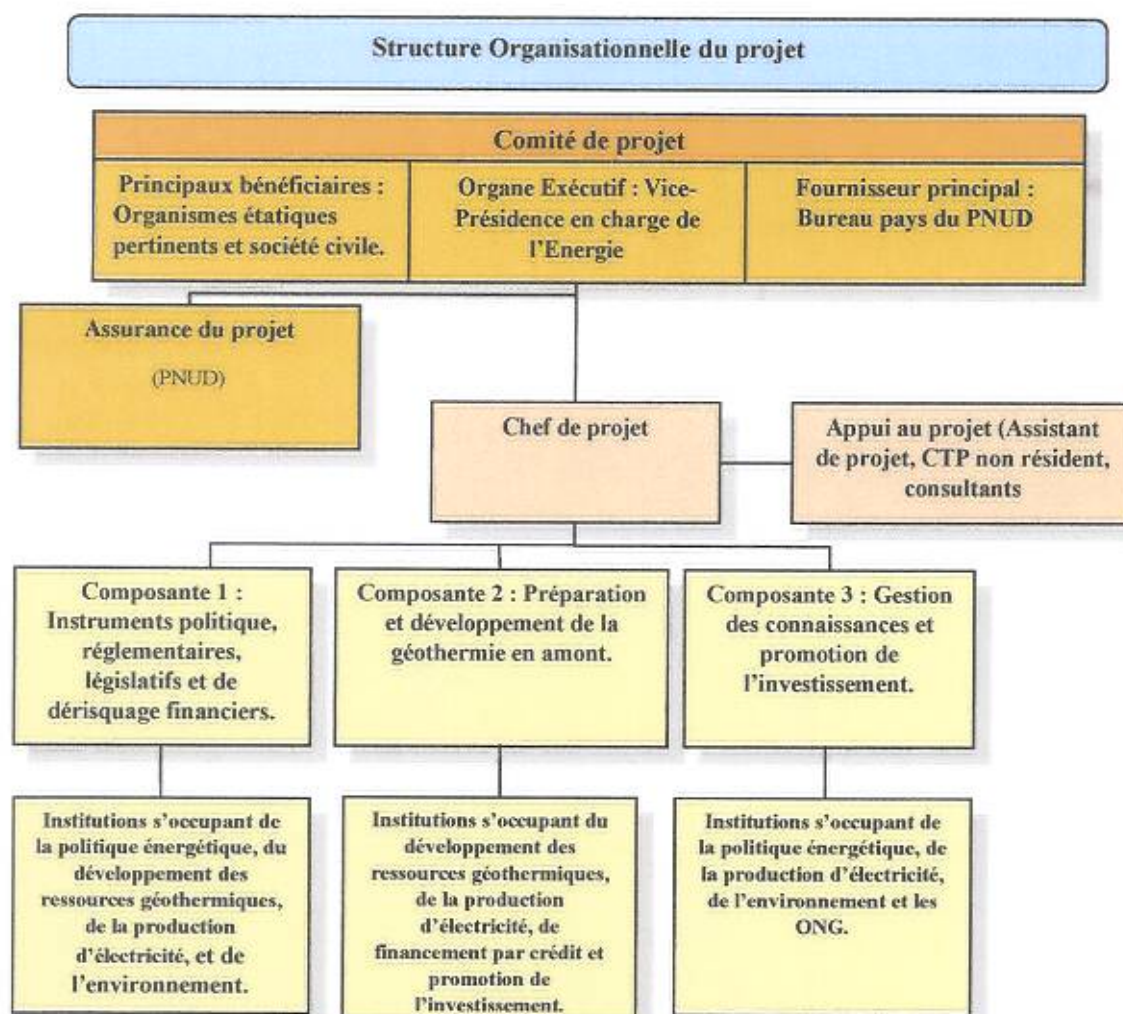


Fig. 10 : Structure Organisationnelle du Projet

Le Comité de Projet (également appelé Comité de Pilotage du Projet) sera chargé de prendre, par consensus, des décisions de gestion lorsque le Chef de Projet aura besoin de conseils, y compris des recommandations pour l'approbation des plans et révisions par le PNUD/partenaire d'exécution. Afin d'assurer la responsabilité ultime du PNUD, les décisions du Comité de projet doivent être prises conformément aux normes qui garantissent la gestion pour les résultats de développement, le meilleur rapport qualité-prix, l'équité, l'intégrité, la transparence et une concurrence internationale efficace. Au cas où un consensus ne pourrait être atteint au sein du Comité, la décision

finale reviendra au Directeur du Programme du PNUD. Le comité de projet sera présidé par la Vice-Présidence chargée de l'énergie et se composera de représentants des diverses organisations/institutions indiquées à la figure 10 ci-dessus.

Le gestionnaire de projet dirigera le projet au jour le jour au nom du partenaire d'exécution dans les limites fixées par le Comité de Projet. La fonction de gestionnaire de projet prendra fin lorsque le rapport final d'évaluation du projet et d'autres documents requis par le FEM et le PNUD auront été achevés et soumis au PNUD (y compris la clôture opérationnelle du projet).

Le rôle d'assurance du projet sera fourni par le Bureau Pays du PNUD spécifiquement.

Le Conseiller Technique Régional du PNUD fournira au besoin une assurance de la qualité supplémentaire.

Rôle de gouvernance pour les groupes cibles du projet :

Services de projets directs du PNUD demandés par le gouvernement (le cas échéant) : services de soutien du PNUD demandés par le gouvernement. Lettre d'entente (LOA) d'un montant de 60 000 \$ joint en annexe.

Accord sur les droits de propriété intellectuelle et l'utilisation du logo sur les produits livrables du projet et la divulgation des informations : Afin d'accorder une reconnaissance appropriée au FEM pour le financement de la subvention, le logo du FEM apparaîtra avec le logo du PNUD sur tout le matériel promotionnel, ou autres matériels écrits comme les publications développées par le projet. Toute citation de publications concernant des projets financés par le FEM accordera également une reconnaissance appropriée au FEM. Les informations seront divulguées conformément aux politiques pertinentes, notamment la politique de divulgation du PNUD et la politique du FEM en matière de participation du public.

Gestion de projet : Le projet sera opérationnalisé par l'utilisation d'une Unité de Gestion (PMU) de projet. Les principaux rôles de gestion du PMU incluent :

- Diriger le développement de la conception du projet, y compris la préparation des termes de référence des consultants et des sous-traitants, l'identification et la sélection des sous-traitants/consultants nationaux et internationaux, l'estimation des coûts, l'établissement du calendrier, la passation des marchés et la déclaration des activités du projet et du budget.
- Soutenir les activités des experts internationaux/nationaux, des investisseurs potentiels et des sous-traitants et fournir un soutien administratif/financier général aux activités du projet.

VII. VI. PLANIFICATION FINANCIÈRE ET GESTION

Le coût total du projet est de 93 000 000 USD, en supposant que les 3 premiers puits à forer sont productifs. Ce projet est financé par un don du FEM de 5 905 662 USD, 500 000 USD en espèces, en cofinancement, devant être administré par le PNUD et de 54 265 662 USD en cofinancement parallèle. Le PNUD, en tant qu'agence d'exécution du FEM, est responsable de l'exécution des ressources du FEM et de tout cofinancement en espèces transféré sur le compte bancaire du PNUD uniquement.

Cofinancement parallèle : La réalisation effective du cofinancement du projet fera l'objet d'un suivi lors de l'examen à mi-parcours et du processus d'évaluation finale et sera signalée au FEM. Le cofinancement parallèle prévu sera utilisé comme suit :

Source de cofinancement	Type de cofinancement	Montant du cofinancement (\$)	Activités prévues/produits	Risques	Mesures d'atténuation des risques
-------------------------	-----------------------	-------------------------------	----------------------------	---------	-----------------------------------

Gouvernement national	En espèces	680,000	(i) Contribution à la Composante 1 pour relancer la participation du secteur privé au développement de l'énergie géothermique pour la production d'électricité de base. (ii) Contribution à la Composante 3 pour soutenir la gestion des connaissances et la promotion des investissements.	Déplacement de l'attention du gouvernement vers d'autres priorités.	Dialogue permanent et partenariat avec les autorités.
PNUD	En espèces	500,000	Subvention de la Composante 1 pour la Politique, Cadre Institutionnel et Réglementaire, et Composante 2 pour le « dérisquage » financier.	Risque de réaffectation des ressources TRAC.	Le succès du projet sera partagé avec les bureaux régionaux et mondiaux du PNUD.
Banque Mondiale	En espèces	5,000,000	Financement en crédit pour le développement de l'énergie géothermique dans le cadre de la Composante 2.	Changement dans les priorités d'assistance technique.	Dialogue et partenariat en cours.
Union Européenne	En espèces	3,700,000	Accorder un financement pour le développement de l'énergie géothermique dans le cadre de la composante 2.	Changement dans les priorités d'assistance technique.	Dialogue et partenariat en cours.
Fonds africain de développement	En espèces	20,000,000	Financement de crédit pour le développement de l'énergie géothermique dans le cadre de la Composante 2.	Changement dans les priorités d'investissement.	Dialogue et partenariat en cours.
Fonds arabe pour le développement économique.	En espèces	10,000,000	Financement en crédit pour le développement de l'énergie géothermique dans le cadre de la Composante 2.	Changement dans les priorités d'assistance technique.	Dialogue et partenariat en cours.
Gouvernement de la Nouvelle-Zélande	En espèces	5,000,000	Accorder un financement pour le développement de l'énergie géothermique dans le cadre de la Composante 2.	Changement dans les priorités d'assistance technique.	Dialogue et partenariat en cours.
Fonds pour les pays en transition (FAT)	En espèces	3,000,000	Accorder un financement pour le développement de l'énergie géothermique dans le cadre de la Composante 2.	Changement dans les priorités d'assistance technique.	Dialogue et partenariat en cours.

Fonds d'énergie durable pour l'Afrique	En espèces	480,000	Subvention pour l'élaboration de politiques dans le cadre de la Composante 1, et la gestion des connaissances et la promotion des investissements dans le cadre de la Composante 3.	Changement dans les priorités d'assistance technique.	Dialogue et partenariat en cours.
--	------------	---------	---	---	-----------------------------------

Révision et tolérance du budget : Conformément aux exigences du PNUD définies dans le PPP du PNUD, le Comité de projet concevra un niveau de tolérance budgétaire pour chaque plan dans le cadre du plan de travail annuel global permettant au chef de projet d'atteindre le niveau de tolérance au-delà du montant du budget du projet approuvé pour l'année sans nécessiter de révision de la part du comité de projet. Si les écarts suivants se produisent, le chef de projet et le Bureau Pays du PNUD demanderont l'approbation de l'équipe du PNUD-FEM car ils sont considérés comme des amendements majeurs par le FEM :

- Les réaffectations budgétaires entre les Composantes du projet avec des montants représentant 10% de la subvention totale du projet ou plus ;
- Introduction de nouveaux postes/éléments budgétaires qui dépassent 5% de l'allocation initiale du FEM.

Toute dépense excédentaire encourue au-delà du montant de subvention du FEM sera absorbée par des ressources hors FEM (par exemple, le TRAC du PNUD ou un cofinancement en espèces).

Remboursement au donateur : Si un remboursement des fonds non dépensés au FEM est nécessaire, il sera géré directement par l'Unité PNUD-FEM à New York.

Clôture du projet : La clôture du projet se fera conformément aux exigences du PNUD décrites dans le POPP du PNUD, seulement sur une base exceptionnelle, une prolongation sans frais au-delà de la durée initiale du projet sera demandée aux collègues du PNUD dans le pays et ensuite au Coordonnateur Exécutif du PNUD-FEM.

Achèvement opérationnel : Le projet sera achevé lorsque les dernières contributions financées par le PNUD auront été fournies et que les activités connexes auront été achevées. Cela comprend l'approbation finale du rapport d'évaluation final (qui sera disponible en anglais) et la réponse de la direction correspondante, ainsi que la réunion du comité de projet de revue de fin de projet. Le partenaire de mise en œuvre, par le biais d'une décision du Comité de projet, notifiera le Bureau Pays du PNUD lorsque la fermeture opérationnelle aura été achevée. À ce moment, les parties concernées auront déjà convenu et confirmé par écrit les dispositions prises que tout équipement reste la propriété du PNUD.

Achèvement financier : Le projet sera clôturé financièrement lorsque les conditions suivantes seront remplies :

- le projet est achevé ou a été annulé ;
- Le partenaire d'exécution a signalé toutes les transactions financières au PNUD ;
- Le PNUD a clôturé les comptes du projet ;
- Le PNUD et le partenaire d'exécution ont certifié un rapport de livraison combiné final (qui sert de révision budgétaire finale).

Le projet sera complété financièrement dans les 12 mois suivant la fermeture opérationnelle ou après la date d'annulation. Entre la clôture opérationnelle et la clôture financière, le partenaire d'exécution identifiera et règlera toutes les obligations financières et préparera un rapport final des dépenses. Le Bureau Pays du PNUD enverra les documents de clôture finaux signés, y compris la confirmation des dépenses cumulatives finales et du solde non dépensé à l'unité PNUD-FEM pour confirmation avant que le projet ne soit financièrement fermé dans Atlas par le Bureau Pays du PNUD.

VII. BUDGET TOTAL ET PLAN DE TRAVAIL

Budget total and Plan de travail		
Proposition d'Atlas ou ID d'Attribution :	106929	Atlas ID Produit Primaire :
Proposition d'Atlas ou Titre d'Attribution :	Titre du projet : Développement durable aux Comores à travers la promotion les ressources en énergie géothermique.	
Unité Commerciale Atlas	COM10	
Atlas Produit Primaire Titre de Project :		
PNUD-FEM PIMS No.	5484	
Partenaire de mise en œuvre	Vice-Présidence en charge de l'Energie –Bureau Géologique des Comores	

Résultat du FEM/ activité Atlas	Partie Resp. /Agent de Mise en œuvre	Fonds ID	Nom du Donateur	ATLAS Budget Code	Atlas Description du Budget	Montant Année 1 (USD)	Montant Année 2 (USD)	Montant Année3 (USD)	Montant Année 4 (USD)	Montant Année 5 (USD)	Montant Année 6 (USD)	Montant TOTAL (USD)	Notes
Composante 1 : Instruments politiques, réglementaires, législatifs financiers de financement pour le développement de l'énergie géothermique. Résultat 1 : Politique régénérative rationalisée et complète axée sur le cadre juridique / réglementaire et instruments financiers sur les centrales électriques à énergie géothermique.	NIM	62000	FEM	71200	Consultants Internationaux	30,000	30,000	30,000	20,000	20,000	20,000	150,000	a
				71300	Consultants Locaux	30,000	30,000	30,000	20,000	20,000	160,000	b	
				71600	Voyage	5,000	5,000	5,000	5,000	30,000	c		
				72200	Équipement et Mobilier	20,000	20,000	5,000	5,000	70,000	d		
				74200	Publications	5,000	5,000	5,000	5,000	30,000	e		
				74500	Divers	5,000	5,000	5,000	5,000	30,000	f		
				75700	Formations, Ateliers et Conférences	5,000	5,000	5,000	5,000	30,000	g		
					Total	100,000	100,000	100,000	75,000	65,000	60,000	500,000	

Composante 2 : Développement de la réparation et éothermie en amont. Résultat 2 : La disponibilité des ressources géothermiques est évaluée, établie et la centrale de 10 MW est opérationnelle.	NIM	62000	FEM	71200	Consultants Internationaux	80,000	80,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	460,000	h
				71300	Consultants Locaux	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	25,000	175,000	i	
				71600	Voyage	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	30,000	j		
				72100	Services contractuels - Entreprises	1,000,000	750,000	750,000	-	-	2,500,000	k			
				72200	Equipement/lo giciels	250,000	250,000	200,000	200,000	20,000	1,300,000	l			
				74500	Divers	10,000	5,000	5,000	5,000	5,000	35,000	m			
					Total	1,375,000	1,120,000	1,065,000	315,000	315,000	310,000	4,500,000			
					Résultat 2 (FEM seulement)										
				4000	Services contractuels - Entreprises	16,550	48,690	48,690	48,690	48,690	48,690	260,000	k		
					Total	16,550	48,690	48,690	48,690	48,690	48,690	260,000			
	Résultat 2 (PNUD seulement)														
	Total	1,391,550	1,168,690	1,113,690	363,690	363,690	358,690	4,760,000							
	Résultat 2 (FEM+PNUD)														
Composante 3 : Gestion des connaissances et promotion de l'investissement. Résultat 3 : sensibilisation accrue au potentiel géothermique et le climat	NIM	62000	GEF	71200	Consultants Internationaux	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	450,000	n		
				71300	Consultants Locaux	30,000	30,000	20,000	20,000	20,000	140,000	o			
				71600	Voyage	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	30,000	p			
				72200	Publications	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	18,000	q			
				74500	Divers	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	12,000	r			

Investissement:					Total Résultat 3	115,000	115,000	105,000	105,000	105,000	105,000	105,000	105,000	650,000	
		62000	FEM	71400	Personnel du Projet	32,610	29,610	29,610	29,610	29,610	29,610	29,610	29,610	180,662	s
		62000	FEM	74596	Services aux Projets	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	60,000	t
		62000	FEM	74100	Services professionnels	0	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	15,000	u
					FEM Gestion Totale	42,610	42,610	42,610	42,610	42,610	42,610	42,610	42,612	255,662	
		4000	PNUD	71400	Personnel du Projet	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	240,000	v
					PNUD Gestion Totale	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	240,000	
					FEM+PNUD Gestion Totale	82,610	82,610	82,610	82,610	82,610	82,610	82,612	495,662		
		SOUS-TOTAL FEM				1,602,610	1,347,610	1,332,610	557,610	547,610	517,612	5,905,662			
		SOUS-TOTAL PNUD TRAC				56,550	88,690	88,690	88,690	88,690	88,690	500,000			
		TOTAL DU PROJET (FEM+PNUD)				1,659,160	1,436,300	1,421,300	646,300	636,300	606,302	6,905,662			
Notes budgétaires															
a	Coûts partiels des NR (Non Résident) CTP et des consultants internationaux pour les instruments politiques, stratégiques et de réduction des risques financiers pour le développement de l'énergie géothermique.														
b	Assistance de conseil local aux NR CTA et Consultants internationaux pour les instruments de politique, de stratégie et de réduction des risques financiers pour le développement de l'énergie géothermique														
c	Voyage intérieur sur les sites du projet.														
d	Equiperment de projet et mobilier.														
e	Publication de documents de politique et de stratégie, de matériel de formation, etc.														

Notes budgétaires	
f	Frais divers
g	Ateliers de lancement et de fin de projet.
h	Coûts partiels des NR CTP et Consultants internationaux pour le forage d'exploration-production.
i	Assistance de conseil local à NR CTP et Consultants internationaux pour le développement des capacités.
j	Voyage intérieur sur les sites du projet.
k	Services contractuels pour les activités de la phase 2
l	Équipement et logiciels pour le développement géothermique
m	Frais divers.
n	Coûts partiels de NR CTP et Consultants internationaux pour le programme de gestion des connaissances.
o	Consultants locaux pour soutenir NR CTP et Consultants internationaux pour le programme de gestion des connaissances.
p	Voyage intérieur sur les sites du projet.
q	Publications des résultats obtenus, leçons apprises, etc.
r	Frais divers.
s	Dépenses du personnel de projet.
t	Coûts directs du projet.
u	Audit annuel du projet.
v	Dépenses de personnel de projet.

Résumé des fonds

	Montant (\$) Année 1	Montant (\$) Année 2	Montant (\$) Année 3	Montant (\$) Année 4	Montant (\$) Année 5	Montant (\$) Année 6	Total (\$)

FEM	1,602,610	1,347,610	1,332,610	557,610	547,610	517,612	5,905,662.00
PNUD	200,000	90,000	90,000	40,000	40,000	40,000	500,000.00
Gouvernement National	120,000	120,000	110,000	110,000	110,000	110,000	680,000.00
Banque Mondiale	-	1,000,000	1,000,000	1,500,000	1,500,000	-	5,000,000.00
Union Européenne	700,000	700,000	700,000	700,000	700,000	200,000	3,700,000.00
BAD	4,000,000	4,000,000	4,000,000	4,000,000	4,000,000	-	20,000,000.00
Fonds arabe pour le développement économique	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	-	10,000,000.00
Gouvernement de la Nouvelle-Zélande	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	500,000	500,000	5,000,000.00
Fonds pour les pays en transition (FAT)	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	3,000,000.00
Fonds d'énergie durable pour l'Afrique	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000	480,000.00
TOTAL	10,202,610	10,837,610	10,812,610	10,487,610	9,977,610	1,947,612	54,265,662

VIII. VIII. CONTEXTE JURIDIQUE

Toute désignation sur des cartes ou autres références utilisées dans ce document de projet n'implique aucunement l'expression d'une quelconque opinion du PNUD concernant le statut juridique d'un pays, territoire, ville ou zone ou de ses autorités, ou concernant la délimitation de ses frontières ou des limites.

Option b. Lorsque le pays n'a PAS signé l'Accord type d'assistance de base ([Standard Basic Assistance Agreement \(SBAA\)](#))

Le document de projet est l'instrument envisagé et défini dans les Dispositions Supplémentaires au Document de Projet, ci-joint et faisant partie intégrante des présentes, en tant que « Document de Projet ».

Ce projet sera mis en œuvre par la Vice-Présidence en charge de l'énergie – Bureau Géologique des Comores («partenaire d'exécution») conformément à ses règlements, règles, pratiques et procédures financiers uniquement dans la mesure où ils ne contreviennent pas aux principes de Règlement financier et Règles du PNUD. Lorsque la gouvernance financière d'un partenaire d'exécution ne fournit pas les orientations nécessaires pour assurer le meilleur rapport qualité-prix, l'équité, l'intégrité, la transparence et une concurrence internationale efficace, la gouvernance financière du PNUD doit s'appliquer.

IX.

IX. ANNEXES OBLIGATOIRES

- A. Plan de travail pluriannuel
- B. Plan de surveillance
- C. Plan d'évaluation
- D. Outil (s) de suivi du FEM à la ligne de référence
- E. Termes de Référence pour le Chef de Projet, le Conseiller Technique Principal et d'autres postes, le cas échéant
- F. Modèle de dépistage sociale et environnementale du PNUD (SESP)
- G. Journal des risques du PNUD
- H. Calculs de GES
- I. Cadre de gestion environnementale et sociale (CGES)

X. ANNEXE A - PLAN DE TRAVAIL PLURIANNUEL :

Tâche/Produit	Partie responsable	Année 1				Année 2				Année 3				Année 4				Année 5				Année 6							
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
Composante 1 : Instruments politiques, réglementaires, législatifs et financiers de « dérisquage » pour le développement de l'énergie géothermique																													
Produit 1.1 : Adoption d'un ensemble de mesures politique et législative pour le développement de l'énergie géothermique.	Bureau Géologique des Comores (BGC)																												
Produit 1.2 : Instruments fondamentaux financiers de « dérisquage » pour le développement de l'énergie géothermique définis, adoptés et mis en œuvre.	BGC																												
Composante 2 : Préparation et développement de la géothermie en amont.																													
Produit 2.1 : Évaluation de l'exploration de surface du potentiel géothermique des Comores complétée.	BGC	Déjà complété.																											
Produit 2.2 : Les forages et l'essai des puits d'exploration et de production terminés.	BGC																												
Produit 2.3 : 10 MW de capacité de production d'énergie géothermique.	BGC																												
Composante 3 : Gestion des connaissances et promotion des investissements																													

Produit 3.1: Campagne de relations publiques et investissements menée.	BGC																					
Produit 3.2: Guide publié sur le développement géothermique aux Comores.	BGC																					
Produit 3.3 Documents publiés (y compris vidéo) et réunions d'information avec les parties prenantes dans les pays PEID ayant un potentiel géothermique sur l'expérience/les pratiques meilleures et les enseignements.	BGC																					
Examens de projet et évaluation																						
Examen annuel de la mise en œuvre	PNUD																					
Examen à mi-parcours.	PNUD																					
Evaluation finale.	PNUD																					

ANNEXE B - PLAN DE SUIVI : Le gestionnaire de projet recueillera les données sur les résultats conformément au plan de surveillance suivant.

Surveillance	Indicateurs/Sous-indicateurs	Description	Source de données/ Méthodes de Collection	Fréquence	Responsable de la collection des données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
Objectif du projet : Promouvoir le	Indicateur 1 : Réduction des	La réduction des émissions de 1 882 125	Rapports d'audit.	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapports annuels du	Engagement continu des partenaires du projet, y

Surveillance	Indicateurs/Sous-indicateurs	Description	Source de données/ Méthodes de Collection	Fréquence	Responsable de la collection des données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
développement des ressources en énergie géothermique dans le pays pour la production d'électricité de base.	émissions (en tCO ₂ sur une durée de vie d'équipement de projet de 30 ans).	tCO ₂ atteinte au cours de la durée de vie de l'équipement de projet de 30 ans.				projet, rapports de surveillance et de vérification des GES.	compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.
		\$ 46 millions investis dans le développement géothermique.	Rapports d'audit	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport d'évaluation finale de projet	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.
	Investissement dans la production d'électricité géothermique.						
	Indicateur 3 : Capacité installée (MW) et énergie annuelle produite (MWh) par les centrales géothermiques.	10 MW d'énergie géothermique installés à la fin du projet. 70 000 MWh/an produite de la centrale géothermique à la fin du projet.	Rapports d'audit	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport d'évaluation finale de projet	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs
	Indicateur 4 : Nombre d'emplois créés.	200 emplois créés.	Rapports d'audit	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport d'évaluation finale de projet	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs
Indicateur 5 : Nombre de ménages et d'entreprises bénéficiaires dans tout le pays.	2 000 ménages et entreprises bénéficiaires ont accès aux services d'électricité.	Rapports d'audit	Rapport de fin de projet.	BP PNUD	Rapport d'évaluation finale de projet	Engagement continu des partenaires du projet, y compris les agences gouvernementales et les investisseurs / développeurs.	
Résultat 1 : Politique énergétique rationalisée et complète axée sur le marché, cadre légal / réglementaire et instruments financiers pour	Indicateur 1 : Existence de politiques et de stratégies.	Politiques et stratégies en place.	Rapports de projet	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet.	Engagement des entités gouvernementales.
		Un ensemble de	Rapports de projet	Rapport de fin	BP PNUD	Documentation	Coopération et intérêt des

Surveillance	Indicateurs/Sous-indicateurs	Description	Source de données/ Méthodes de Collection	Fréquence	Responsable de la collection des données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
les centrales électriques à énergie géothermique.	<i>1.1: Existence d'un ensemble de mesures pour le développement des énergies renouvelables.</i>	politiques pour le développement des énergies renouvelables est disponible.		d'activité		du projet.	entités gouvernementales.
	Sous-indicateur 1.2: Existence d'instruments de désignation financière pour le développement géothermique.	Instruments financiers de réduction des risques pour le développement géothermique en place.	Rapports de projet	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Rapport public.	Intérêt continu des investisseurs du secteur privé.
Résultat 2 : La disponibilité des ressources géothermiques est évaluée, établie et une centrale électrique de 10 MW est opérationnelle.	Indicateur 2 : Existence d'une centrale géothermique de 10 MW.	Centrale géothermique de 10 MW opérationnelle.	Rapports de projet	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet	Coopération de toutes les parties prenantes.
	Sous-indicateur 2.1: Existence de données sur le potentiel de ressources géothermiques du pays pour le développement sur la base de l'exploration de surface.	Données sur le potentiel de ressources géothermiques du pays pour le développement à partir de l'exploration de surface.	Rapports de projet	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documents publiés.	Engagement des différentes institutions gouvernementales et des développeurs de projets.
	Sous-indicateur 2.2: Existence de forage d'exploration-production et résultats des essais.	Résultats des tests de forage d'exploration-production et disponibles.	Rapports de projet	Rapport annuel.	BP PNUD	Rapports de projet	Engagement continu des développeurs de projets.

Surveillance	Indicateurs/Sous-indicateurs	Description	Source de données/ Méthodes de Collection	Fréquence	Responsable de la collection des données	Des moyens de vérification	Hypothèses et risques
Résultat 3 : Sensibilisation accrue au potentiel géothermique et au climat d'investissement.	Sous-indicateur 2.3: Preuve qu'une capacité de production géothermique de 10 MW est opérationnelle.	10 MW de capacité de production géothermique opérationnelle.	Rapports de projet	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Preuve d'une usine de 10 MW entièrement opérationnelle. Rapports de projet	Engagement continu des différentes institutions gouvernementales et des développeurs de projets.
	Indicateur 3 : Existence d'un programme de relations publiques et de promotion des investissements.	Programme opérationnel de relations publiques et de promotion des investissements.	Rapports de projet	Rapport annuel.	BP PNUD	Rapports de projet et site web.	La croissance du programme sera soutenue.
	Sous-indicateur 3.1: Plan de relations publiques et de promotion de l'investissement disponible et opérationnalisé.	Plan opérationnel de relations publiques et de promotion des investissements.	Rapport de fin d'activité	Rapport annuel.	BP PNUD	Rapports de projet	Désignation du personnel par les départements gouvernementaux / autres institutions concernés.
	Sous-indicateur 3.2: Existence d'un guide.	Matériel publié	Rapport de fin d'activité	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet et site web.	Intérêt continu des parties prenantes.
	Sous-indicateur 3.3: Existence de matériel publié.	Produits de dissémination et outils disponibles.	Rapport de fin d'activité	Rapport de fin d'activité	BP PNUD	Documentation du projet et site web.	Intérêt des parties prenantes locales (et internationales).

XI. ANNEXE C - PLAN D'ÉVALUATION

Titre de l'évaluation	Date de début prévue Mois/Année	Date de fin prévue Mois/Année	Inclus dans le plan d'évaluation du Bureau Pays	Budget pour les consultants (\$)	Autre budget (i.e. voyage, visites des sites etc. - \$)	Budget pour la traduction
Examen à mi-parcours	Décembre 2020	Janvier 2021	Oui	23 000	7 000	\$ 5 000
Évaluation finale	Septembre 2023	Novembre 2023	Oui	38 000	7 000	\$ 5 000
Budget total d'évaluation				85 000		

ANNEXE D - OUTIL DE SUIVI DU FEM à la référence (fichier séparé joint)

XII. ANNEXE E : TERMES DE REFERENCE

I. Gestion du Projet

I. Informations sur le poste	
Intitulé du poste :	Chef de projet (plein temps)
Bureau :	Unité de gestion de projet (PMU)
Organisation :	Vice-Présidence en charge de l'Énergie (Bureau Géologique des Comores)
Durée d'emploi :	Une année avec possibilité de prolongation
Lieu d'affectation :	Moroni, Grande Comore
II. Tâches	
<ul style="list-style-type: none"> Assurer la direction, la gestion et la coordination des activités quotidiennes de la PMU devant être constituée au sein du BGC, y compris l'administration, la comptabilité, l'expertise technique et l'exécution effective du projet comme la communication des rapports y afférents ; Conduire le développement de l'élaboration du projet, y compris la préparation des modalités des missions des consultants et des sous-traitants, l'identification et la sélection des sous-traitants/consultants nationaux et internationaux, l'estimation des coûts, la fixation des calendriers, la conclusion des contrats et la communication de rapports sur les activités et le budget du projet ; Assurer le contrôle et le suivi de la progression des prestations par les consultants, sous-traitants, etc. Coordonner les activités des consultants, notamment la gestion contractuelle, la direction et la supervision des opérations sur le terrain, le soutien logistique, la revue des produits/rapports techniques, la mesure/l'évaluation des réalisations du projet et le contrôle des coûts ; Contribuer aux activités d'élaboration, de supervision et de sensibilisation du projet ; Apporter un soutien technique aux discussions sur les politiques relatives aux énergies renouvelables, y compris le développement de l'énergie géothermique dans le pays ; Agir en qualité de liaison/facilitateur auprès des différentes parties prenantes, notamment le secteur privé, les partenaires internationaux et nationaux ; Assumer la responsabilité de la qualité et du calendrier des réalisations du projet ; Établir et maintenir des relations et agir en tant que cellule de coordination auprès du Bureau Pays du PNUD, afin de veiller à ce que l'ensemble des questions de programmation, financières et administratives relatives au projet bénéficient d'une gestion transparente, diligente et efficace, dans le respect des règles et réglementations du PNUD ; Entreprendre d'autres tâches de gestion contribuant à l'exécution efficace du projet. 	
III. Qualifications and Expérience	
Formation :	<ul style="list-style-type: none"> Diplôme de Master ou équivalent en ingénierie, économie, développement international, sciences sociales, administration publique ou autre domaine pertinent.
Expérience :	<ul style="list-style-type: none"> Un minimum de 5 ans d'expérience en matière de gestion, de préférence dans le secteur de l'énergie. Aptitudes avérées à la rédaction, la révision et la production de propositions écrites et de rapports axés sur les résultats. Expérience établie d'une collaboration avec un gouvernement, la société civile,

	<p>les organisations internationales ou les donateurs, associée à une connaissance de l'analyse économique et financière ainsi que des cadres politiques, réglementaires et institutionnels.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Une bonne connaissance et une expérience dans le domaine des modalités opérationnelles et des questions de changement climatique propres au FEM, de même qu'une compréhension des procédures du PNUD-FEM seraient un avantage ; • Connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD ; • Connaissance et expérience antérieures des facteurs politiques, sociaux et environnementaux ainsi que des problèmes liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les pays africains ; • Expérience en matière informatique et dans l'utilisation de programmes logiciels de bureau (MS Word, Excel, etc.)
Exigences Linguistiques :	<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

2. Gestionnaire de projet

I. Informations sur le poste	
Intitulé du poste :	Gestionnaire de projet (plein temps)
Bureau :	Unité de gestion de projet (PMU)
Organisation :	Vice-Présidence en charge de l'Energie (Bureau Géologique des Comores)
Durée de l'emploi :	Une année avec possibilité de prolongation
Lieu d'affectation :	Moroni, Grande Comore
II. Fonctions	
<p>Sous la supervision globale du Chef de projet, le/la Gestionnaire de projet devra :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Apporter son soutien aux activités des experts nationaux/internationaux, des investisseurs potentiels et des sous-traitants ; • Fournir un soutien administratif, à savoir : dactylographie, classement, demandes de visas pour les experts internationaux/sous-traitants, tenue des dossiers financiers du projet, etc. • Gérer la comptabilité du projet conformément aux procédures du PNUD et autres partenaires ; • Assister le Chef de projet pour l'organisation d'ateliers, de réunions du Comité du projet et d'autres événements. • Aider aux achats des biens et services ; • Rédiger des lettres d'invitation et des ordres du jour pour les réunions du Comité du projet et les ateliers ; • Préparer les informations contextuelles, les supports de briefing, les rapports, etc., selon les besoins ; • Rédiger les procès-verbaux des réunions, assurer la surveillance/le suivi des actions requises. 	
III. Qualifications et expérience	
Formation :	
<ul style="list-style-type: none"> • Diplôme d'études supérieures (Master ou équivalent) en économie, gestion, comptabilité, finance ou autre domaine connexe. • Une formation spécialisée en finance est souhaitable 	
Expérience :	

- **Trois/Cinq** ans d'expérience pertinente en matière administrative, de comptabilité et financière au niveau national et/ou international.
- Expérience en matière informatique et dans l'utilisation de programmes logiciels de bureau (MS Word, Excel, etc.).
- Expérience préalable de collaboration à des programmes exécutés au niveau national, financés par des organisations bilatérales/multilatérales.
- Une expérience pratique en matière d'approvisionnement sera un atout.

Exigences Linguistiques : Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

3. Agent des garanties

Intitulé du poste :	Agent des garanties (plein temps)
Bureau :	Unité de gestion de projet (PMU)
Organisation :	Vice-Présidence en charge de l'Énergie (Bureau Géologique des Comores)
Durée de l'emploi :	Une année avec possibilité de prolongation
Lieu d'affectation :	Moroni, Grande Comore

II. Tâches

Sous la supervision générale du Chef de projet, l'agent des garanties devra :

- Évaluer les aspects des impacts environnementaux et sociaux (ESIA) des interventions du projet.
- Diriger le plan de gestion environnementale et sociale (ESMP) à préparer au début de la mise en œuvre du projet.
- Établir le système de formulaires de sélection, défini dans le Cadre de gestion environnementale et sociale (ESMF) et superviser leur bon fonctionnement.
- Mettre en place un système de suivi et d'évaluation pour la mise en œuvre de l'ESMP.
- Assurer une coordination et une assistance globales dans la mise en œuvre de l'ESMP.
- Diriger la mise en œuvre des programmes de renforcement des capacités pour la mise en place des bureaux des institutions sur l'ESMP et élaborer un plan de formation.
- S'assurer que chaque activité dans le cadre du projet est soumise au processus et aux procédures de l'ESMP du projet, et effectuer un examen environnemental des activités.
- Préparer des documents d'information sur l'environnement et aider le client à diffuser l'information aux parties prenantes concernées ; organiser des séances d'orientation et de sensibilisation sur l'environnement et la société, des consultations et des programmes de formation.
- Entreprendre des visites de site pendant la mise en œuvre et l'exploitation du projet pour évaluer comment les mesures de contrôle et d'atténuation environnementales et sociales réussissent ou ont réussi à minimiser les impacts.
- Être responsable de la collecte d'informations relatives à l'ESM.
- Assurer la liaison avec les parties prenantes sur une base régulière.
- Fournir des conseils techniques sur le travail et les conditions de travail ;
- Communiquer avec les fournisseurs, les entrepreneurs et les sous-traitants sur la nécessité de la conformité environnementale ;
- Produire et documenter les rapports de mise en œuvre des sauvegardes environnementales et sociales ; et
- Entreprendre d'autres tâches selon les exigences du projet ou selon les directives du gestionnaire de projet.

III. Qualifications and Experience

Formation :	Master en sciences de l'environnement, génie de l'environnement, études environnementales ou équivalent.
Expérience :	<ul style="list-style-type: none"> • Expérience de la mise en œuvre de l'ESIA, de la préparation d'un plan de gestion environnementale et sociale et de la supervision de la mise en œuvre de l'ESIA ; • L'expérience sur les impacts environnementaux et sociaux et les mesures d'atténuation des projets énergétiques sont un avantage ; • Une bonne connaissance et expérience des questions liées au changement climatique du FEM, de ses modalités opérationnelles et de sa connaissance des procédures du PNUD-FEM serait un avantage ; • La connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD serait un atout ; • Connaissance et expérience préalables des facteurs et questions politiques, sociales et environnementales liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les États africains en développement/petits États insulaires en développement ; • Compétences en informatique, en particulier en ce qui concerne les logiciels professionnels de bureau ; • Excellentes compétences en rédaction et en communication.
Exigences Linguistiques :	<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

4. Conseiller Technique Principal (Non-résident)

Intitulé du poste :	Conseiller Technique Principal (Non-résident)
Bureau :	Unité de gestion du projet (PMU)
Organisation :	Vice-Présidence en charge de l'Énergie (Bureau Géologique des Comores)
Durée de l'emploi :	18 semaines (sur une période de 6 ans) (15 jours par an incluant 2 missions de 5 jours chacune. Contrat de 12 mois, renouvelable sur la base d'une performance satisfaisante)
Lieu d'affectation :	À domicile + missions à Moroni, Grande Comore

II. Tâches

Sous la supervision globale du Directeur National de Projet, le Conseiller Technique Principal non-résident (CTP/NR) devra :

- Collaborer étroitement avec le Chef de Projet pour coordonner et faciliter les contributions des agences gouvernementales, des organisations partenaires, des institutions scientifiques et de recherche, des sous-traitants, et des experts nationaux et internationaux, et ceci d'une manière efficace et respectueuse des délais impartis ;
- Fournir une orientation et une assistance au Chef de Projet ainsi qu'au personnel afin de veiller à ce que les activités du projet soient conformes au document de projet approuvé ;
- Assister le Chef de Projet au cours des 2 premiers mois du projet, pour la préparation d'un « rapport de lancement » qui exposera la Matrice du cadre logique du projet ainsi que les activités planifiées du projet, le Plan de travail et le Budget pour la première année, les Missions (TDR) du personnel clé et un plan M&E (*Monitoring and Evaluation*) ;
- Assister la PMU pour le développement des TDR pertinents et le recrutement/la mobilisation d'experts compétents nationaux et internationaux ainsi que des organisations, au besoin d'assurer la prestation de services de conseil et d'ingénierie ;

- En étroite coopération avec la PMU et la cellule de coordination du PNUD sur l'énergie et l'environnement, et en consultation avec les organisations et parties prenantes partenaires du projet, préparer les Plans de travail annuels du projet devant être approuvés par le Comité du projet (PB) ;
- Fournir une orientation et un encadrement « sur le terrain » à la PMU afin de renforcer une capacité d'exécution efficace des aspects techniques du projet ;
- Assister le Chef de Projet dans le cadre des rapports à l'intention du PB sur l'état d'avancement de l'exécution du projet et l'obtention des résultats conformément à la matrice du cadre logique du projet ;
- Soutenir la PMU dans le cadre des réunions portant sur le projet, en tant que de besoin ;
- Examiner les rapports des consultants nationaux et internationaux, les révisions du budget du projet ainsi que les dispositions administratives, tels que requis par les procédures du PNUD/FEM ;
- Assister le Chef de Projet quant au développement d'un Plan concret de surveillance et d'évaluation au début du projet (dans le cadre du rapport de lancement) ;
- Soutenir le Chef de Projet pour la préparation des rapports d'état d'avancement du projet, des communiqués d'informations ainsi que des rapports de surveillance et de revue conformément aux règles et procédures de surveillance et d'évaluation du PNUD/FEM.
- Soutenir le Chef de Projet pour la préparation et la mise en œuvre de la revue à mi-parcours ainsi que des Missions d'évaluation indépendante finales (TDR, identification et recrutement des candidats adéquats, organisation des missions, missions conjointes sur le terrain et discussion avec les évaluateurs, etc.) ;
- Soutenir le personnel du Bureau Pays du PNUD dans le cadre de leurs visites annuelles de contrôle des sites du projet.

III. Qualifications et expérience

Formation :	<ul style="list-style-type: none"> • Diplôme de troisième cycle en matière de développement géothermique.
Expérience :	<ul style="list-style-type: none"> • Un minimum de dix ans d'expérience dans la mise en œuvre de projets en matière d'énergie renouvelable, associée à une connaissance de l'analyse économique ainsi que des cadres politiques, réglementaires et institutionnels ; • Une bonne connaissance et une expérience des modalités opérationnelles et des questions de changement climatique propres au FEM, de même qu'une compréhension des procédures du PNUD-FEM seraient un avantage ; • Connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD ; • Connaissance et expérience antérieures des facteurs politiques, sociaux et environnementaux ainsi que des problèmes liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les pays africains en voie de développement ; • Maîtrise de l'informatique, en particulier relative aux programmes logiciels de bureautique professionnelle ; • Excellentes compétences de rédaction et de communication.
Exigences Linguistiques :	<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

XIII. ANNEXE F. MODÈLE DE DÉPISTAGE SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL

Le modèle complet, qui constitue le rapport d'examen préalable et environnemental, doit être inclus en annexe au document de projet. Veuillez-vous référer à la procédure d'évaluation sociale et environnementale, et à la boîte à outils pour obtenir des conseils sur la façon de répondre aux 6 questions.

Renseignements sur le projet

<i>Renseignement sur le projet</i>	
1. Intitulé du projet	Développement durable aux Comores à travers la promotion des ressources en énergie géothermique.
2. Numéro du projet	PIMS 5484 ; Atlas Award ID 10629
3. Emplacement (Mondial/Région/Pays)	Union des Comores

Partie A. Intégrer des principes généraux pour renforcer la durabilité sociale et environnementale

QUESTION 1: Comment le projet intègre-t-il les principes généraux afin de renforcer la durabilité sociale et environnementale?

Décrivez brièvement dans l'espace ci-dessous comment le projet intègre l'approche basée sur les droits de l'homme.

Le projet soutient pleinement l'approche fondée sur les droits de l'homme et n'entraînera aucun impact négatif sur la jouissance des droits de l'homme (civils, politiques, économiques, environnementaux, sociaux ou culturels) des parties prenantes clés ou potentielles, des communautés concernées ou de la population. Le projet mettra l'accent sur la fourniture d'électricité au réseau à base de charge générée par les ressources géothermiques de la Grande Comore, en remplacement du carburant diesel importé, actuellement utilisé. Ce faisant, il démontrera les avantages que la technologie géothermique peut apporter pour améliorer la qualité de vie et les moyens de subsistance de la population de la Grande Comore. Ceux-ci ont trait aux avantages sociaux et économiques en termes d'environnement plus sain pour la population, d'opportunités sur des activités génératrices de revenus grâce à un approvisionnement en électricité fiable et efficace et à une meilleure gestion des ressources naturelles. En outre, l'utilisation des ressources géothermiques pour la production d'électricité, au lieu du gazole importé, réduira les émissions de GES du pays et contribuera à un environnement plus sûr pour la population des Comores.

Décrivez brièvement, dans l'espace ci-dessous, comment le projet est susceptible d'améliorer l'égalité des sexes et l'autonomisation de la femme.

Le genre est un aspect important des plans nationaux car les femmes et les hommes ont un accès différent aux ressources et aux opportunités et sont

affectés différemment par les programmes et les politiques énergétiques. L'objectif de l'intégration du genre est de veiller à ce que les besoins des femmes et des hommes soient pris en compte. Les experts en genre seront inclus dans les mécanismes de mise en œuvre et de coordination et les consultations des parties prenantes incluront délibérément les femmes et les hommes. Dans le cadre du processus national de planification de l'action pour le développement des ressources géothermiques pour la production d'électricité sur réseau, le projet encouragera les activités de développement des capacités à entreprendre sur l'analyse de genre et les outils d'intégration.

De plus, la collecte de données de base dans le cadre du PPG a déjà pris en compte des informations de base subdivisées par sexe et cela continuera pendant la mise en œuvre des activités du projet.

Décrivez brièvement, dans l'espace ci-dessous, comment le projet intègre la durabilité environnementale.

Les Comores utiliseront toutes leurs stratégies pour faire face aux changements climatiques afin d'intégrer systématiquement les considérations liées au changement climatique dans le développement des ressources géothermiques. Cela facilitera la prise de décision sur les infrastructures énergétiques et les options de prestation de services afin de tenir compte de l'incertitude associée aux prévisions de changement climatique et d'évaluer la résilience climatique des différentes options. Par exemple, les décisions d'investir dans le développement des ressources géothermiques devraient tenir compte des problèmes liés à la pollution des gaz résiduaires, à l'élimination de la saumure, à la réduction du bruit et aux impacts sur la faune et la flore pendant la construction et l'exploitation de la centrale. Le projet veillera à ce que les agences chargées du portefeuille des changements climatiques du pays participent activement au mécanisme de coordination du projet afin de promouvoir une approche intégrée. Le projet aura un effet positif direct sur la durabilité environnementale, car l'objectif principal du projet est d'accélérer l'utilisation des ressources de la technologie géothermiques pour le bien de la population mondiale. Cela sera bénéfique à la fois pour l'économie du pays et pour l'environnement mondial, grâce à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La réduction totale estimée des émissions de CO₂ résultant des activités du projet sans répétition est estimée à 1 882 125 tonnes pour la durée de vie de l'équipement, tandis que la réduction des émissions de CO₂ estimée après 10 années d'influence après projet, avec 30 ans de durée de vie d'équipement et 80% du facteur de causalité, est estimée à 43 200 000 tonnes.

Part B. Identification et gestion des risques sociaux et environnementaux

<p>QUESTION 2 : Quels sont les risques sociaux et environnementaux potentiels ?</p> <p><i>Remarque : Décrivez brièvement les risques sociaux et environnementaux potentiels identifiés dans la pièce jointe 1</i></p> <p><i>Liste de vérification des risques (en fonction des réponses « ou »). Si aucun risque n'a été identifié dans la pièce jointe 1, alors notez : "Aucun Risque Identifié" et passez à la question 4 et sélectionnez « Risque Faible ». Les questions 5 et 6 ne sont pas requises pour les projets à faible risque.</i></p>	<p>QUESTION 3 : Quel est le degré d'importance des risques sociaux et environnementaux potentiels ?</p> <p><i>Remarque : Répondez aux questions 4 et 5 et-dessous avant de passer à la question 6.</i></p>	<p>QUESTION 6: Quelles sont les mesures d'évaluation et de gestion sociales et environnementales qui ont été réalisées et/ou sont requises pour traiter les risques potentiels (pour les risques significativement modérés ou élevés).</p>	
<p>Description des risques</p>	<p>Impact et Probabilité (1-5)</p>	<p>Importance (Faible, Modéré, Elevé)</p>	<p>Commentaires</p>
<p>Risque 1 : Les changements climatiques peuvent avoir tendance à provoquer des changements et à accroître la variabilité des régimes pluviométriques des Comores. Cela peut provoquer des inondations ou des coulées de boue au mont Karthala qui abrite le volcan et qui sera le site de la centrale électrique.</p>	<p>I = 4 P = 3</p>	<p><i>Elevé</i></p>	<p>Risque environnemental</p> <p>Ces risques sont et continueront d'être résolus grâce au développement des capacités du personnel du gouvernement sur les aspects clés pour relever les défis nationaux liés au temps, au climat et au changement climatique. Ce risque sera davantage évalué pendant l'ESIA, comme documenté dans le ESMF à l'Annexe J, et sera géré pendant la mise en œuvre du projet conformément au ESMF élaboré conformément au SES du PNUD.</p>

<p>Risque 2 : Dégradation des terres : La construction de routes pour le transport de matériel de forage géothermique et de centrale électrique nécessitera la destruction de la forêt qui, si elle n'est pas prise en compte, peut entraîner l'érosion/dégradation des sols à ces endroits.</p>	<p>I = 4 P = 4</p>	<p>Elevé</p>	<p>Risque environnemental</p>	<p>Ce risque sera géré en veillant à ce que les promoteurs de la géothermie reboisent les endroits qui ont dû être défrichés pendant la construction, mais qui ne nécessitent pas d'être dégagés une fois la construction terminée. De plus, les promoteurs géothermiques seront tenus de veiller à ce qu'aucune déforestation ne se glisse dans leur zone d'opération et, le cas échéant, ils devront prendre des mesures immédiates pour remédier à la situation.</p>
<p>Risque 3 : Impacts négatifs sur les habitats (habitats modifiés, naturels et critiques, par exemple).</p>	<p>I=2 P=3</p>	<p>Moderé</p>	<p>Risque environnemental</p>	<p>Il y aura une perte d'habitat là où les oiseaux nichent. À la fin du projet, des activités de reboisement appropriées devront être mises en œuvre pour minimiser ce risque.</p>
<p>Risque 4 : Développement d'activités qui pourraient conduire à des effets sociaux et environnementaux négatifs tels que l'utilisation de routes construites pour accélérer la déforestation.</p>	<p>I=4 P=2</p>	<p>Moderé</p>	<p>Risques environnementaux et sociaux</p>	<p>Une nouvelle route devra être construite pour le transport de l'équipement pendant la construction et cette route devra rester pendant la durée de fonctionnement de la centrale. Cependant, cette route suivra l'itinéraire du chemin de terre existant vers le site actuellement utilisé par les coupeurs de bois et les cultivateurs de bananes. En effet, la nouvelle route leur offrira un meilleur accès à leurs plantations de bananes, mais accélérera également la déforestation. À titre de mesure d'atténuation, il sera recommandé au gouvernement d'interdire la coupe d'arbres.</p>
<p>Risque 5 : Des produits chimiques peuvent être utilisés pendant le processus de construction.</p>	<p>I=3 P=2</p>	<p>Moderé</p>	<p>Risques environnementaux et sociaux</p>	<p>Toutes les précautions nécessaires seront prises pour les empêcher de s'infiltrer dans le sol et ils seront éliminés de manière écologique.</p>
<p>Risque 6 : Le projet implique le développement d'infrastructures à grande échelle telles que les routes et les canalisations.</p>	<p>I=4 P=4</p>	<p>Elevé</p>	<p>Risque environnemental</p>	<p>Une route devra être construite sur le site du projet et elle suivra le chemin de terre actuel. De plus, des bâtiments seront construits pour abriter la centrale, des canalisations devront être mises en place pour acheminer le fluide géothermique et des lignes électriques devront être construites pour transporter l'électricité produite vers les</p>

				centres de distribution. Tout cela sera fait avec une grande attention à l'environnement et des mesures correctives appropriées seront mises en œuvre une fois la construction terminée. Ce risque sera davantage évalué pendant l'ESIA, tel que documenté dans l'ESMF à l'Annexe J, et sera géré pendant la mise en œuvre du projet avec l'ESMP qui est élaboré conformément au SES du PNUD.
Risque 7 : Le projet proposé serait-il susceptible d'accroître la vulnérabilité aux tremblements de terre, aux affaissements, aux glissements de terrain, à l'érosion, aux inondations ou aux conditions climatiques extrêmes ?	I=3 P=3	Moderé	Risque environnemental	Le processus de forage peut déclencher des tremblements de terre mineurs, comme en témoigne ailleurs dans le monde. Cependant, ces tremblements ne dépassent presque jamais une magnitude de 3 et la plupart passent inaperçus auprès du public. Ce risque sera davantage évalué pendant l'ESIA, tel que documenté dans le ESMF à l'Annexe J, et sera géré pendant la mise en œuvre du projet avec l'ESMP qui est élaboré conformément au SES du PNUD.
Risque 8 : Le projet proposé pourrait-il entraîner la production de déchets (dangereux et non dangereux) ?	I=3 P=3	Moderé	Risque environnemental	Toute saumure produite pendant le fonctionnement de la centrale sera recyclée en étant réinjectée dans des puits séparés.
Risque 9 : Le processus de forage nécessitera une grande quantité d'eau pour être transporté vers le site du projet.	I=2 P=4	Moderé	Risque environnemental	Le projet veillera à ce que la quantité d'eau nécessaire soit extraite de l'océan voisin et pompée vers la montagne grâce à un système de pompe et de canalisation motorisé.
QUESTION 4 : Quelle est la catégorisation globale des risques du projet ?				
Sélectionnez-en un (voir SESSP pour des conseils)			Commentaires	
<i>Risque faible</i>			<input type="checkbox"/>	
<i>Risque modéré</i>			<input type="checkbox"/>	
<i>Risque élevé</i>			<input checked="" type="checkbox"/>	Les centrales géothermiques peuvent avoir un effet secondaire imprévu et potentiellement dangereux : les tremblements de terre, car certains experts croient en réalité que le forage dans les roches autour d'une ligne de faille pourrait déclencher des tremblements de terre, par ex. en Suisse en 2006, en Allemagne en 2009. Cependant, jusqu'à

			présent, aucun de ces séismes n'a dépassé une magnitude de 3 : la plupart passent inaperçues du public.
<p>QUESTION 5 : Sur la base des risques identifiés et de la catégorisation des risques, quelles exigences du SES sont pertinentes ?</p>			
<p>Cochez toutes les cases</p>			
Commentaires			
Principe 1 : Droits de l'homme	<input type="checkbox"/>		
Principe 2 : Égalité entre les sexes et autonomisation de la femme	<input type="checkbox"/>		
1. Conservation de la biodiversité et gestion des ressources naturelles	<input checked="" type="checkbox"/>		Le projet mènera une ESIA et mettra en place un ESMP qui garantira une conservation adéquate de la biodiversité et la gestion des ressources naturelles.
2. Atténuation et adaptation aux changements climatiques.	<input checked="" type="checkbox"/>		Le projet permettra de réduire considérablement les émissions de GES qui auraient autrement été générées si des générateurs diesel étaient utilisés pour produire et fournir de l'électricité en Grande Comore.
3. Santé communautaire, sécurité et conditions de travail	<input checked="" type="checkbox"/>		Le projet mènera une ESIA et mettra en place un ESMP qui garantira la santé, la sécurité et les conditions de travail de la communauté.

	4. <i>Héritage culturel</i>	<input type="checkbox"/>	
	5. <i>Déplacement et réinstallation</i>	<input type="checkbox"/>	
	6. <i>Populations indigènes</i>	<input type="checkbox"/>	
	7. <i>Prévention de la pollution et efficacité des ressources</i>	<input checked="" type="checkbox"/>	<p>L'exploitation d'une centrale géothermique ne génère pas le niveau de pollution sonore généré par une centrale diesel normalement située « en ville », à proximité des centres de distribution. De plus, il n'y a pas de villages à proximité du site géothermique et on ne s'attend pas à ce qu'il y en ait à l'avenir, car le site se trouve dans les montagnes. En outre, il s'agit d'une utilisation efficace d'une ressource disponible localement et non polluante qui élimine le besoin de combustibles fossiles importés.</p>

Dernière signature

<i>Signature</i>	<i>Date</i>	<i>Description</i>
Assesseur de la QA		Un membre du personnel du PNUD responsable du projet, généralement un administrateur de programme du PNUD. La signature finale confirme qu'ils ont « vérifié » pour s'assurer que le SESP est correctement mené.
Approbateur de la QA		Le directeur du PNUD, en général le directeur adjoint de pays du PNUD (DCCD), le directeur de pays (CD), le représentant résident adjoint (DRR) ou le représentant résident (RR). L'approbateur d'assurance qualité ne peut pas également être l'évaluateur d'assurance qualité. La signature finale confirme qu'ils ont « effacé » le SESP avant de le soumettre au PAC.
Président du PAC		PNUD préside le PAC. Dans certains cas, le président de PAC peut également être l'approbateur de la QA. La signature finale confirme que le SESP a été considéré dans le cadre de l'évaluation du projet et pris en compte dans les recommandations du PAC.

- En étroite coopération avec la PMU et la cellule de coordination du PNUD sur l'énergie et l'environnement, et en consultation avec les organisations et parties prenantes partenaires du projet, préparer les Plans de travail annuels du projet devant être approuvés par le Comité du projet (PB) ;
- Fournir une orientation et un encadrement « sur le terrain » à la PMU afin de renforcer une capacité d'exécution efficace des aspects techniques du projet ;
- Assister le Chef de Projet dans le cadre des rapports à l'intention du PB sur l'état d'avancement de l'exécution du projet et l'obtention des résultats conformément à la matrice du cadre logique du projet ;
- Soutenir la PMU dans le cadre des réunions portant sur le projet, en tant que de besoin ;
- Examiner les rapports des consultants nationaux et internationaux, les révisions du budget du projet ainsi que les dispositions administratives, tels que requis par les procédures du PNUD/FEM ;
- Assister le Chef de Projet quant au développement d'un Plan concret de surveillance et d'évaluation au début du projet (dans le cadre du rapport de lancement) ;
- Soutenir le Chef de Projet pour la préparation des rapports d'état d'avancement du projet, des communiqués d'informations ainsi que des rapports de surveillance et de revue conformément aux règles et procédures de surveillance et d'évaluation du PNUD/FEM.
- Soutenir le Chef de Projet pour la préparation et la mise en œuvre de la revue à mi-parcours ainsi que des Missions d'évaluation indépendante finales (TDR, identification et recrutement des candidats adéquats, organisation des missions, missions conjointes sur le terrain et discussion avec les évaluateurs, etc.) ;
- Soutenir le personnel du Bureau Pays du PNUD dans le cadre de leurs visites annuelles de contrôle des sites du projet.

III. Qualifications et expérience

Formation :	<ul style="list-style-type: none"> • Diplôme de troisième cycle en matière de développement géothermique.
Expérience :	<ul style="list-style-type: none"> • Un minimum de dix ans d'expérience dans la mise en œuvre de projets en matière d'énergie renouvelable, associée à une connaissance de l'analyse économique ainsi que des cadres politiques, réglementaires et institutionnels ; • Une bonne connaissance et une expérience des modalités opérationnelles et des questions de changement climatique propres au FEM, de même qu'une compréhension des procédures du PNUD-FEM seraient un avantage ; • Connaissance des règles, règlements et procédures administratives du PNUD ; • Connaissance et expérience antérieures des facteurs politiques, sociaux et environnementaux ainsi que des problèmes liés au développement énergétique et à l'atténuation du changement climatique dans les pays africains en voie de développement ; • Maîtrise de l'informatique, en particulier relative aux programmes logiciels de bureautique professionnelle ; • Excellentes compétences de rédaction et de communication.
Exigences Linguistiques :	<ul style="list-style-type: none"> • Excellent en anglais et en français, écrit et oral.

SESP Pièce jointe 1. Liste de contrôle du dépistage des risques sociaux et environnementaux

Liste de contrôle des risques environnementaux et sociaux	
Principe 1 : Droits de l'homme	Répondre (Oui/Non)
1. Le projet pourrait-il avoir des effets négatifs sur la jouissance des droits de l'homme (civils, politiques, économiques, sociaux ou culturels) de la population affectée et en particulier des groupes marginalisés ?	Non
2. Y a-t-il une probabilité que le projet ait des impacts négatifs injustes ou discriminatoires sur les populations affectées, en particulier les personnes vivant dans la pauvreté ou les individus ou groupes marginalisés ou exclus ?	Non
3. Le projet pourrait-il restreindre la disponibilité, la qualité et l'accès aux ressources ou aux services de base, en particulier aux personnes ou aux groupes marginalisés ?	Non
4. Y-a-t-il une probabilité que le projet exclue toute partie potentiellement concernée, en particulier les groupes marginalisés, de participer pleinement aux décisions susceptibles de les affecter ?	Non
5. Y-a-t-il un risque que les débiteurs n'aient pas la capacité de remplir leurs obligations dans le cadre du projet ?	Non
6. Y-a-t-il un risque que les titulaires de droits n'aient pas la capacité de revendiquer leurs droits ?	Non
7. Les communautés locales ou les individus ont-ils l'opportunité de soulever des préoccupations en matière de droits humains concernant le Projet pendant le processus d'engagement des parties prenantes ?	Non
8. Y-a-t-il un risque que le projet exacerbe les conflits entre et/ou le risque de violence pour les communautés et les individus affectés par le projet ?	Non
Principe 2 : Egalité des sexes et autonomisation de la femme	
1. Y-a-t-il une probabilité que le projet proposé ait des impacts négatifs sur l'égalité du genre et/ou la situation des femmes et des filles ?	Non
2. Le projet pourrait-il reproduire des discriminations fondées sur le sexe à l'égard des femmes, en particulier en ce qui concerne la participation à la conception et à la mise en œuvre ou l'accès aux opportunités et aux avantages ?	Non
3. Les groupes/leaders de femmes ont-ils soulevé des préoccupations en matière d'égalité des sexes concernant le projet pendant le processus d'engagement des parties prenantes et cela a-t-il été inclus dans la proposition globale du projet et dans l'évaluation des risques ?	Non
4. Le projet pourrait-il limiter la capacité des femmes à utiliser, développer et protéger les ressources naturelles, en tenant compte des différents rôles et positions des femmes et des hommes dans l'accès aux biens et services environnementaux ?	Non
<i>Par exemple, les activités qui pourraient entraîner la dégradation ou l'épuisement des ressources naturelles dans les communautés qui dépendent de ces ressources pour leur subsistance et leur bien-être.</i>	

Principe 3 : Durabilité environnementale : les questions de sélection concernant les risques environnementaux sont couvertes par les questions spécifiques liées à la norme ci-dessous.	
Norme 1 : Conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles	
1.1. Le projet pourrait-il avoir des impacts négatifs sur les habitats (par exemple les habitats modifiés, naturels et critiques) et/ou les écosystèmes et les services écosystémiques ? <i>Par exemple à travers la perte d'habitat, la conversion ou la dégradation, la fragmentation, les changements hydrologiques.</i>	Oui
1.2. Des activités du projet sont-elles proposées dans ou à proximité des habitats critiques et/ou des zones écologiquement sensibles, y compris les zones protégées légalement (par exemple, réserve naturelle, parc national), zones protégées, ou reconnues comme telles par des sources autorisées et/ou autochtones ou locales ? communautés ?	Oui
1.3. Le projet implique-t-il des changements dans l'utilisation des terres et des ressources susceptibles d'avoir des effets négatifs sur les habitats, les écosystèmes et/ou les moyens de subsistance ? (Remarque : si des restrictions et/ou des limitations d'accès aux terres s'appliquent, se reporter à la norme 5)	Non
1.4. Les activités du projet présenteraient-elles des risques pour les espèces menacées ?	Non
1.5. Le projet risquerait-il d'introduire des espèces exotiques envahissantes ?	Oui
1.6. Le projet implique-t-il la récolte de forêts naturelles, le développement de plantations ou le reboisement ?	Oui
1.7. Le projet implique-t-il la production et/ou la récolte de poissons pour la population ou d'autres espèces aquatiques ?	Non
1.8. Le projet implique-t-il une extraction, un détournement ou un confinement important des eaux de surface ou souterraines ? <i>Par exemple, la construction de barrages, de réservoirs, l'aménagement de bassins fluviaux, l'extraction d'eau souterraine</i>	Oui
1.9. Le projet implique-t-il l'utilisation de ressources génétiques ? (Par exemple, collecte et / ou récolte, développement commercial)	Non
1.10. Le projet engendrerait-il des problèmes environnementaux transfrontières ou mondiaux potentiellement préjudiciables ?	Non
1.11. Le projet aboutirait-il à des activités de développement secondaires ou conséquentielles qui pourraient avoir des effets sociaux et environnementaux négatifs ou générerait-il des impacts cumulatifs avec d'autres activités existantes ou prévues dans la zone ? <i>Par exemple, une nouvelle route à travers les forêts produira des impacts environnementaux et sociaux directs (par exemple abattage d'arbres, terrassements, déplacement potentiel d'habitants). La nouvelle route peut également faciliter l'empiétement sur les terres par des colons illégaux ou générer un développement commercial non planifié le long de la route, potentiellement dans des zones sensibles. Ce sont des impacts indirects, secondaires ou induits qui doivent être considérés. En outre, si des aménagements similaires sont prévus dans la même zone forestière, les impacts cumulatifs de plusieurs activités (même si elles ne font pas partie du même projet) doivent être pris en compte.</i>	Oui
Norme 2 : Atténuation et adaptation aux changements climatiques	

2.1	Le projet proposé entraînera-t-il d'importantes émissions de gaz à effet de serre ou pourrait-il exacerber les changements climatiques ?	Non
2.2	Les résultats potentiels du projet seraient-ils sensibles ou vulnérables aux impacts potentiels du changement climatique ?	Oui
2.3.	Le projet proposé est-il susceptible d'accroître directement ou indirectement la vulnérabilité sociale et environnementale au changement climatique actuelle ou future (également connu sous le nom de pratiques inadaptées) ?	Oui
<i>Par exemple, les changements d'utilisation des terres peuvent encourager le développement des zones d'inondation, augmentant potentiellement la vulnérabilité de la population aux changements climatiques, en particulier les inondations.</i>		
Norme 3 : Santé communautaire, sécurité et conditions de travail		
3.1.	Des éléments de la construction, de l'exploitation ou de la désaffectation du projet pourraient-ils présenter des risques potentiels pour la sécurité des collectivités locales ?	Oui
3.2.	Le projet pourrait-il présenter des risques pour la santé et la sécurité de la communauté en raison du transport, du stockage et de l'utilisation et/ou de l'élimination de matières dangereuses (explosifs, carburant et autres produits chimiques) ?	Oui
3.3.	Le projet implique-t-il le développement d'infrastructures à grande échelle (par exemple des barrages, des routes, des bâtiments) ?	Oui
3.4.	L'échec des éléments structurels du projet pourrait-il présenter des risques pour les communautés ? (Par exemple, effondrement de bâtiments ou d'infrastructures)	Non
3.5.	Le projet proposé serait-il susceptible d'accroître la vulnérabilité aux tremblements de terre, aux affaissements, aux glissements de terrain, à l'érosion, aux inondations ou aux conditions climatiques extrêmes ?	Oui
3.6.	Le projet pourrait-il entraîner des risques accrus pour la santé (provenant par exemple de maladies transmises par l'eau ou d'autres maladies à transmission vectorielle ou d'infections transmissibles telles que le VIH/sida) ?	Non
3.7.	Le projet présente-t-il des risques et des vulnérabilités liés à la santé et à la sécurité au travail en raison des dangers physiques, chimiques, biologiques et radiologiques pendant la construction, l'exploitation ou la désaffectation du projet ?	Oui
3.8.	Le projet implique-t-il un soutien à l'emploi ou à des moyens de subsistance susceptibles de ne pas respecter les normes du travail nationales et internationales (c'est-à-dire les principes et les normes des conventions fondamentales de l'OIT) ?	Non
3.9.	Le projet engage-t-il du personnel de sécurité qui peut présenter un risque potentiel pour la santé et la sécurité des communautés et/ou des individus (par exemple en raison d'un manque de formation ou de responsabilité) ?	Non
Norme 4 : Patrimoine Culturel		
4.1.	Le projet proposé entraînera-t-il des interventions susceptibles d'avoir un impact négatif sur des sites, des structures ou des objets ayant des valeurs historiques, culturelles, artistiques, traditionnelles ou religieuses ou des formes intangibles de culture (connaissances, innovations, pratiques) ? (Remarque : Les projets visant à protéger et à conserver le patrimoine culturel peuvent également avoir des impacts négatifs involontaires)	Non
4.2.	Le projet propose-t-il d'utiliser des formes tangibles et / ou intangibles de patrimoine culturel à des fins commerciales ou autres ?	Non
Norme 5 : Déplacement et réinstallation		

5.1. Le projet pourrait-il impliquer un déplacement physique temporaire ou permanent et un déplacement physique complet ou partiel ?	Non
5.2. Le projet pourrait-il entraîner un déplacement économique (par exemple la perte d'actifs ou l'accès aux ressources en raison de l'acquisition de terres ou des restrictions d'accès - même en l'absence de déménagement physique) ?	Oui
5.3. Y-a-t-il un risque que le projet entraîne des expulsions forcées ?	Non
5.4. Le projet proposé pourrait-il affecter les régimes fonciers et / ou les droits de propriété communautaires / droits coutumiers à la terre, aux territoires et/ou aux ressources ?	Oui
Norme 6 : Populations indigènes	
6.1. Les peuples autochtones sont-ils présents dans la zone du projet (y compris la zone d'influence du projet) ?	Non
6.2. Est-il probable que le projet ou des parties du projet seront situés sur des terres et des territoires revendiqués par des peuples autochtones ?	Non
6.3. Le projet proposé pourrait-il affecter les droits humains, les terres, les ressources naturelles, les territoires et les moyens de subsistance traditionnels des peuples autochtones (indépendamment du fait que les peuples autochtones possèdent les titres légaux sur ces zones, que le projet soit situé à l'intérieur ou à l'extérieur des terres et territoires habités par les peuples affectés, ou si les peuples autochtones sont reconnus comme peuples autochtones par le pays en question) ?	Non
<i>Si la réponse à la question 6.3 est « oui », les impacts potentiels des risques sont considérés comme potentiellement graves et/ou critiques et le projet serait catégorisé comme étant à risque modéré ou élevé.</i>	
6.4. Y-a-t-il eu une absence de consultations culturellement appropriées dans le but d'atteindre le FPIC sur des questions qui pourraient affecter les droits et intérêts, les terres, les ressources, les territoires et les moyens de subsistance traditionnels des peuples autochtones concernés ?	Non
6.5. Le projet proposé implique-t-il l'utilisation et/ou le développement commercial des ressources naturelles sur les terres et territoires revendiqués par les peuples autochtones ?	Non
6.6. Y-a-t-il un potentiel d'expulsion forcée ou de déplacement physique ou économique total ou partiel des peuples autochtones, y compris par des restrictions d'accès aux terres, territoires et ressources ?	Non
6.7. Le projet aurait-il un impact négatif sur les priorités de développement des peuples autochtones telles que définies par eux ?	Non
6.8. Le projet pourrait-il affecter la survie physique et culturelle des peuples autochtones ?	Non
6.9. Le projet pourrait-il affecter le patrimoine culturel des peuples autochtones, y compris par la commercialisation ou l'utilisation de leurs connaissances et pratiques traditionnelles ?	Non
Norme 7 : Prévention de la pollution et efficacité des ressources	
7.1. Le projet pourrait-il entraîner le rejet de polluants dans l'environnement en raison de circonstances routinières ou non routinières susceptibles d'avoir des effets négatifs locaux, régionaux et/ou transfrontaliers ?	Non
7.2. Le projet proposé pourrait-il entraîner la production de déchets (dangereux et non dangereux) ?	Oui
7.3. Le projet proposé impliquera-t-il potentiellement la fabrication, l'échange, le rejet et/ou l'utilisation de produits chimiques et/ou de matériaux dangereux ? Le projet propose-t-	Non

<p>il l'utilisation de produits chimiques ou de matériaux soumis à des interdictions internationales ou à des suppressions progressives ?</p> <p><i>Par exemple, le DDT, les PCB et d'autres produits chimiques inscrits dans des conventions internationales telles que les Conventions de Stockholm sur les polluants organiques persistants ou le Protocole de Montréal</i></p>	
<p>7.4. Le projet proposé impliquera-t-il l'application de pesticides pouvant avoir un effet négatif sur l'environnement ou la santé humaine ?</p>	<p>Non</p>
<p>7.5. Le projet comprend-il des activités qui nécessitent une consommation importante de matières premières, d'énergie et/ou d'eau ?</p>	<p>Oui</p>

ANNEXE G : JOURNAL DES RISQUES DU PNUD (voir page 45 de ce Prodoc)

XIV. ANNEXE H : CALCUL DES GES

Le projet géothermique devrait être approuvé à temps pour démarrer les activités au début de 2018. Dans ce scénario, les activités portant sur les questions politiques, réglementaires et institutionnelles devraient être achevées d'ici la fin de la première année des activités du projet, y compris des procédures entièrement établies pour déterminer les tarifs. On s'attend également à ce que les activités menées dans les phases 2 et 3 soient terminées d'ici la fin de l'année 6 des activités du projet, signalant que la centrale géothermique de 10 MW a subi tous les tests de pré-opération et est prête à commencer à fournir de l'électricité au réseau MAMWE.

En supposant que la centrale géothermique de 10 MW commencera ses activités au début de l'année 6 (dernière année) du projet, la production d'électricité sera de 70 000 MWh au cours de sa première année d'exploitation, sur la base d'un facteur de capacité de 80% qui prend en compte des « problèmes de démarrage » au cours de cette année. Ainsi, à la fin du projet, 70 000 MWh auraient été générés et une production annuelle de 80 000 MWh (facteur de capacité de 90%, y compris l'allocation pour l'entretien/réparation, selon le cas) sera maintenue sur une durée de vie prévue de 30 ans.

Toute cette production d'énergie géothermique, si elle n'était pas implémentée, aurait autrement été réalisée grâce à des centrales thermiques alimentées au carburant diesel importé, avec un facteur d'émission de 0,875 tCO₂/MWh (Réf. Deuxième Communication Nationale à la CCNUCC). Par conséquent, au cours de la période de projet de 6 ans, 55 125 (61 250 réduit de 10% pour tenir compte des GES émis par une centrale géothermique) tonnes de CO₂ auraient été évitées comme résultat direct de la production d'électricité géothermique. De plus, la centrale de 10 MW continuera à éviter 63 000 tonnes de CO₂ par an (70 000 réduit de 10%) pendant les 29 années de vie restantes du projet. Si l'on considère la durée de vie de 30 ans de la centrale géothermique prévue pour la période de 6 ans, la centrale de 10 MW aurait généré 2 390 000 MWh, évitant ainsi 1 882 125 (2 091 250 réduit de 10%) de CO₂; cela équivaut à 3,14 dollars des fonds du FEM par tCO₂.

Tableau 7 : Production d'électricité à partir de la centrale géothermique

Année d'opération*	1	2	3	4	5	6	7
Puissance Installée, MW	10	10	20	20	30	30	40
MWh/an	70,000	80,000	160,000	160,000	240,000	240,000	320,000

* L'année 1 de fonctionnement de la centrale géothermique correspond à l'année 6 (dernière année) du projet.

Enfin, on suppose que la mise en œuvre réussie de la centrale géothermique de 10 MW et la confirmation des ressources exploitables grâce au forage de puits supplémentaires permettraient une augmentation de sa capacité de 10 MW supplémentaires tous les 2 ans (Tableau 7) jusqu'à atteindre la capacité totale installée de 40 MW. Ainsi, les estimations de réduction consécutive des émissions après projet ne touchant que la capacité supplémentaire de 30 MW au cours des 10 prochaines années d'influence du projet et la durée de vie de l'équipement de 30 ans - sur la base d'un facteur de causalité du FEM de 80% (approche descendante) et une réduction de 10% attribuée aux émissions d'une centrale géothermique - peut être calculé à 43 200 000 (48 000 000 réduit de 10%) tonnes de CO₂ évitées, ce qui se traduit par un coût de réduction de 0,14 \$ de fonds du FEM par tCO₂ évité. Dans le cas de l'approche ascendante, avec un facteur de réplification de 3 (compte tenu du potentiel de transformation du marché et du développement de la capacité associée), les émissions consécutives post-projet évitées sont calculées comme étant 5 481 000 (6 090 000 réduit de 10%) tonnes de CO₂, ce qui se traduit par une réduction du coût de 1,08 \$ de fonds du FEM par tonne de CO₂ évité.

Tableau 8 : Impacts de réduction des émissions de GES du projet

Calendrier	Directes projet sans réplification (durée de vie projetée de l'équipement de 30 ans).	Conséquentielles post-projet (descendant) avec réplification sur les 10 prochaines années d'influence du projet et durée de vie projetée de l'équipement sur 30 ans).	Conséquentielles post-projet (ascendant)
Total des émissions de CO ₂ réduites (tonnes)	1 882 125	43 200 000	5 481 000
Coût de réduction des unités (\$ / tonne de CO ₂)	3,14	0,14	1,08

XV. ANNEXE I : ANALYSE DE FAISABILITÉ

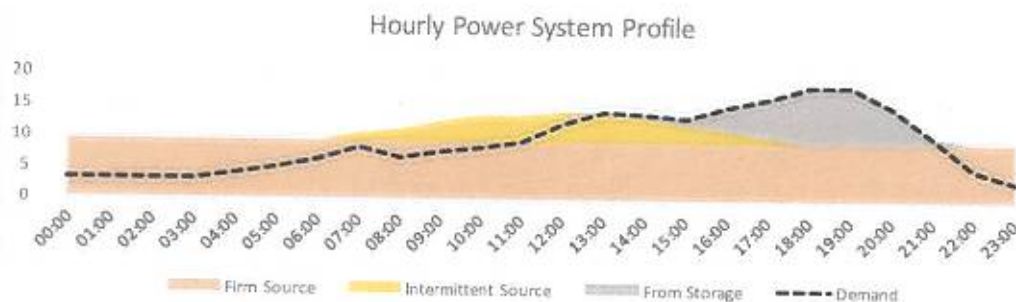
I. Évaluation de préfaçabilité des sources intermittentes

Intégration de l'énergie renouvelable intermittente

L'énergie solaire et l'énergie éolienne sont des sources intermittentes d'électricité, ce qui signifie que lorsqu'elles sont intégrées à un réseau électrique à grande échelle, elles peuvent poser des problèmes en ce qui concerne la stabilité du réseau. En raison de la baisse constante des coûts, le vent et le solaire sont également les sources de capacité qui croissent le plus rapidement au niveau mondial¹¹. Cela a incité certains partisans du RET (Technologies d'Énergie Renouvelable) à suggérer que ces technologies devraient être utilisées pour alimenter jusqu'à 100% du système électrique aux Comores. Pour ce faire, il faudra que ces technologies intermittentes soient réaffectées pour remplir un rôle auquel elles ne sont pas adaptées ; pour y parvenir, il faudra que la capacité installée des RET intermittentes soit dimensionnée de manière à pouvoir répondre à la demande d'énergie électrique annuelle du système d'alimentation en question, tout en étant couplée à une technologie de stockage appropriée.

Ce scénario entraînera des périodes tout au long de l'année où le solaire et le vent produisent de l'énergie excédentaire et d'autres périodes où ils sont incapables de répondre à la demande. Ces périodes existeront sur une gamme d'échelles de temps : horaire, diurne, hebdomadaire, mensuel et saisonnier. La couverture des déficits sur de courtes échelles de temps est bien établie et s'est avérée faisable parce que cela entraîne des taux d'utilisation plus élevés et, par conséquent, une baisse du LCOS ; Par exemple, lorsqu'il est utilisé pour remplacer des centrales de pointe, le LCOS (Coût Actualisé de Stockage) des batteries au lithium-ion se situe entre 285 et 581\$ par MWh, mais le coût de la même technologie est beaucoup plus bas de 190 à 277\$ pour la régulation de fréquence¹². Au fur et à mesure que les échelles de temps s'allongent, l'utilité des technologies de stockage diminue, ce qui entraîne une augmentation proportionnelle du nombre de LCOS. Il y a en effet un seuil sur lequel le LCOS atteint un point où le système d'énergie renouvelable devient économiquement non viable.

Un autre point de vue est de se contenter d'un portefeuille de technologies plus diversifié au sein du système d'alimentation, en utilisant des énergies solaire et éolienne variables pour économiser du diesel quand elles sont disponibles. Les ressources flexibles rapides, telles que le stockage et la réponse à la demande, offrent la flexibilité nécessaire pour répondre à des variations à court terme de l'ordre de quelques heures ou jours (augmentant ainsi leur taux d'utilisation). Une autre approche consiste à utiliser des ressources de base flexibles, qui constituent une base solide pour un système à faibles émissions de carbone. Ils sont des sources de puissance régulière, mais sont également assez souples pour intégrer le vent et le solaire à plus long terme, et comprennent généralement des moteurs thermiques alimentés par des combustibles fossiles.



¹¹ Lazard, 2016

¹² Lazard, 2016

Figure 1 : Exemple de système reposant sur le solaire, le stockage et la géothermie.

Dans le contexte de ce projet, il est clair que l'intérêt de l'énergie géothermique est sa capacité à répondre à la charge de base ; bien que cela ne soit pas explicitement mentionné dans les termes de référence pour cette consultation, il a été souligné qu'une comparaison de l'énergie éolienne/solaire par rapport à l'énergie géothermique implique que les technologies alternatives proposées doivent être dans le contexte de fournir une charge de base. C'est-à-dire qu'ils devraient fournir, à tout prix, une puissance régulière, et dans un scénario idéal pour la géothermie, ils seraient capables d'alimenter tout le réseau. Les études ci-dessous exploreront cette possibilité pour les technologies d'énergie renouvelable qui se révèlent être économiquement viables comme moyen de réduire la consommation du diesel (bien que par intermittente).

A ce stade, il est important de mentionner un obstacle majeur à l'obtention de résultats précis pour une étude de base : les coupures de courant fréquentes imposées par MAMWE entraînent un manque de courbes de charge pour des périodes dépassant plusieurs jours. Cela limite considérablement la portée de l'étude en ce qui concerne l'analyse des technologies intermittentes utilisées dans le contexte de la fourniture de la puissance de base. Il faut noter que des hypothèses vagues ont été faites pour prévoir les besoins de stockage saisonnier de tels systèmes d'alimentation.

Vent

Historique, technologie et contexte

Le vent est une source prometteuse d'énergie renouvelable avec un potentiel important dans plusieurs parties du monde. L'énergie qui peut être convertie par les turbines dépend fortement des vitesses du vent locales. Typiquement, le type de topographie qui se prête bien à cette technologie est soit une grande étendue de terrain découvert, des côtes et dans certains cas, des zones montagneuses.

Les systèmes modernes d'énergie éolienne fonctionnent automatiquement. Ils sont équipés d'un anémomètre qui mesure en permanence la vitesse du vent ; lorsque les vitesses du vent atteignent un seuil minimum (la vitesse d'enclenchement), les rotors sont libres de tourner et la génération s'ensuit. Si la vitesse du vent continue d'augmenter, la quantité d'énergie produite par le système augmente jusqu'à atteindre son maximum (généralement autour de 15 m/s), après quoi la vitesse du vent n'augmente pas la production d'énergie supplémentaire.

Il y a, cependant, un seuil maximum sur lequel les rotors sont arrêtés ; C'est ce qu'on appelle la vitesse de découpe. Typiquement, la vitesse d'enclenchement est d'environ 4 m/s et la vitesse de coupure est de 25 m/s, mais différents systèmes auront des vitesses d'enclenchement et de découpage variables selon la conception et la taille. Lors d'une étude de faisabilité, la vitesse moyenne du vent est indicative de la performance projetée du système.

Il est donc important d'avoir accès aux données à long terme de la ressource éolienne, car cela peut avoir un impact considérable sur le coût de la production d'énergie éolienne. Le régime des vents des Comores est dominé par sa latitude. On peut voir sur la figure ci-dessous que les îles se trouvent à proximité de la zone de convergence intertropicale (ZCIT), à faible hauteur.

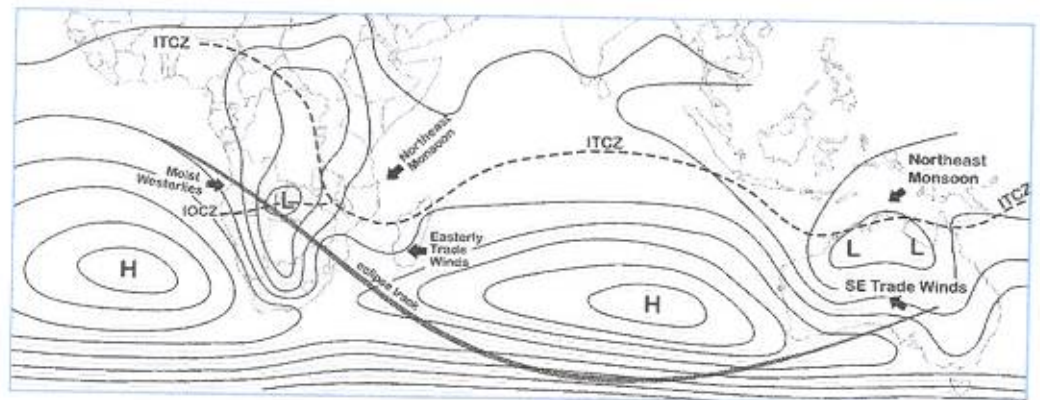


Figure 2 : Position de la ZCIT en Afrique

Ceci est inhérent aux îles tropicales proches de l'équateur, ce qui explique pourquoi les projets d'énergie éolienne ne sont pas communs à cette latitude ; la faible vitesse du vent a un impact négatif sur le facteur de capacité des éoliennes. Malgré cela, le coût élevé du gazole suggère que, malgré la probabilité d'un faible facteur de capacité, la performance économique des systèmes éoliens aux Comores mérite d'être étudiée plus avant. Cependant, ce qui est important encore, les données de vent existantes obtenues pour les Comores ont été capturées à partir de courtes tours de 10 m ; cela compromet l'exactitude du rendement prévu et la performance économique subséquente.

La capacité installée des systèmes éoliens aux Comores est faible et limitée aux systèmes à petite échelle (<5 kW), mais des preuves anecdotiques suggèrent que leurs performances sont médiocres. Dans le contexte de cette étude, des applications à l'échelle du réseau seront nécessaires pour fournir un rendement équivalent à celui du projet géothermique de Karthala.

Référence

Ne tenant pas compte des contraintes liées à l'intermittence, y compris les coûts de l'énergie d'appoint (c'est-à-dire les coûts d'intégration), l'énergie éolienne est l'une des technologies les plus rentables. En 2014, le LCOE pour l'énergie éolienne se situait en moyenne entre 0,037 \$/kWh et 0,081 \$/kWh aux États-Unis¹³.

Modèle

Les données de vent horaires pour la Grande Comores ont été obtenues. La figure ci-dessous montre comment cela varie tout au long de l'année.

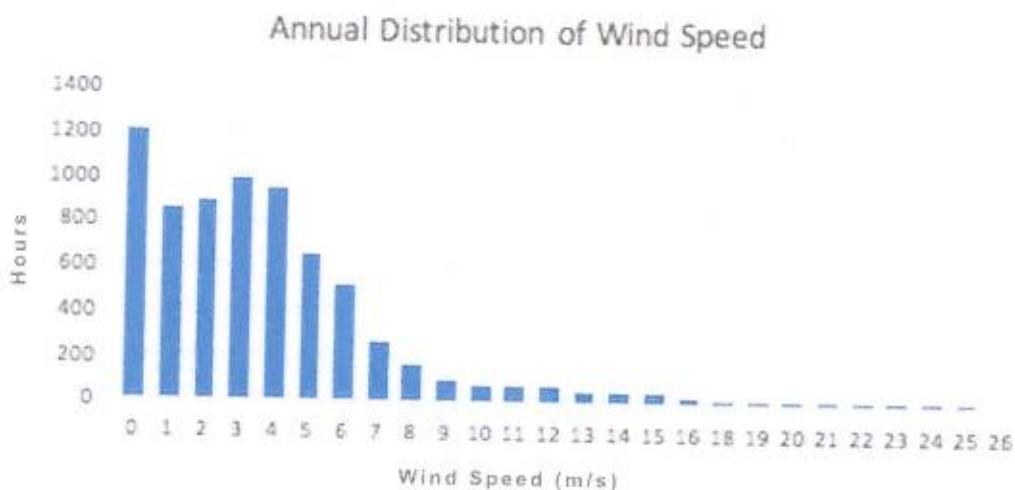


Figure 3 : Distribution annuelle de la vitesse du vent sur la Grande Comore

Cela a été utilisé pour estimer la production d'électricité à partir d'une éolienne de 1 MW, pour laquelle la courbe de puissance a été fournie par le fabricant. Cela peut être vu dans la figure ci-dessous.

¹³ Lazard's levelized cost of energy analysis (2014)

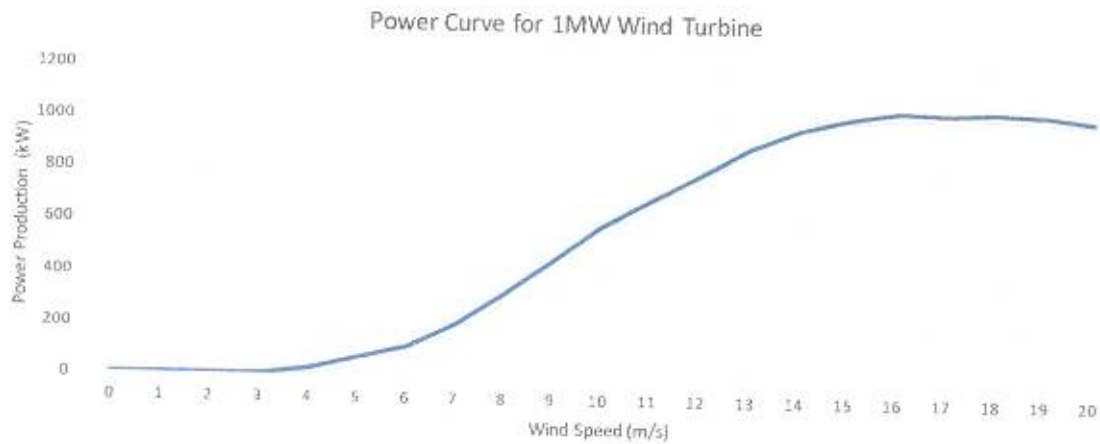


Figure 4 : Courbe de puissance typique pour une éolienne de 1 MW

Il ressort clairement de la courbe de puissance et de la distribution de la vitesse du vent de la Grande Comore que les vitesses de vent les plus fréquentes (0-2 m/s) ne produiront pas de puissance. La vitesse de démarrage pour la turbine est d'environ 4 m/s, et la production d'énergie augmente régulièrement. En utilisant ces ensembles de données, la production d'énergie annuelle pour l'éolienne de 1 MW a été calculée ; la distribution pour cela peut être vu dans la figure ci-dessous.

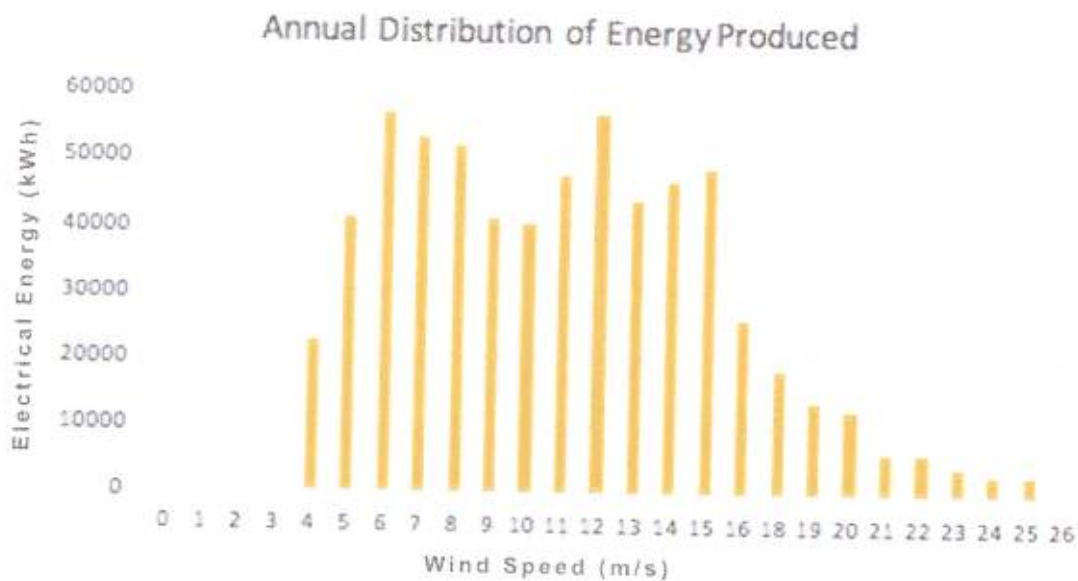


Figure 5 : Production annuelle d'énergie à partir d'une éolienne de 1 MW

Le facteur de capacité pour cette configuration a été calculé à environ 7%, nettement inférieur à toutes les autres technologies explorées dans cette étude.

Analyse économique

En utilisant les valeurs de production d'énergie obtenues dans le modèle (ci-dessus), une analyse économique a été faite sur un système éolien capable de produire l'énergie équivalente à la centrale géothermique proposée de 10 MW. Les Tableaux et la figure ci-dessous donnent un compte rendu des résultats.

Energie		Facteur de capacité	%	0,07
		Taille du système	MWc	136
		Rendement de base	kWh/an	83 220 000
		Deg Facteur	%	0,48%
		System Fin Cap. Facteur		0,065
Financier		Coût spécifique	\$/kW	2500
		Capex	\$	339 285 714
		Coûts O&M	\$/an	20 357 143
		Taux de remise	%	0.05
		VAN	\$	\$(288 440 150)
		TRI	%	-12%
		Période d'amortissement	Années	N/A
		TLCC	\$	\$626 198 157
		LCOE	\$/kWh	0,314

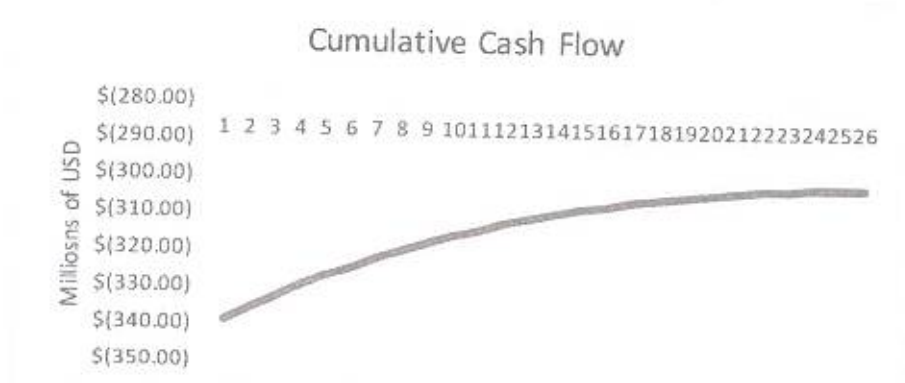


Figure 6

Compte tenu du très faible facteur de capacité obtenu pour le vent, l'utilisation de cette technologie pour répondre à la charge de base nécessitera une capacité installée d'environ 136 MW. Cela nécessitera un espace important, sur lequel le régime du vent est susceptible de varier, ce qui pourrait compromettre le facteur de capacité global, le coût et la performance générale de la ferme. De plus, l'analyse économique montre qu'un tel projet aurait une VAN négative et un LCOE de > 0,3\$/kWh, ce qui est plus proche par un ordre de grandeur que les technologies alternatives.

Conclusion

Sur la base des données empiriques sur le vent pour l'île, il est évident que l'énergie éolienne ne fonctionne pas bien aux Comores. Cela étant dit, il faut souligner que peu de renseignements ont été fournis sur le positionnement de la station météorologique utilisée pour recueillir les données sur le vent, y compris la hauteur du mât et la topographie environnante. Il est recommandé de poursuivre les études pour mieux comprendre la distribution de la vitesse du vent sur l'île de la Grande Comore, et si une valeur plus élevée peut être atteinte pour le facteur de capacité d'une grande éolienne.

Photovoltaïque solaire

Historique, technologie et contexte

Les systèmes photovoltaïques (PV) convertissent l'énergie de la lumière du soleil en électricité. Les cellules photovoltaïques, généralement une plaquette mince ou une bande de matériau semi-conducteur, génèrent un petit courant lorsque la lumière du soleil les frappe. Ces cellules peuvent être assemblées en modules pouvant être câblés dans un réseau de n'importe quelle taille. Fondamentalement, cela permet aux systèmes PV solaires d'évoluer vers le haut ou le bas sans affecter considérablement leurs performances. Pour cette raison, l'énergie solaire photovoltaïque est très efficace dans les petites et grandes applications.

Les petits systèmes (~ 5kWp) sont souvent montés sur les toits des bâtiments. Ceux-ci utilisent un onduleur qui convertit l'électricité du courant continu en courant alternatif. Les systèmes photovoltaïques en toiture peuvent agir comme des systèmes autonomes ou peuvent également être connectés au réseau ; ce dernier utilise typiquement la facturation nette ou un tarif de rachat, alors que le premier est couplé de manière conventionnelle à un système de batterie. Aux Comores, il n'y a actuellement aucune option pour injecter de l'électricité dans le réseau à partir des systèmes PD (Production Distribuée), de sorte que les systèmes existants utilisent tous le stockage de la batterie.

À l'instar des parcs éoliens, les parcs solaires photovoltaïques sont mis en place pour injecter de l'électricité directement dans le réseau, pour lequel ils sont généralement compensés par un tarif de rachat. De plus, ces systèmes sont parfois équipés de suiveurs, ce qui peut améliorer de manière significative le facteur de capacité des systèmes situés dans des latitudes plus élevées. La latitude des Comores suggère que les suiveurs peu susceptibles d'ajouter une augmentation significative du rendement ; même si cette augmentation marginale est recherchée, l'introduction de systèmes de suivi ajoutera aux coûts d'exploitation et d'entretien ainsi qu'à certains éléments de temps d'arrêt. Pour ces raisons, l'exercice de modélisation omet les systèmes PV équipés de systèmes de suivi.

Référence

Le coût de l'énergie solaire a chuté de manière spectaculaire au cours des dernières années, ce qui a conduit à un LCOE hautement compétitif. En 2016, les coûts de l'énergie solaire photovoltaïque à l'échelle industrielle ont chuté de 11% entre 46 et 61 dollars le MWh¹⁴, ce qui correspond bien à la fourchette de 35 à 60 dollars pour laquelle de nouveaux accords ont été signés pour la même période¹⁵. En comparaison, le diesel réciproque coûte entre 212 et 281 dollars. Ceci étant dit, ces prix mentionnés pour l'énergie solaire n'incluent pas les coûts d'intégration, c'est-à-dire les coûts de transmission et les coûts de production de secours. Ceux-ci peuvent avoir une forte incidence sur la viabilité économique de l'énergie solaire, d'autant plus que sa proportion dans le mix énergétique du réseau augmente au-delà d'un certain seuil. Pour les petites îles situées à proximité de la ITCZ, ce seuil est inférieur à celui des pays dotés de réseaux plus importants. En 2014, la Banque Mondiale a mené une étude sur les seuils pour Maurice et les Seychelles, et il a été conclu que les valeurs étaient respectivement de 20% et 15% de la capacité de production. Pour que ces îles puissent absorber des énergies renouvelables supplémentaires, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, des mécanismes habilitants tels que le stockage de la batterie devrait être introduits.

Des modèles

Conformément aux termes de référence de cette consultation, l'accent a été mis sur l'évaluation de la performance du solaire PV en tant qu'alternative à la technologie géothermique. Pour couvrir les deux options pour le solaire photovoltaïque (production décentralisée et fermes solaires photovoltaïques), deux modèles distincts ont été développés pour refléter leurs performances économiques respectives : photovoltaïque sur toiture à petit réseau (production décentralisée) et grande installation photovoltaïque (fermes). Dans les deux cas, les résultats du modèle sont susceptibles d'être plus précis en raison de données d'entrée de meilleure qualité qui sont actuellement disponibles.

Option 1 : Ferme solaire photovoltaïque avec des compensations diesel

¹⁴ PV Magazine USA (2016)

¹⁵ Green Tech Media (2016)

Dans ce modèle, une ferme photovoltaïque solaire de 48 MW a été modélisée pour compenser la consommation de diesel, mais dimensionnée de telle sorte que sa production totale d'énergie correspond à la production d'énergie de la centrale géothermique proposée. Aucune solution de stockage n'a été incluse dans ce modèle. Les résultats sont mis en évidence dans les Tableaux et la figure ci-dessous.

ENERGIE	FACTEUR DE CAPACITE	%	0.2
FINANCIER	Taille du système	MWc	48
	Rendement de base	kWh/an	83 220 000
	Capex	\$	95 000 000
	VAN	\$	\$207 899 109
	TRI	%	24%
	Période d'amortissement	Années	5
	LCOE	\$/kWh	0.053

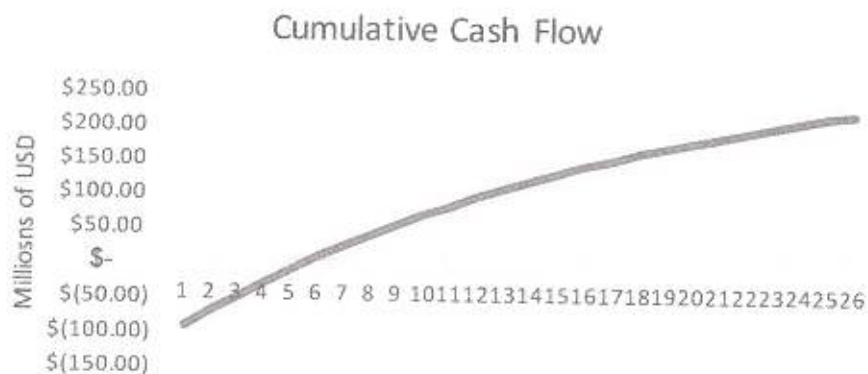


Figure 7

Sur la base de ces résultats, il est évident que le PV solaire, lorsqu'il est utilisé de manière conventionnelle, est économiquement viable. Ces résultats justifient la prochaine étape d'explorer l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour l'alimentation en énergie de base, mais il faut noter qu'une telle étude doit également tenir compte de la disponibilité des terres requises pour la capacité installée de PV solaire. Cela a actuellement été estimé à 44,6 hectares.

Option 2 : Ferme solaire photovoltaïque avec stockage de batterie pour fournir une charge de base

Pour garantir une alimentation ininterrompue en énergie de base, les technologies de stockage doivent être utilisées conjointement avec le PV solaire. Comme on l'a vu plus haut, ces technologies doivent être dimensionnées de manière à pouvoir transporter l'énergie produite d'une partie de l'année à l'autre.

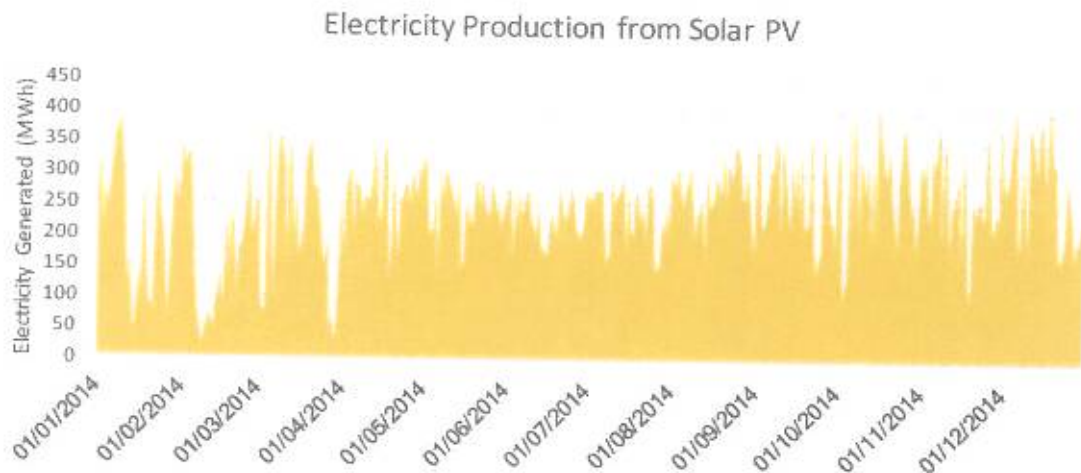


Figure 8 : Production annuelle d'électricité à partir d'un système PV solaire de 48 MW

Étant donné qu'il y a une baisse de la production d'électricité de la ferme de 48 MW au cours du premier tiers de l'année, l'énergie doit être reportée de la fin de l'année pour compenser la demande. Comme mentionné précédemment, il n'y a pas de données fournies pour indiquer à quel moment de l'année il y a une demande de pointe. Pour procéder à cette analyse, une hypothèse a été faite, à savoir imiter un scénario dans lequel l'énergie doit être reportée d'une partie de l'année (production excédentaire) à une autre partie de l'année (déficit d'approvisionnement). Cela donne au moins une indication sur la quantité de stockage nécessaire si une centrale solaire photovoltaïque de 48 MW est nécessaire pour alimenter la Grande Comore.

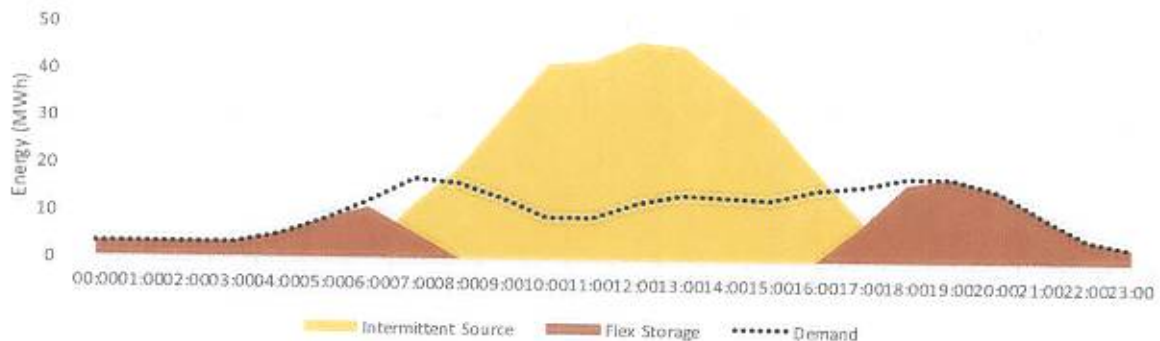


Figure 9 : Performance quotidienne typique du système solaire PV et du système d'alimentation par batterie

La figure ci-dessus illustre comment le système fonctionne sur une période de 24H/diurne ; il y a une période de production excédentaire pendant la journée, une autre période pendant laquelle l'énergie solaire et l'entreposage fonctionnent ensemble pour répondre à la demande, et une période de soirée pendant laquelle l'électricité stockée est utilisée pour répondre à la demande.

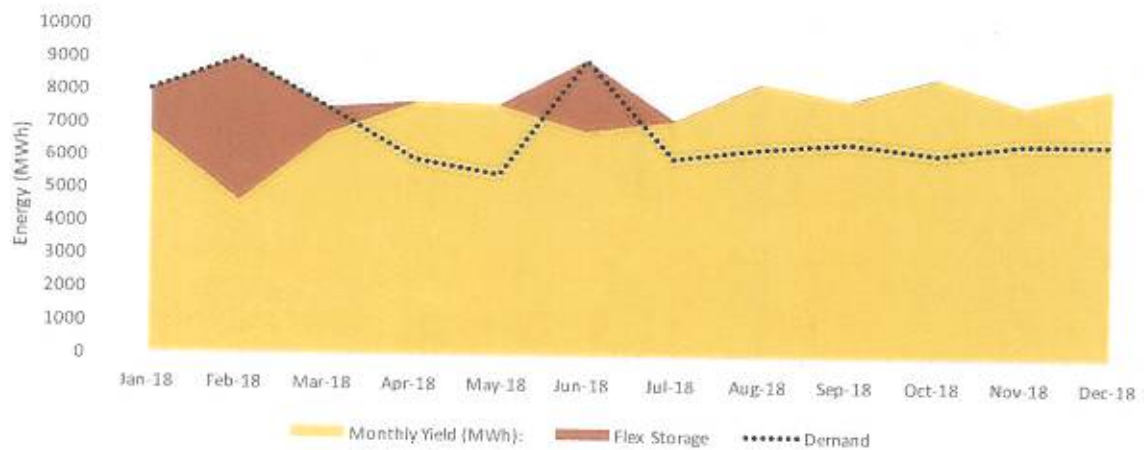


Figure 10 : Performance annuelle du système solaire photovoltaïque et de la batterie

La figure ci-dessus montre comment la même relation existe sur une échelle de temps annuelle. Au début de l'année, une période de forte demande coïncide avec une période de faible production, ce qui nécessite l'utilisation d'énergie stockée pour répondre à la demande. Cette relation est inversée dans la dernière partie de l'année, et c'est pendant ce temps que l'énergie excédentaire est stockée. On peut également noter que la différence d'énergie requise de la technologie de stockage pour l'échelle de temps annuelle/saisonnnière est de plusieurs ordres de grandeur plus élevée que l'échelle de temps diurne. Pour ce modèle hypothétique, la taille de la batterie requise pour répondre aux besoins de stockage annuels est de 6 490 MWh.

Des études récentes montrent que les technologies de stockage en île, souvent utilisées pour remplacer les usines de pointe, coûtent entre 273 et 1200 dollars par kWh¹⁶. Dans l'hypothèse d'un scénario optimiste, le coût en capital de la technologie de stockage de ce modèle équivaut à environ 1,7 milliard de dollars.

Analyse économique

ENERGIE	FACTEUR DE CAPACITE	%	0.2
FINANCIER	Taille du Système	MWc	48
	Rendement de base	kWh/an	83 220 000
	Coût spécifique	\$/kW	2000
	Capex	\$	\$1 847 300 000
	VAN	\$	\$(1 460 958 034)
	TRI	%	-8%
	Période d'amortissement	Années	0
	TLCC	\$	\$1 857 341 936
LCOE	\$/kWh	0,930	

¹⁶ Lazard's leveled cost of storage—version 2.0 (2016)

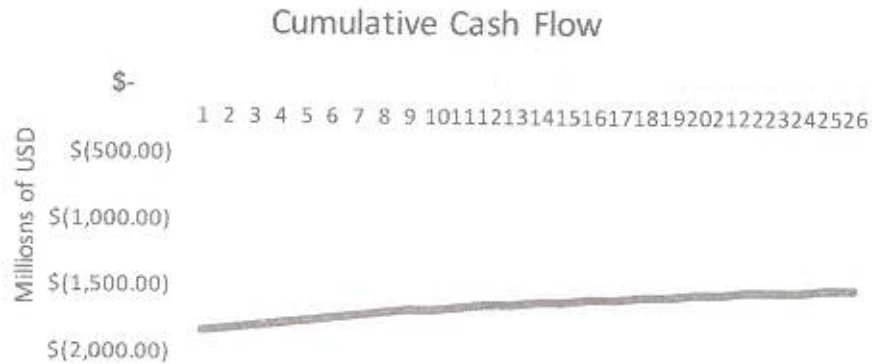


Figure 11

Les résultats montrent que ce projet a de mauvais résultats économiques ; le LCOE est supérieur d'un ordre de grandeur à celui de la ferme photovoltaïque utilisée pour compenser le gazole.

Aperçu des résultats

Comme on peut le voir sur les deux figures ci-dessous, l'option qui a la meilleure performance économique est une ferme PV solaire sans stockage. Son LCOE est d'environ 5 Cents USD par kWh, et son TRI est de près de 25%, mais on ne peut compter sur lui pour fournir une puissance de base en raison de sa nature intermittente.

En outre, il existe des obstacles évidents à la mise en place d'un tel système. En utilisant la règle empirique de 9,3 m²/kWp de PV solaire, l'espace requis pour 48 MWp sera équivalent à 44,6 hectares. Si le gouvernement devait poursuivre un système de cette taille, l'un des « sites » possibles étant les toits, mais les systèmes photovoltaïques montés sur ceux-ci devraient fonctionner aussi bien (au prorata) que s'ils étaient montés au sol, c'est-à-dire correctement orientés et sans ombrage, tout en permettant un accès facile pour les travaux de maintenance. Cela limite déjà le peu de place disponible sur le toit, forçant la part du lion de la capacité installée à être montée au sol, pour laquelle des contraintes techniques et logistiques supplémentaires (distance du réseau, coûts d'exploitation et d'entretien, orientation et ombrage) vont non seulement réduire la performance économique, mais aussi, en toute vraisemblance, limiter la capacité installée. Par conséquent, l'énergie solaire photovoltaïque a un sens économique en tant que technologie permettant de réduire la consommation de diesel, mais sa capacité sera probablement limitée par la disponibilité de sites éligibles.

LCOE of Renewable Energy Options Explored

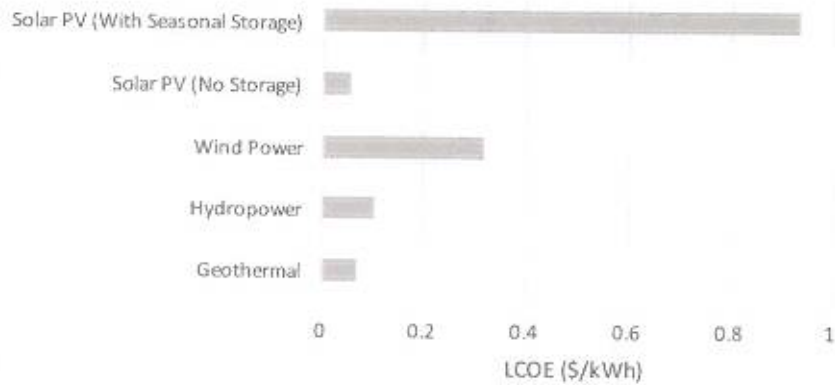


Figure 12

L'option la moins performante est celle de l'énergie éolienne, avec un TRI de près de -12,5% et un LCOE d'environ 0,30 USD par kWh. La géothermie et l'hydroélectricité fonctionnent toutes deux de manière satisfaisante, mais, comme nous l'avons déjà mentionné, les limites de l'option hydroélectricité sont que les données disponibles sont insuffisantes pour établir une valeur précise de son facteur de capacité. De plus, l'hydroélectricité est encore limitée par son faible potentiel (~ 5 MW, donc incapable de fournir la puissance de base) et son emplacement (pas sur la Grande Comore).

IRR of Renewable Energy Options

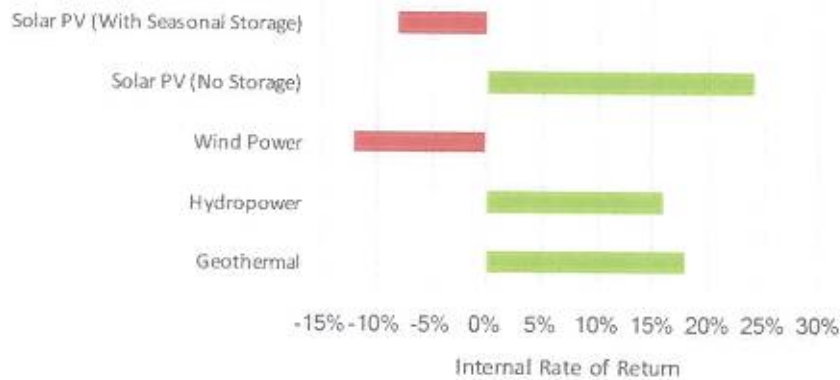


Figure 13 : Taux de rendement interne pour les technologies renouvelables analysées

L'option pour laquelle le PV solaire avec stockage sur batterie a été utilisé pour fournir une charge de base s'est avérée économiquement non viable (TRI négatif et LCOE élevé). Cela étant dit, des hypothèses vagues ont été faites pour caractériser la courbe de charge annuelle au réseau. Malgré cela, même si la taille de la batterie devait être réduite d'un ordre de grandeur, il est peu probable que le LCOE soit compétitif avec la géothermie.

I. Conclusions et Recommandations

Sur la base de ces résultats, il est recommandé que le projet géothermique proposé soit prioritaire car il s'agit de la seule technologie pouvant fournir une source d'énergie régulière économiquement viable. Bien qu'il y ait des risques importants associés à cette technologie, il est certain que les alternatives cherchant à fournir la même qualité d'énergie ne sont pas économiquement viables ou ne peuvent pas être étendues (que ce soit par manque de ressources ou d'espace) des besoins en électricité sur la Grande-Comore. Il est à noter, cependant, que le processus de développement de ce projet s'étendra sur plusieurs années, période au cours de laquelle le marché des producteurs d'énergie solaire photovoltaïque continuera d'évoluer. À cet égard, il est également recommandé de renforcer l'environnement réglementaire de la production décentralisée afin de préserver la croissance soutenue du marché de l'énergie solaire photovoltaïque. Avec le temps, il est probable qu'au fur et à mesure que le coût de l'entreposage diminuera, la demande en électricité augmentera et une puissance supplémentaire sera requise. À cette fin, il est également recommandé que le gouvernement prévoit la diversification des technologies d'énergie renouvelable dans le système d'alimentation, réduisant ainsi les risques inhérents associés à la technologie géothermique.

XVI. ANNEXE J : CADRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA GESTION SOCIALE

A. Résumé Exécutif

Le développement géothermique en Grande Comore, pour la production d'électricité, est conforme à l'objectif du pays de réduire la pauvreté en offrant des meilleures opportunités génératrices de revenus à la population. En effet, la réhabilitation et l'extension des installations de production ainsi que des lignes de transport et de distribution entraîneront une réduction des poches de pauvreté rurale et urbaine due à la source de production d'électricité diesel peu fiable, caractérisée par des délestages techniques très fréquents du MAMWE. La disponibilité d'une alimentation électrique efficace et fiable se traduira par des initiatives de développement qui profiteront en particulier aux femmes et aux jeunes: création de SME et de petites épiceries, organisation de l'artisanat et des métiers (Couture, broderie, coiffure, menuiserie, meilleure gestion du temps pour les femmes (moins de courses et de corvées quotidiennes liées au ramassage du bois de feu), chaînes du froid (bonne nourriture et conservation des vaccins), éclairage de sécurité, utilisation des médias (télévision, internet, ordinateurs), éclairage scolaire pour les cours du soir/coraniques, etc.

B. Description du projet

C. Impacts potentiels environnementaux et sociaux

- **Sur l'environnement physique :**

L'impact actuel de l'utilisation du carburant diesel peut conduire à la pollution du sol et du système d'eau par contamination due aux fuites d'hydrocarbures, d'huiles et d'autres lubrifiants provenant des équipements de construction ou des transformateurs. En plus, la pollution de l'air est causée par les gaz d'échappement des centrales

électriques au diesel situées à proximité des zones résidentielles et par la pollution sonore due aux gaz d'échappement des moteurs diesel.

D'autre part, le développement géothermique aura des impacts environnementaux mineurs. L'élimination des eaux usées contenant de petites quantités de produits chimiques (bore et arsenic) et de gaz (H_2S et CO_2) est un problème important, mais diverses méthodes sont utilisées pour y remédier, y compris la réinjection totale d'eau séparée, en condensat et en gaz ; un traitement chimique ; et une extraction minérale. Les coûts associés à la mise en œuvre de ces mesures sont 1-2% du coût de la production d'électricité. En ce qui concerne les émissions de CO_2 , il a déjà été indiqué que celles-ci ne représentent que 10% des émissions d'un générateur diesel de capacité installée égale.

- **Sur l'environnement naturel :**

L'impact sur la faune et la flore locales résultera principalement de la construction de lignes moyenne tension (MT) qui peuvent impliquer un élagage et parfois la destruction de la végétation pour protéger les nouvelles lignes contre les risques de dommages. L'impact sur la flore sera très limité compte tenu de l'emplacement des lignes MT le long de la route à l'écart des zones protégées ou des zones ayant une valeur écologique. Ce sera un facteur limitant l'impact sur la flore endémique restante ; cependant, un certain nombre d'arbres doivent être abattus, en particulier à certaines altitudes plus élevées. Le projet lancera un processus d'obtention de l'autorisation de la Direction Générale de l'Environnement avant que la végétation soit enlevée et un processus sera initié pour les arbres à replanter ailleurs. De plus, l'installation des pylônes MT ne sera pas un obstacle au déplacement de la faune ou du bétail, mais peut avoir un impact potentiel sur les chauves-souris et les grands oiseaux avec des risques d'accidents.

- **Sur les aspects socio-économiques :**

L'impact positif majeur du renforcement des installations de production d'électricité et des lignes de transmission est de fournir au MAMWE une source fiable d'électricité, minimisant ainsi les délestages qui sont actuellement monnaie courante. La sécurisation de l'approvisionnement énergétique aura un impact positif très significatif sur les activités socio-économiques de la population dans les bassins versants, notamment avec de nouvelles extensions de réseau. Les nouvelles lignes aideront les autorités à faire face à la demande croissante d'énergie et auront donc des effets économiques et sociaux positifs sur la croissance économique. Les propriétaires de petites entreprises et les artisans s'habitueront mieux, diversifieront leurs activités professionnelles et fourniront des services de meilleure qualité. La production agricole bénéficiera des chaînes du froid fonctionnant 24h / 24, des aliments transformés (légumes en conserve, purée de tomate, jus de fruits, etc.) et des produits d'élevage (viande, lait, beurre, yaourt, etc.) seront mieux valorisés et des pertes encourues en raison de la mauvaise réfrigération considérablement réduites. Les femmes disposeront de cet approvisionnement énergétique efficace et fiable qui conduira à la modernisation et au développement des villes desservies et à l'amélioration de la qualité de vie. Les établissements d'éducation et de santé (p. Ex., maternité, réfrigération des vaccins) répondront mieux aux besoins de la population.

Actuellement, les activités d'élevage, le maraîchage (transformation de tomates et autres légumes, conservation de légumes frais, etc.) et la culture fruitière subissent d'énormes pertes car ils ne peuvent se développer sans une chaîne de froid alimentée par un approvisionnement fiable en électricité.

L'artisanat ne peut se développer en raison du manque d'énergie nécessaire (coupures de courant fréquentes) pour l'alimentation en eau (forage), l'éclairage (sécurité et activités nocturnes) ou le fonctionnement des outils de travail (moulage ou pilage du manioc, du maïs, du riz), la Couture et la broderie, la coiffure, la teinture, l'alphabétisation, l'exploitation des centres communautaires de santé et services (jeux vidéo, médias, recharge de téléphones mobiles, etc.).

- **Sur le genre et la jeunesse :**

La situation des femmes et des jeunes s'améliorera en raison de l'impact positif majeur du projet sur l'emploi. L'organisation de mini-crédits en leur faveur, leur regroupement en coopératives et la fourniture de microcrédits leur permettront de développer leur artisanat tout en organisant les circuits de commercialisation.

Dans les zones rurales, les activités des femmes sont principalement axées sur l'agriculture et elles subissent d'énormes pertes de revenus en raison des pénuries d'électricité indispensables au fonctionnement de l'équipement de refroidissement et à l'irrigation mécanisée des cultures hors saison.

Le confort et l'hygiène de la maison, spécifiquement assurés par les femmes, nécessitent également un éclairage et une énergie adéquats pour l'utilisation des équipements, notamment pour l'alimentation en eau, les réfrigérateurs, les médias tels que TV, radio, téléphones, jeux vidéo, etc. des programmes éducatifs résultant du projet, tels que l'alphabétisation des adultes. Les femmes bénéficieront également des programmes éducatifs de radio et de télévision destinés aux communautés rurales qui deviendront plus accessibles.

La mécanisation des tâches répétitives aidera à réduire la corvée dans le travail des femmes. Le temps libéré leur permettra d'avoir accès à une éducation informelle et de prendre le temps d'effectuer d'autres activités plus enrichissantes. Les enfants bénéficieront également de l'amélioration des soins maternels et d'un environnement d'apprentissage plus motivant.

L'amélioration de la chaîne du froid (meilleure conservation des aliments frais, des vaccins, des médicaments, de la climatisation, etc.) contribuera à préserver la santé de la population comorienne, en particulier les femmes, les enfants et les jeunes.

D. Cadre juridique et institutionnel

E. Procédures de sélection, d'évaluation et de gestion

- **Concernant l'environnement physique :**

Pendant la phase de construction, le MAMWE prendra toutes les mesures pour prévenir l'érosion et restaurer le sol à son état naturel après avoir rempli les tranchées et complété les fondations en béton des pôles et des pylônes. Ils veilleront également à ce qu'ils ne rejettent pas de polluants dans le sol et organiseront des travaux d'assainissement du site. Les entrepreneurs principaux éviteront, autant que possible, de modifier le sol. Ils procéderont au décapage des terres arables avant d'effectuer des opérations et réhabiliteront la zone après les travaux.

- **Concernant les écosystèmes :**

Les mesures d'atténuation consisteront à choisir des voies de travail en dehors des parcs naturels et des réserves naturelles, en évitant la destruction des forêts et en minimisant autant que possible les droits de passage du projet. Les entrepreneurs principaux remplaceront, dans la mesure du possible, les arbres détruits pendant les travaux, par des plantations d'arbres compensatoires. Ils chercheront à créer des mécanismes qui permettront aux grands oiseaux de trouver une nidification convenable et sûre sur les pylônes. Les lignes MT posées à travers des vallées traversées par des volées d'oiseaux seront rendues visibles la nuit grâce à l'utilisation de dispositifs à flash.

- **Composantes socio-économiques et foncières :**

- Le maître d'œuvre doit mettre en œuvre une approche participative pour diffuser l'information du projet afin de garantir la coopération de la population.
- Lorsque des travaux susceptibles d'affecter les champs cultivés sont envisagés, ceux-ci doivent être effectués après la récolte.
- Promouvoir l'utilisation de la main-d'œuvre locale, sous-traiter aux artisans locaux.

- Faire l'inventaire de ceux qui pourraient être affectés par l'abattage d'arbres fruitiers ou d'autres arbres à la suite de la connexion de nouvelles lignes MT et les compenser.
- **Aspects de santé et de sécurité**
 - MAMWE réglementera le trafic dans la zone des travaux.
 - Les résidents recevront une notification avant le début des travaux concernant les problèmes temporaires d'accès à certains sites dus à l'organisation des travaux et pour des raisons de sécurité. Les sites seront balisés en permanence (poteaux indicateurs, feux clignotants, etc.) en collaboration avec les services routiers locaux, etc. Des détours seront éventuellement créés, au cas échéant.
 - MAMWE veillera à ce que les déchets provenant des chantiers soient recyclés ou éliminés dans des décharges contrôlées.

F. Arrangements institutionnels et renforcement des capacités

G. Mesures de suivi et d'évaluation

Il appartiendra à MAMWE de vérifier la bonne mise en œuvre par les contractants des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux contenues dans l'ESMF. Leur rapport d'inspection périodique sera transmis au PNUD et aux autres autorités compétentes ; ils incluront leurs observations et commentaires sur la pertinence et la faisabilité de l'atténuation de l'impact et les mesures correctives contenues dans l'ESMF.

Le programme de surveillance environnementale et sociale sera sous la responsabilité de l'entrepreneur principal ou sous son contrôle direct, s'il y a un sous-traitant. Sa nature et les aspects couverts dans ce programme dépendront de l'ampleur des travaux à réaliser.

Ce programme impliquera le suivi des mesures générales (information de la population avoisinante, conditions d'emploi pertinentes, marquage du site et bonne application des règles de sécurité). Le programme comprendra également le suivi des mesures sur la qualité et la structure des sols, la protection des ressources en eau, la gestion des déchets solides, la protection de la biodiversité et la protection de la propriété privée et de l'environnement humain.

Un rapport de suivi environnemental et social bimestriel sera publié par MAMWE pendant la phase de construction. Au cours de la phase opérationnelle, ce rapport sera publié tous les six mois.

Le développement des capacités sera nécessaire pour permettre aux différentes parties prenantes (Département de l'Energie, MAMWE, Département de l'Environnement, etc.) d'être mieux à même de s'acquitter de leurs responsabilités. Cet effort de développement des capacités se fera par la formation/sensibilisation des acteurs impliqués dans les évaluations environnementales spécifiques au secteur.

Les Comores ont une forte tradition de gestion communautaire ou associative. La gestion réussie de toute initiative de gestion de l'impact sur l'électricité et l'environnement doit impliquer la communauté. Sa participation dès la phase de démarrage est hautement souhaitable.

Des présentations du projet et des mesures environnementales et notamment des contraintes liées à ces mesures seront organisées avant le début des travaux par un responsable des relations avec la communauté.

H. Engagement des parties prenantes et processus de divulgation de l'information

Les points de vue et les préoccupations de ceux qui vivent dans la zone d'impact du projet ont été notés au moyen de discussions et d'entrevues. Trois groupes de parties prenantes ont été identifiés :

- La population locale, composée de commerçants, d'usagers de la route, de riverains et de villageois, etc ... ;
- Autorités locales ;

- Société civile et ONG

A travers les différentes discussions, de grandes attentes ont été exprimées à tous les niveaux (autorités, société civile, ONG et population en général) concernant le besoin indiscutable d'accès et d'approvisionnement régulier en électricité. Toutes les parties concernées sont conscientes et convaincues que la facilité à l'accès à l'électricité contribuera à faciliter la vie de la population, à préserver leur santé et à soutenir le système éducatif et le développement du pays. Ce projet aidera également à préserver l'environnement en réduisant les problèmes liés à la déforestation affectant les forêts de la Grande Comore, avec l'utilisation du bois comme source d'énergie pour la cuisine, l'ylang-ylang, les distilleries, etc. Le succès et la pérennité d'un tel projet dépendent de la participation de toutes les parties concernées, y compris le rôle des ONG et de la société civile dans la sensibilisation de ceux qui tireront des avantages de sa mise en œuvre.

ANNEXE K : LETTRE TYPE D'ACCORD ENTRE LE PNUD ET LE GOUVERNEMENT CONCERNANT LA FOURNITURE DE SERVICES DE SOUTIEN

Cher [nom du fonctionnaire],

1. Il est fait référence aux consultations entre les autorités du Gouvernement de l'Union des Comores (ci-après dénommés "le Gouvernement") et les autorités du PNUD concernant la fourniture de services d'appui par le Bureau Pays du PNUD pour les programmes et projets gérés au niveau national. Le PNUD et le Gouvernement conviennent que le Bureau Pays du PNUD peut fournir ces services d'appui à la demande du Gouvernement par l'intermédiaire de son institution désignée dans le document d'appui au programme ou document de projet pertinent, tel que décrit ci-dessous.
2. Le Bureau Pays du PNUD peut fournir des services d'appui pour l'assistance en matière de rapports et de paiement direct. En fournissant ces services d'appui, le Bureau Pays du PNUD veille à ce que les capacités de l'institution désignée par le gouvernement soient renforcées pour lui permettre de mener directement de telles activités. Les frais encourus par le Bureau Pays du PNUD pour fournir de tels services d'appui seront recouverts sur le budget administratif du bureau.
3. Le Bureau Pays du PNUD peut fournir, à la demande de l'institution désignée, les services de soutien suivants pour les activités du programme/ projet :
 - a) Identification et/ou recrutement du personnel du projet et du programme ;
 - b) Identification et facilitation des activités de formation ;
 - c) Acquisition de biens et de services ;

4. L'achat de biens et de services et le recrutement du personnel de projet et de programme par le Bureau Pays du PNUD doivent être conformes aux règlements, règles, politiques et procédures du PNUD. Les services d'appui décrits au paragraphe 3 ci-dessus doivent être détaillés dans une annexe au document d'appui au programme ou au descriptif de projet, dans la forme fournie dans la pièce jointe. Si les besoins de services de soutien du Bureau Pays changent pendant la durée d'un programme ou d'un projet, l'annexe du document d'appui ou du document de projet est révisée avec l'accord mutuel du représentant résident du PNUD et de l'institution désignée.
5. Les dispositions pertinentes du [insérer le titre et la date de l'accord type d'assistance de base du PNUD avec le gouvernement] (ci-après la "SBAA"), y compris les dispositions sur la responsabilité et les privilèges et immunités, s'appliquent à ces services. Le gouvernement conserve la responsabilité globale du programme ou du projet géré à l'échelle nationale par l'entremise de l'institution désignée. La responsabilité du Bureau Pays du PNUD pour la fourniture des services d'appui décrits dans le présent document se limitera à la fourniture de tels services d'appui détaillés dans l'annexe du document d'appui au programme ou du document de projet.
6. Toute réclamation ou tout litige survenant dans le cadre de ou en relation avec la fourniture de services d'assistance par le bureau de pays du PNUD conformément à la présente lettre doit être traité conformément aux dispositions pertinentes de la SBAA.
7. Le mode et la méthode de recouvrement des coûts par le Bureau Pays du PNUD pour la fourniture des services d'appui décrits au paragraphe 3 ci-dessus seront spécifiés dans l'annexe du document d'appui au programme ou du descriptif de projet.
8. Le Bureau Pays du PNUD présentera des rapports sur l'état d'avancement des services d'appui fournis et fera rapport sur les coûts remboursés pour la fourniture de ces services, selon les besoins.
9. Toute modification des présents arrangements sera effectuée par accord mutuel écrit des différentes parties.
10. Si vous êtes d'accord avec les dispositions ci-dessus, veuillez signer et retourner à ce bureau deux copies signées de cette lettre. Dès votre signature, cette lettre constitue un accord entre votre gouvernement et le PNUD sur les conditions et les modalités de fourniture de services de soutien par le Bureau Pays du PNUD pour les programmes et projets gérés au niveau national.

Cordialement,

Signé au nom du PNUD
Coordonnateur Résident des Nations Unies et
Représentant Résident du PNUD

Pour le gouvernement
[Nom / titre]
[Date]

Ci-joint

DESCRIPTION DES SERVICES DE SOUTIEN DU BUREAU PAYS DU PNUD

1. Il est fait référence aux consultations entre la Vice-Présidence en charge de l'Energie - Bureau Géologique des Comores, l'institution désignée par le gouvernement de l'Union des Comores, et les autorités du PNUD concernant la fourniture de services d'appui par le Bureau Pays du PNUD pour la gestion du projet nationale numéro 00107410 portant sur "Le développement durable des Comores à travers la promotion des ressources en énergie géothermique".
2. Conformément aux dispositions de la lettre d'accord signée le [*insérer la date d'accord*] et le document d'appui au programme [*ou document de projet*], le Bureau Pays du PNUD fournira des services de soutien pour le programme [*ou projet*] décrits ci-dessous.
3. Services de soutien à fournir :

Services de soutien (Insérer description)	Calendrier pour la fourniture des services de soutien	Coût pour le PNUD à fournir de tels services de soutien (le cas échéant)	Montant et méthode de remboursement au PNUD (le cas échéant)
--	---	--	--

1.			
2.			
3.			

4. Description des fonctions et responsabilités des parties concernées :

ANNEXE L : PLAN DE FORMATION BGC (Formations courtes requises par le Bureau géologique)

BUREAU GEOLOGIQUE DES COMORES

	Intitulé de la formation	Cout de la formation	Objectif de la formation
1	Géologie appliquée à la géothermie	5 000\$	La formation vise à donner des cours théorique et pratiques bien approfondis sur la géologie structurale, la tectonique, la volcanologie, la géologie et gradient de puits, le géo-risques en exploitation géothermique et l'activité géothermique
2	Exploration des ressources géothermiques par méthodes géophysique et cartographie	5 000\$	L'objectif de la formation réside à donner un aperçu global sur les méthodes géophysiques utilisées dans l'exploration géothermique et des connaissances pratiques approfondies sur ces différentes méthodes : méthodes de résistivité - DC et TEM, méthodes de résistivité – MT, gravité et méthodes magnétiques, méthodes sismiques - réfraction et surveillance sismique ainsi qu'à la présentation de données et la réalisation des cartes
3	Forage géothermique	5 000\$	<ul style="list-style-type: none"> • Fournir le cadre normatif et réglementaire de la géothermie de minime importance (GMI). • Présenter les outils pour trouver les informations nécessaires à la conception et à la réalisation des installations. • Présenter les principales techniques de forage et les techniques de

			<p>dimensionnement.</p> <ul style="list-style-type: none"> Présenter les bonnes pratiques en liaison avec la mise en œuvre des échangeurs géothermiques (sondes géothermiques, forages d'eau), la mise en service et la maintenance de l'installation. la géologie du forage et l'évaluation du potentiel de ressources.
4	Ingénierie, modélisation, surveillance et gestion des réservoirs	5 000\$	<p>Cette formation va permettre aux géo-scientifiques du Bureau d'approfondir leur connaissance sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> L'hydrogéologie de base dans une zone à potentiel géothermique ; La modélisation conceptuelle et quantitative des réservoirs géothermiques Le suivi et la gestion durable des ressources géothermiques
5	Etude d'Impact environnemental et social. Connaître la Réglementation relative au développement de la Géothermie	5 000\$	<p>La formation vise à donner aux environnementalistes et aux juristes du BGC des connaissances théoriques et surtout pratiques sur les procédures générales des Etudes d'Impacts Environnementaux et sociaux, la conservation de la biodiversité, les études de qualité de l'air et l'évaluation du bruit, les aspects socio-économiques du développement géothermique et sur les exigences légales pour le développement de l'énergie géothermique</p>
6	Utilisation géothermique	5 000\$	<p>La formation consiste à appréhender des techniques approfondies aux géo-scientifiques du BGC sur l'étude et le suivi des centrales géothermiques pour vapeur à moyenne et haute température ainsi qu'à l'utilisation directe de l'énergie géothermique</p>
7	Communication et géoscience	5 000\$	<p>Orienter et amplifier la communication du BGC en se spécialisant dans le secteur de géoscience (géologie et géothermie) centrée sur les NTIC.</p>
	TOTAL COUT DES FORMATIONS	35 000\$	