

Livrable E1 : Rapport d'évaluation du *Plan de Développement de l'Électricité au Moindre Coût des Comores (PDMC)*

Application de la Norme de politique et d'action du GHG Protocol

Juin 2026

DISCLAIMER

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted, in any form or by any means, electronic, photocopying, recording or otherwise, for commercial purposes without prior permission of the Union of Comoros. Otherwise, material in this publication may be used, shared, copied, reproduced, printed and/or stored, provided that appropriate acknowledgement is given of Union of Comoros and ICAT as the source. In all cases the material may not be altered or otherwise modified without the express permission of the Union of Comoros.

PREPARED UNDER

The Initiative for Climate Action Transparency (ICAT), supported by Austria, Canada, Germany, Ireland, Italy, and the Children's Investment Fund Foundation.

Supported by:



Federal Ministry
for the Environment, Climate Action,
Nature Conservation and Nuclear Safety



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE



MINISTERO DELL'AMBIENTE
E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

based on a decision of
the German Bundestag



Federal Ministry
Republic of Austria
Climate Action, Environment,
Energy, Mobility,
Innovation and Technology



Environment and
Climate Change Canada

Environnement et
Changement climatique Canada



Rialtas na hÉireann
Government of Ireland



CHILDREN'S
INVESTMENT FUND
FOUNDATION

ICAT is hosted by the United Nations Office for Project Services (UNOPS)



Rapport d'évaluation du Plan de Développement de l'Électricité au Moindre Coût des Comores (PDMC)

Initiative for Climate Action Transparency – ICAT

Livable E1

AUTHORS

Wafiiqah Youssof Mbechezi
Direction Générale de l'Environnement et des Forêts

Juin 2026

Sommaire

1. INTRODUCTION.....	5
Contexte, Objectifs, périmètres des travaux et résultats attendus.....	5
Méthode mise en œuvre.....	5
2. DESCRIPTION DE LA POLITIQUE.....	6
3. IMPACT ESTIMÉ SUR LES ÉMISSIONS DE GES DUES À LA MISE EN ŒUVRE DU PDMC.....	8
4. MÉTHODOLOGIE.....	11
Détermination des effets et chaîne de causalité.....	11
Cartographie de la chaîne de causalité.....	11
Limite d'évaluation des émissions de GES.....	13
Estimation des émissions.....	14
Scenario de référence.....	14
Scenario ex-ante de mise en œuvre du PDMC.....	20
Niveau d'incertitude.....	22
Vérification.....	23
5. IDENTIFICATION D'INDICATEURS DE SUIVI.....	23
ANNEXE. RÉSULTATS DÉTAILLÉS.....	25

1. Introduction

Contexte, Objectifs, périmètres des travaux et résultats attendus

Le Cadre de transparence renforcé (Enhanced Transparency Framework – ETF) de l'Accord de Paris repose sur le système actuel de Mesure, Notification et Vérification (MRV). Dans cette dynamique, l'Initiative pour la transparence de l'action climatique (ICAT) vise à accompagner les pays dans le renforcement de leurs capacités à évaluer les impacts de leurs politiques et actions climatiques et à satisfaire leurs engagements en matière de transparence.

L'ICAT contribue également à renforcer les capacités nationales en matière de suivi, de rapportage et d'évaluation des politiques climatiques, notamment à travers l'analyse des contributions des politiques et mesures (PaMs) à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

C'est dans ce contexte que cette évaluation s'inscrit et plus précisément de son objectif 2 : appuyer l'évaluation des politiques et mesures, actions et plans d'atténuation. L'évaluation se fera en ex-ante et permettra d'éclairer les travaux lors de la mise à jour et du renforcement de la CDN. Le travail comprend également l'identification d'indicateurs pour réaliser le suivi de la politique choisie dans le contexte de la CDN.

L'évaluation du PDMC vise principalement à estimer ses impacts sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur électrique, en comparant un scénario de référence sans mise en œuvre de la politique à un scénario d'atténuation intégrant les mesures comprises dans le PDMC. L'analyse prend également en compte les co-bénéfices associés à la politique, notamment en termes de sécurité énergétique, d'accès à l'électricité et de performance du système électrique.

Les résultats attendus de cette évaluation comprennent la quantification des émissions de GES selon les deux scénarios, l'estimation des réductions d'émissions induites par le PDMC sur la période 2026-2046, ainsi que l'identification des effets globaux de la politique sur la trajectoire de décarbonation du secteur électrique.

Méthode mise en œuvre

L'évaluation du PDMC a été réalisée en appliquant la *Norme de politique et d'action du GHG Protocol*, qui fournit un cadre méthodologique pour l'estimation des impacts des politiques et actions sur les émissions de gaz à effet de serre. Cette approche repose sur la construction d'un scénario de référence et d'un scénario d'atténuation intégrant les mesures du PDMC, permettant ainsi une comparaison directe des trajectoires d'émissions et l'estimation des réductions d'émission associées à la mise en œuvre du PDMC.

L'analyse s'appuie ainsi sur la cartographie de la chaîne de causalité afin d'identifier les liens entre les interventions de la politique, les changements d'activités et leurs impacts sur les émissions et les co-bénéfices. Une collecte structurée des données a été effectuée sur la base des exigences méthodologiques du GHG Protocol, incluant la définition des limites du système et des paramètres d'évaluation.

Enfin, un atelier de validation et de discussion des résultats a été organisé avec la participation d'experts sectoriels nationaux et d'une consultante internationale venant du Citepa dans le cadre du projet ICAT. Cet atelier a permis d'enrichir l'analyse, notamment l'amélioration de la chaîne de causalité, l'identification et l'affinement des indicateurs de suivi, ainsi que la validation des hypothèses et des résultats préliminaires.

2. Description de la politique

Le Plan de Développement de l'Électricité au Moindre Coût (PDMC) des Comores constitue une stratégie nationale de planification du secteur électrique visant à optimiser le développement des infrastructures de production et de distribution d'électricité, tout en minimisant les coûts économiques et environnementaux associés. Cette politique s'inscrit dans une dynamique de transformation progressive du mix énergétique national, à travers la diversification des sources de production et l'amélioration de l'efficacité du système électrique.

Le PDMC prévoit notamment le déploiement de nouvelles capacités de production fondées sur les énergies renouvelables, notamment le solaire, la géothermie et l'hydroélectricité, afin de réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Il inclut également le maintien d'une capacité thermique de soutien destinée à assurer la flexibilité du système et la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables. Par ailleurs, la politique intègre des mesures structurantes telles que le renforcement du cadre juridique et institutionnel de régulation du secteur, la digitalisation du réseau électrique, ainsi que l'introduction de compteurs intelligents pour améliorer le suivi et la gestion de la consommation.

Tableau 1 Description du PDMC

Titre de la politique ou de l'action	Etude du Plan de Développement de l'Électricité au Moindre Coût des Comores (PDMC)
Type de politique ou d'action	Programmes d'infrastructure ; Financement et investissement ; Mise en œuvre de nouvelles technologies.
Description des interventions spécifiques	Propose la prévision de la demande électrique nationale, la planification et la construction de nouvelles capacités de production (solaire photovoltaïque avec stockage, géothermie, hydroélectricité, thermique modernisé), le renforcement des réseaux de transport et de distribution, et l'intégration progressive des énergies renouvelables afin d'assurer la sécurité énergétique et de réduire les coûts de production.
Statut de la politique ou de l'action	Adoptée et en phase de planification et mise en œuvre progressive
Date de mise en œuvre	2026 (seules quelques activités ont débuté, dont principalement l'installation des compteurs intelligents)
Date d'achèvement (le cas échéant)	Planification prévue sur 20 ans, i.e. 2046
Entité(s) chargée(s) de mise en œuvre	Ministère de l'Énergie, ARTELIA, SONELEC, Banque mondiale, partenaires techniques et financiers
Objectif(s) de la politique ou de l'action	Identifier un portefeuille de développement électrique optimisé afin de : • Minimiser les coûts de production • Améliorer la sécurité et la fiabilité du système électrique • Orienter le développement futur des capacités (production, transmission, stockage)
Couverture géographique	Union des Comores (Grande Comores, Anjouan, Mohéli)

Secteurs, sous-secteurs et catégories ciblés	Secteur énergie : Production d'électricité et de chaleur (GIEC 1A1a)
Gaz à effet de serre ciblés (le cas échéant)	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O SF ₆
Autres politiques ou actions connexes	Stratégie Nationale de l'Énergie, Stratégie d'Électrification Nationale, Plan Comores Émergent
Niveau d'atténuation prévu et/ou indicateurs cibles (le cas échéant)	Aucun objectif de réduction de GES n'est défini. Les indicateurs chiffrés portent sur les capacités de production (MW) : • Solaire : Environ 35 MWc additionnels toutes îles confondues • Géothermie : Karthala (Grande Comore), 15 MW, mise en service prévue en 2029, puis extensions • Hydraulique : 1,95 MW (Anjouan) • Pertes réseau : réduction des pertes techniques et commerciales de 27 % (2022-2023) à environ 17 % en fin de période (2046)
Titre de la législation, réglementation ou autre document fondateur	PDMC 2024-2043
Procédures de suivi, notification et vérification (MRV)	Bien qu'aucun dispositif MRV n'est défini, le suivi futur pourrait éventuellement s'appuyer sur le système national de suivi de la CDN pour les indicateurs ENR. À définir en coordination avec les entités chargées de la mise en œuvre indiquées plus haut.
Mécanismes d'application	Obligations contractuelles avec les bailleurs, intégrées dans les projets financés
Références à des documents d'orientation	CDN, Stratégie Nationale de l'Énergie, Plan Comores Émergent
Contexte général / importance de la politique ou de l'action	• Sécurité d'approvisionnement • Planification du développement des capacités • Intégration accrue ENR • Amélioration fiabilité réseau • Réduction dépendance combustible importé

Résumé des effets hors GES ou co-bénéfices	Amélioration de la sécurité énergétique grâce à la diversification des moyens de production ; réduction potentielle des interruptions d'électricité via l'ajout de capacités et le renforcement du réseau ; diminution des coûts globaux de production grâce à l'optimisation du développement du système. Certains domaines étudiés (sécurité énergétique, renforcement des infrastructures, intégration renouvelable) concernent des champs couverts par les ODD suivants : • ODD 7 - Énergie propre et d'un coût abordable : diversification du mix, ajout de capacités de production; • ODD 9 - Industrie, innovation et infrastructures : investissements réseau; • ODD 11 - Villes et communautés durables : amélioration de la fiabilité; • ODD 12 - Consommation et production responsables : optimisation des coûts du système; • ODD 13 - Lutte contre les changements climatiques : intégration potentielle d'ENR.
---	---

3. Impact estimé sur les émissions de GES dues à la mise en œuvre du PDMC

Sous l'hypothèse d'une mise en œuvre du PDMC à partir de 2026, les résultats montrent une évolution contrastée des émissions de GES entre le scénario de référence et le scénario d'atténuation.

Dans le scénario de référence, les émissions du secteur électrique augmentent de manière continue sur la période 2026-2046, atteignant 1,27 MtCO₂e en 2046 (dernière année de la période), pour un total cumulé sur 2026-2046 d'environ 17,76 MtCO₂e, traduisant une forte dépendance aux sources thermiques conventionnelles et une croissance de la demande électrique non accompagnée de mesures d'atténuation structurelles.

En comparaison, la mise en œuvre du PDMC permet de réduire significativement cette trajectoire d'émissions, atteignant 0,3 MtCO₂e en 2046 avec un total cumulé estimé à environ 5,53 MtCO₂e sur la même période.

Cette différence se traduit par des réductions cumulées d'environ 12,23 MtCO₂e sur toute la période, illustrant l'impact substantiel de la politique sur la décarbonation du secteur électrique. Les réductions d'émissions proviennent principalement de la diminution de la combustion de diesel dans les centrales thermiques, liée au déploiement progressif des capacités renouvelables, ainsi que de la réduction des pertes techniques du réseau grâce à sa modernisation et à sa digitalisation.

Des contributions supplémentaires proviennent également de manière plus indirecte :

- de la baisse des émissions liées à la fabrication des équipements des centrales énergétiques (les équipements d'énergie renouvelables ont tendance à émettre moins à la fabrication que les équipements pour les centrales thermiques) renouvelables,
- De la baisse des émissions en amont associées à la production de combustibles fossiles, qui restent néanmoins faibles par rapport au total des émissions du secteur électrique comorien.

Les résultats de la Figure 1 indiquent que le PDMC permet une réduction structurelle et durable des émissions du secteur électrique, en modifiant progressivement la composition du mix énergétique et en améliorant l'efficacité globale du système, tout en maintenant une trajectoire de croissance de la production électrique compatible avec les besoins futurs du pays.

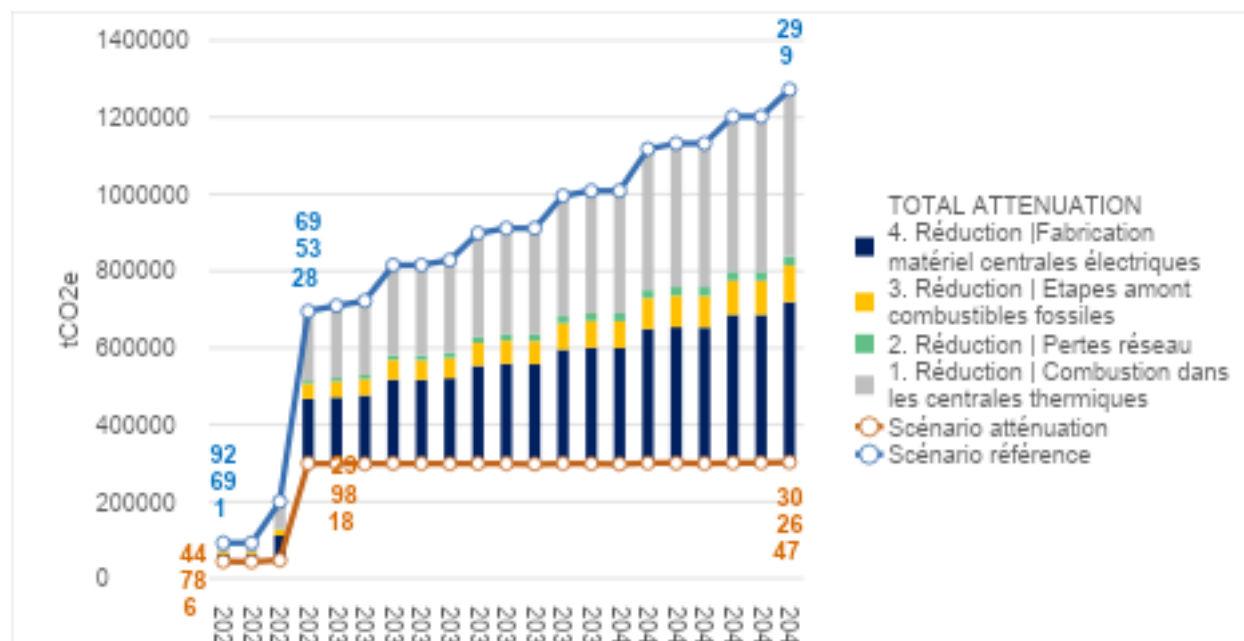


Figure 1 : Emissions totales du scénario de référence, de mise en œuvre du PDMC et réduction d'émissions associées par source.

Tableau 2: Emissions estimées des scénarios de référence, et impact résultant de la mise en œuvre du PDMC

Année	Total émissions scénario de mise en œuvre du PDMC (tCO ₂ e)	Total émissions scénario de référence (tCO ₂ e)	Réductions d'émission de GES dues à la mise en œuvre du PDMC (A-B) (tCO ₂ e)
2026	44 786	92 691	-47 906
2031	289 511	722 587	-424 076
2036	299 105	911 210	-612 105
2041	300 608	1 117 424	-816 756
2046	302 647	1 272 299	-969 652
Total émissions cumulées sur la période	5 529 881	17 764 444	-12 234 563

Tableau 3: Réductions d'émissions associées aux différents impacts sur les GES identifiés résultant de la mise en œuvre du PDMC

Réductions d'émission de GES dues à la mise en œuvre du PDMC				
Année	Impact sur combustion de diesel des centrales thermiques	Impact sur les pertes réseau	Impact sur les combustibles fossiles en amont	Impact sur la fabrication matériel ENR
2026	22 722	96	4999	20 088
2031	193 056	10 532	42 473	178 014
2036	276 151	15 928	60 753	259 273
2041	366 227	21 324	80 570	348 633
2046	434 053	23 463	95 492	416 624
Total émissions cumulées sur la période	5 515 092	311 969	1 213 327	5 194 175

4. Méthodologie

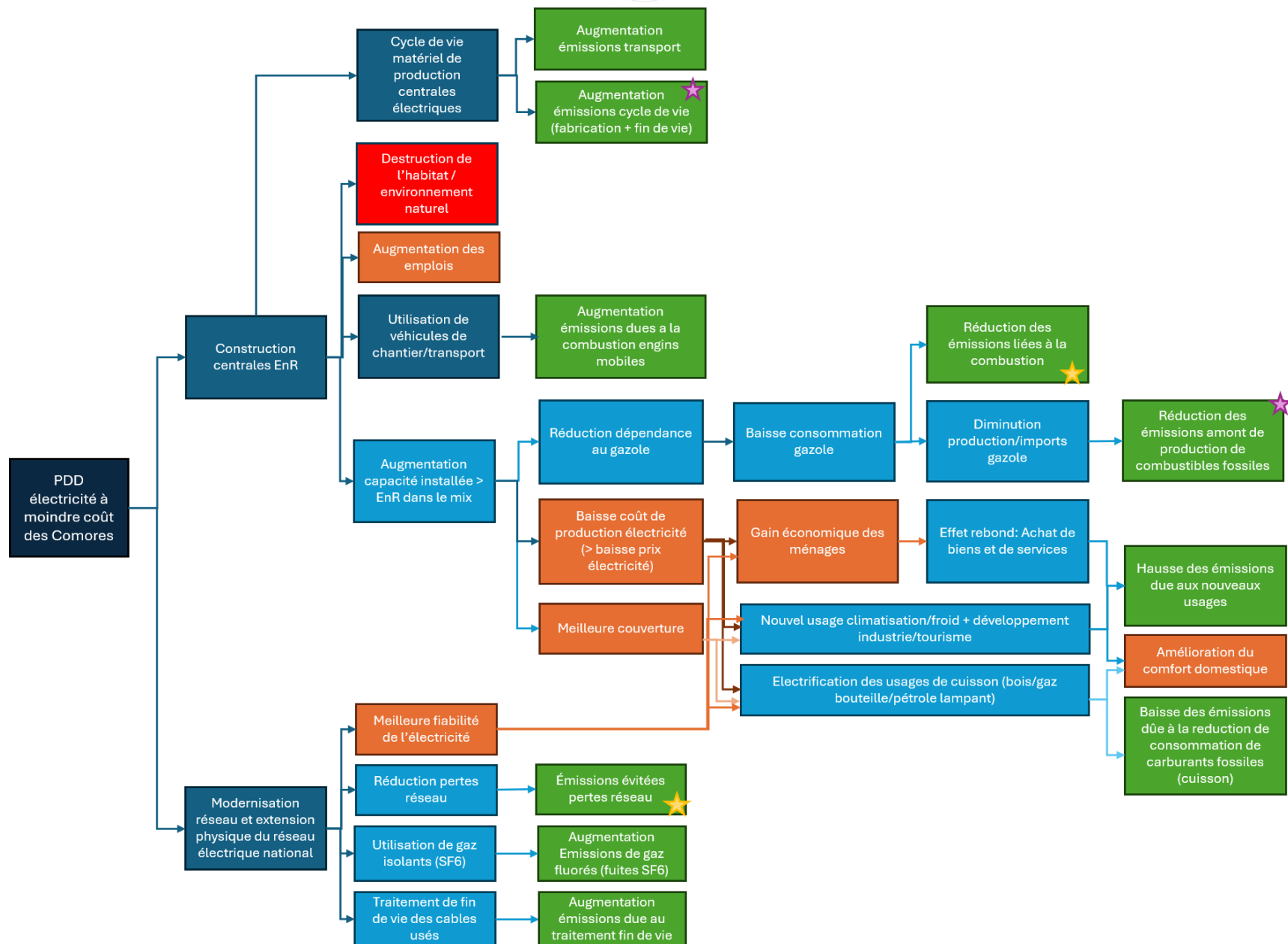
Détermination des effets et chaîne de causalité

Cartographie de la chaîne de causalité

Figure 2 Chaîne de causalité du PDMC

Légende:

-  Politique évaluée
-  Activités mises en œuvre de la politique
-  Résultats intermédiaires
-  Effets sur les émissions de GES
-  Effets hors GES positifs
-  Effets hors GES négatifs
-  Impact direct évalué
-  Impact indirect évalué



Limite d'évaluation des émissions de GES

Tableau 4 Limite d'évaluation

Impact potentiel de GES du PDMC	Sources d'émissions affectées	GES affecté	Impact GES (augmentation ou diminution)	Inclu / Exclu	(Probabilité Ampleur relative) et justification
Emissions liées au cycle de vie du matériel des centrales électriques (fabrication / traitement fin de vie)	Autre - Fabrication	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Augmentation	inclu	(Très probable Mineure) Données d'activité et FE par défaut disponible
Utilisation de véhicules de chantier/transp ort pour la construction	Combustion stationnaire de combustibles fossiles	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Augmentation	Exclu	(Très probable Mineure)
Emissions liées à la combustion du diesel (électricité)	Combustion stationnaire de combustibles fossiles	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Reduction	inclu	(Très probable Majeure)
Emissions liées au transport de combustibles	Combustion mobile de combustibles fossiles	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Reduction	exclu	(Possible Mineure) Absence de données fiables permettant leur quantification (type pays origine, type de transport)
Emissions amont de production de combustibles fossiles (well to tank)	Combustion stationnaire de combustibles fossiles	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Reduction	inclu	(Possible Mineure) Données d'activité et FE par défaut disponibles
Emissions dû aux pertes réseau	Transmission et distribution d'électricité	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Reduction	inclu	(Très probable Modérée)
Emissions SF ₆	Autre - émissions fugitives	SF ₆	Augmentation	exclu	(Probable Mineure) Absence de données disponibles relatives à la consommation de SF ₆ par les équipements électriques

Emissions dû à la consommation de carburants fossiles (cuisson)	Combustion stationnaire de combustibles fossiles	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	Reduction	exclu	(Possible Mineure) Dépend de l'adoption des usages électriques par les ménages (taux d'équipement, comportements), difficile à quantifier de manière plausible
Emissions dû aux nouveaux usages	Equipements de réfrigération et de climatisation + Activités économique	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O HFC	Augmentation	exclu	(Possible Mineure) Hautement incertain et dépend de comportements futurs et du taux d'équipement, difficilement quantifiables de manière robuste

Estimation des émissions

Les estimations d'émissions de GES sont calculées en utilisant les valeurs de Potentiel de Réchauffement Global (PRG) sur 100 ans issues du Cinquième Rapport d'Évaluation (AR5) du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (IPCC).

Tableau 5 Potentiel de Réchauffement Global

Gaz à effet de serre	PRG sur 100 ans (AR5, GIEC)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1
Méthane (CH ₄)	28
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	265

Dans le secteur électrique comorien, les émissions sont quasi-exclusivement constituées de CO₂ provenant de la combustion du diesel dans les centrales thermiques. Le CH₄ et le N₂O sont émis en faibles quantités (émissions de combustion incomplète). Les émissions totales sont exprimées en tonnes équivalent CO₂ (tCO₂e).

Scénario de référence

Politiques susceptibles d'impacter les sources d'émissions du secteur de production d'électricité

Le Tableau 6 liste les politiques et mesures en vigueur ou adoptées aux Comores, susceptibles d'avoir un impact sur les mêmes sources d'émissions que celles ciblées par le PDMC (principalement la

combustion de diesel dans les centrales thermiques).

Tableau 6 Politiques avec impact sur les mêmes sources que le PDMC

Politique / Mesure	Description	Statut	Rôle dans l'évaluation du PDMC	Influence potentielle sur les émissions
Stratégie énergétique (Plan Comores Émergent)	Objectifs de 30 % d'ENR à 2040 dans le mix électrique national	Planifié	Vision stratégique / objectif sectoriel	Définit un objectif de décarbonation du secteur électrique ; pas d'effet direct sur les émissions
Contribution Déterminée au niveau National (CDN)	Engagements climatiques nationaux incluant des objectifs de réduction des émissions dans le secteur de l'énergie	Engagée	Engagement stratégique national	Fixe des objectifs nationaux de réduction des émissions ; pas d'effet direct sur les émissions
Code de l'électricité (2023)	Nouveau cadre juridique du secteur électrique ; ouverture aux IPP, licences, accès non discriminatoire au réseau avec priorité aux ENR, création d'une autorité de régulation	Adopté	Mesure habilitante réglementaire	Crée un cadre réglementaire favorable au développement des ENR ; effet indirect sur les émissions
Ouverture du marché IPP / PPA	Modèle de producteur indépendant vendant à SONELEC via des contrats d'achat à long terme (PPA), dans un système d'acheteur unique	Mise en œuvre (partielle)	Mesure habilitante de marché	Facilite les investissements dans les ENR ; effet indirect potentiel sur les émissions
Code de réseau (Grid Code)	Règles techniques de raccordement, d'exploitation et de qualité du réseau, notamment pour l'intégration des IPP et des ENR	Adopté	Mesure habilitante technique	Permet l'intégration technique des ENR au réseau ; effet indirect sur les émissions
Exonérations douanières (ENR)	Exonérations des droits de douane sur les équipements ENR pour réduire les	Mise en œuvre	Mesure habilitante économique	Réduit le coût des investissements ENR → Facilite l'importation d'équipements ENR ; effet

Politique / Mesure	Description	Statut	Rôle dans l'évaluation du PDMC	Influence potentielle sur les émissions
	coûts d'investissement			indirect sur les émissions
Digitalisation réseau (compteurs intelligents)	Déploiement de compteurs intelligents permettant une meilleure gestion des flux électriques et du suivi de la consommation	Mise en œuvre (partielle)	Composante du plan évalué	Composante du plan évalué contribuant directement à la réduction des pertes réseau et des émissions associées

Facteurs hors politiques susceptibles d'impacter les émissions du secteur électrique

Les facteurs hors politiques sont des éléments exogènes qui peuvent influencer les émissions du secteur de production d'électricité sans dépendre d'une décision politique. Ils sont identifiés dans le Tableau 7 à titre de recensement :

Tableau 7 Facteurs hors politiques

Facteur	Description	Impact attendu sur les émissions
Croissance de la demande électrique	Demande nationale liée à la croissance démographique et à l'activité économique	Augmente les besoins de production électrique et, en l'absence de capacités bas carbone supplémentaires, les émissions associées
Démographie et urbanisation	Croissance de la population et développement urbain entraînant une hausse des besoins en électricité	Contribue à la croissance structurelle de la demande électrique
Prix et disponibilité des combustibles fossiles	Évolution des prix et de l'approvisionnement en diesel importé, volatilité des marchés internationaux	Influence le coût et l'utilisation des centrales thermiques
Conditions climatiques et ensoleillement	Influence de l'irradiation solaire sur la production des centrales PV et sur la consommation de pointe (climatisation)	Affecte la production des installations solaires et les besoins de consommation des combustibles fossiles
Innovation technologique	Amélioration du rendement des panneaux solaires, des systèmes de stockage et de l'efficacité réseau	Optimisation du système → baisse tendancielle des émissions
Comportement des consommateurs	Usage électrique domestique, industriel et commercial ; culture de l'efficacité énergétique	Usage inefficace → hausse des émissions ; usage optimisé → baisse
Conditions de mise en œuvre		

Facteur	Description	Impact attendu sur les émissions
Ressources géothermiques exploitables	Potentiel technique disponible et contraintes géologiques des îles volcaniques comoriennes	Détermine le potentiel de développement d'une production électrique bas carbone
Capacité de financement et investissement	Disponibilité des financements publics et privés pour les nouvelles centrales et technologies	Conditionne le déploiement des infrastructures énergétiques

Description du scénario de référence

Le scénario de référence représente la trajectoire d'émissions du secteur électrique comorien en l'absence du PDMC, en tenant compte des mesures réglementaires et institutionnelles déjà adoptées ou en cours de mise en œuvre, qui constitue le cadre de référence du secteur électrique. Il s'inscrit dans les orientations générales du pays portées par le Plan Comores Émergent (objectif de 30 % d'ENR à l'horizon 2040) et les engagements de la CDN 3.0. Les facteurs hors politiques identifiés ci-dessus ne sont pas considérés comme des déterminants indépendants des émissions dans la comparaison entre les scénarios. Les hypothèses relatives à l'évolution de la demande, de la démographie, des ressources énergétiques et des conditions technico-économiques sont supposées identiques dans les scénarios de référence et d'atténuation.

Plusieurs réformes ont été engagées en soutien à ces orientations : le Code de l'électricité de 2023 et le Code du réseau définissent un cadre réglementaire pour le secteur, la qualité du réseau et l'intégration des producteurs indépendants. Des mesures incitatives, telles que les exonérations douanières pour les équipements d'ENR, facilitent l'émergence de projets solaires. La modernisation du réseau est soutenue par les réformes engagées dans le secteur électrique. Malgré ces efforts, le système électrique comorien demeure fortement dépendant aux combustibles fossiles. En 2024, environ 85 % de la capacité installée (40,8 MW sur 48,8 MW) est d'origine thermique diesel, représentant près de 93 % de la production. Les ENR restent marginales (≈ 7 % du mix), issues principalement des capacités solaires récentes (7,3 MWc) et d'une faible contribution hydroélectrique (0,7 MW). La capacité disponible réelle est estimée à 22-23 MW, proche de la demande de pointe (≈ 24 MW), entraînant un déficit structurel et des délestages fréquents. Les pertes techniques et commerciales sont estimées entre 35 % et 40 %. Dans ce contexte, le scénario de référence intègre uniquement les projets déjà engagés ou dont la mise en œuvre est certaine : poursuite de la réhabilitation du parc thermique et maintenance des capacités solaires existantes.

Les contraintes techniques du réseau insulaire continuent de restreindre l'intégration de nouvelles capacités renouvelables. En l'absence d'investissements structurants supplémentaires, le mix électrique reste dominé par la production thermique diesel à moyen terme, avec une augmentation marginale des ENR. La croissance de la demande, sous l'effet de la démographie et de l'électrification, entraînerait une augmentation absolue de la production thermique. Les émissions de GES du secteur électrique devraient ainsi suivre une tendance croissante, liée à l'absence d'intégration additionnelle d'énergie renouvelable.

Autres informations concernant le scénario de référence :

Obligations en matière de rapportage	Réponse
Description méthodologie utilisée et principales hypothèses prises	Tier 1 GIEC Données décrites dans le PDMC
Inclusion de politiques en cours de planification	Non
Facteurs hors politiques	Les facteurs hors politiques identifiés comprennent

	notamment la croissance de la demande liée à la démographie, l'évolution des prix du diesel, les conditions climatiques, le potentiel géothermique et l'innovation technologique. Ces facteurs ne sont pas modélisés comme des déterminants spécifiques de l'écart entre le scénario de référence et le scénario d'atténuation. Conformément à l'approche retenue, ils sont supposés évoluer de manière identique dans les deux scénarios afin que les différences d'émissions puissent être attribuées à la mise en œuvre du PDMC. Compte tenu des incertitudes associées à leur évolution future et de la difficulté d'isoler leurs effets respectifs, ils ne font pas l'objet d'une quantification spécifique dans l'analyse.
Toutes les sources, puits, GES ou tous les effets liés aux GES compris dans le périmètre d'évaluation qui n'ont pas été estimés dans le scénario de référence, accompagnés d'une justification et d'une description qualitative de l'évolution de ces sources, puits ou gaz	Certaines sources d'émissions n'ont pas été incluses dans le scénario de référence, notamment les émissions de SF ₆ et les émissions dû aux nouveaux usages, en raison de l'absence de données fiables et spécifiques permettant leur quantification. D'un point de vue qualitatif, ces émissions devraient évoluer en corrélation à la production thermique diesel et ne modifieraient pas significativement la trajectoire globale du scénario de référence.

Les principaux paramètres utilisés pour estimer les émissions de GES du scénario de référence sont les suivants :

Tableau 8 : Paramètres principaux / Scénario de référence

Source d'émissions	Paramètre (DA = Données d'Activité, FE = Facteur d'émissions) et sources des données	Méthodologie, hypothèses pour estimer les valeurs														
Combustion des centrales thermiques (centrales diesel + groupes électrogènes)	DA = Equivalent consommation combustibles fossiles (diesel) en l'absence d'implémentation du PDMC • Production électrique par île (GWh/an), 2026-2046 (PDMC); • Consommation spécifique des groupes électrogènes fonctionnant au diesel par île et centrale (PDMC): <table><thead><tr><th></th><th>g/kWh</th></tr></thead><tbody><tr><td>Voidjou</td><td>236</td></tr><tr><td>Itsambouni</td><td>239</td></tr><tr><td>Mitsamiouli</td><td>247</td></tr><tr><td>Foumbouni</td><td>247</td></tr><tr><td>Trenani</td><td>240</td></tr><tr><td>Fomboni</td><td>240</td></tr></tbody></table> FE (Table 2.2, GIEC 2006). = • CO₂ : 74 100 kg/TJ		g/kWh	Voidjou	236	Itsambouni	239	Mitsamiouli	247	Foumbouni	247	Trenani	240	Fomboni	240	<u>Hypothèse</u> : absence d'implémentation du PDMC (scénario de référence tout-thermique), l'ensemble de la production électrique est assuré par des groupes électrogènes fonctionnant au diesel et ayant les caractéristiques techniques des groupes électrogènes actuels (impactant leur consommation spécifique). 1) Calcul de l'équivalent de consommation de diesel (TJ) à partir de la production électrique prévues dans le PDMC (construite de manière à répondre à la demande en électricité du pays dans les 20 prochaines années.) et des consommations spécifiques des groupes électrogènes existants par île. 2) Puis, application des facteurs d'émission par défaut du GIEC 2006 pour la combustion.
	g/kWh															
Voidjou	236															
Itsambouni	239															
Mitsamiouli	247															
Foumbouni	247															
Trenani	240															
Fomboni	240															

	• CH₄ : 3 kg/TJ • N₂O : 0,6 kg/TJ Autre paramètre : NCV diesel : 43 TJ/Gg	
Pertes réseau (pertes techniques & commerciales)	DA = • Production électrique par type d'Energie (renouvelable / thermique) (GWh/an), 2026-2046 ; • Taux de pertes techniques et commerciales (% , données 2022-2023 estimé à 27%) (PDMC, p. 55); Mix ENR/fossile du réseau (% calculé à partir des productions PDMCE) FE (Table 2.2, GIEC 2006). = • CO₂ : 74 100 kg/TJ • CH₄ : 3 kg/TJ • N₂O : 0,6 kg/TJ	<u>Hypothèse</u> : Absence d'amélioration des pertes réseaux mais afin qu'il n'y ait pas de double comptage, on suppose que les énergies renouvelables sont implémentées selon la production indiquée dans le PDMC. 1) Application d'un taux de pertes réseau supposé constant et égal au taux de pertes des années 2022-2023 (dernière donnée disponible) à la production électrique totale afin d'estimer l'énergie perdue au cours du temps. 2) Décomposition de ces pertes selon le mix ENR/fossile afin d'estimer la part générée par combustion de diesel. 3) Calcul de l'équivalent consommation de diesel correspondant (en TJ). 4) Puis, application des FE par défaut du GIEC 2006.
Émissions amont de production de combustibles fossiles (well-to-tank, diesel)	DA = Equivalent consommation combustibles fossiles (diesel) en TJ (calculé) FE = Facteur well-to-tank diesel = 0.0589 kgCO₂e/kWh PCS, = 16.36 kgCO₂e/GJ (=t/TJ) (Emission Factors diesel 100% mineral, gross CV, energy fuel category, UK DESNZ / DEFRA) Facteur conversion : 1 kWh = 3,6 MJ	<u>Hypothèse</u> : absence d'implémentation du PDMC (scénario de référence tout-thermique), l'ensemble de la production électrique est assuré par des groupes électrogènes fonctionnant au diesel et ayant les caractéristiques techniques des groupes électrogènes actuels (impactant leur consommation spécifique). 1) Sur la base de l'équivalent de consommation de diesel calculé pour la première source d'émissions (combustion diesel), 2) Application d'un facteur d'émission well-to-tank couvrant les étapes d'extraction, raffinage et transport du diesel jusqu'au point de livraison. Au préalable, le facteur exprimé en kgCO₂e/kWh (PCS) est converti en kgCO₂e/TJ.
Cycle de vie des équipements de production d'électricité	DA : Énergie produite (GWh/an), 2026-2046 (selon PDMC) FE = correspondant à la technologie « pétrole, pour différents types de générateurs et de turbines », moyenne des deux estimations suivantes :	<u>Hypothèse</u> : on suppose que pour répondre à la demande en électricité, l'ensemble des centrales de production électrique construites sont des centrales thermiques consommant du diesel. 1) Sur la base de production électrique prévue dans le PDMC (construite de manière à répondre à la demande en électricité du pays dans les 20

	• basse : 510 gCO₂eq/kWh • haute : 11 gCO₂eq/kWh Soit 840 gCO₂eq/kWh	prochaines années). 2) Utilisation du facteur d'émission issu d'une analyse de cycle de vie (ACV) pour la technologie « pétrole » (incluant des centrales fonctionnant au diesel) selon les valeurs indiquées dans le rapport du GIEC (AR5) qui récapitule des facteurs d'émissions recensés dans la littérature pour l'ensemble des filières existantes à date (en gCO_{2e}/kW_{électrique}). Ces valeurs ont été reprises notamment à titre indicatif dans la base de données française de l'ADEME.
--	---	---

Scenario ex-ante de mise en œuvre du PDMC

Le scénario ex-ante de mise en œuvre du Plan PDMC représente la trajectoire de transformation du secteur électrique des Comores résultant de l'application progressive des mesures prévues dans le plan. Il simule une évolution structurelle du système électrique résultant de la mise en œuvre des investissements et mesures prévus dans le PDMC, fondée sur la diversification du mix énergétique et l'amélioration de l'efficacité globale du secteur. Ce scénario repose sur plusieurs hypothèses centrales, notamment le remplacement progressif d'une partie de la production thermique basée sur le diesel par des groupes à rendement plus efficace, le déploiement de nouvelles capacités d'énergies renouvelables conformément aux orientations du PDMC, notamment l'intégration d'un projet géothermique de 15 MW sur le site du Karthala à partir de 2029, avec une montée en puissance progressive au cours de la période d'analyse. Il intègre également des mesures de modernisation du réseau électrique, incluant la digitalisation des systèmes de gestion et la réduction des pertes techniques et commerciales. Dans ce cadre, le PDMC induit une modification progressive de la structure de production électrique, marquée par une augmentation de la part des énergies renouvelables et une amélioration de la performance du réseau, conduisant à une réduction de la dépendance aux combustibles fossiles et à une évolution des émissions de gaz à effet de serre sur la période 2026-2046.

Autres informations concernant le scénario de mise en œuvre :

Obligations en matière de rapportage	Réponse
Description méthodologie utilisée et principales hypothèses prises	Tier 1 GIEC Données décrites dans le PDMC
Interactions éventuelles avec d'autres politiques et mesures (indiquer si et comment ces interactions ont été évaluées)	Exonérations douanières (ENR) : exonération des droits de douane sur les équipements ENR afin de réduire les coûts d'investissement. Parties prenantes : ANPI, Ministère des Finances, investisseurs privés. Statut : déjà en vigueur. Effet attendu : facilitation de l'importation des équipements ENR contribuant à la réduction des émissions. Interaction non quantifiée ; prise en compte qualitativement.
Facteurs hors politiques	Les facteurs hors politiques sont supposés identiques dans les scénarios de référence et d'atténuation et n'expliquent donc pas les écarts d'émissions.
Toutes les sources, puits, GES ou tous les effets liés aux GES compris dans le périmètre d'évaluation qui	Les émissions de SF ₆ ; Les émissions dues aux nouveaux usages ;

n'ont pas été estimés dans le scénario de mise en œuvre, accompagnés d'une justification et d'une description qualitative de l'évolution de ces sources, puits ou gaz

Ces exclusions sont justifiées par l'absence de données fiables et spécifiques permettant leur quantification. D'un point de vue qualitatif, ces émissions devraient évoluer en corrélation avec la production thermique diesel résiduelle et ne modifieraient pas significativement la trajectoire globale du scénario d'atténuation.

Les principaux paramètres utilisés pour estimer les émissions de GES du scénario de mise en œuvre du PDMC sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 9 : Paramètres principaux | Scénario de mise en œuvre du PDMC. Les paramètres indiqués en orange sont les paramètres qui change par rapport au scénario de référence

Source d'émissions	Paramètre (DA = Données d'Activité, FE = Facteur d'émissions) et source de données	Méthodologie et hypothèses pour estimer les valeurs
Combustion des centrales thermiques	DA = consommation combustibles fossiles (diesel) de la centrale thermique et des groupes électrogènes prévues dans le PDMC, sur la base de : • Production électrique thermique par type d'énergie (Renouvelable / Fossile) (GWh/an), 2026-2046 (PDMC) ; • Consommation spécifique de la centrale thermique 18 MW : 220 g/kWh ; FE (Table 2.2, GIEC 2006). = • CO₂ : 74 100 kg/TJ • CH₄ : 3 kg/TJ • N₂O : 0,6 kg/TJ Autre paramètre : NCV diesel : 43 TJ/Gg	<u>Hypothèse</u> : Le PDMC est mis en œuvre, seulement une partie de la production électrique est assurée par une centrale thermique de 18 MW et certains groupes électrogènes. Même méthode que le scénario de référence. 1) Calcul de la consommation de diesel des centrales thermiques prévues au PDMC et de la consommation de la centrale thermique 18 MW. On suppose une consommation spécifique des groupes électrogènes améliorée, supposée égale à celle de la centrale thermique de 18 MW (à savoir 220 g/kWh) 2) Application des facteurs d'émission IPCC 2006 pour la combustion.
Pertes réseau (pertes techniques & commerciales)	DA = • Production électrique par type d'Energie (renouvelable / thermique) (GWh/an), 2026-2046 ; • Taux de pertes techniques et commerciales: → 27 % en 2022/2023 (PDMC, p. 55); → amélioration du rendement : +0,8 %/an jusqu'en 2040, puis +0,5 %/an jusqu'en 2043 (selon PDMC) FE (Table 2.2, GIEC 2006). = • CO₂ : 74 100 kg/TJ • CH₄ : 3 kg/TJ • N₂O : 0,6 kg/TJ	<u>Hypothèse</u> : amélioration des pertes réseau telle que décrit dans le PDMC. Le mix énergétique est également tel que décrit dans le PDMC Même méthode que le scénario de référence. 1) Les pertes réseau sont calculées année par année en appliquant les taux d'amélioration du rendement (0,8 %/an jusqu'en 2040, 0,5 %/an jusqu'en 2043) au taux de pertes techniques de référence (27 %). Les pertes diminuent donc en comparaison à celles calculées dans le scénario de référence. 2) Décomposition de ces pertes selon le mix ENR/fossile, afin d'estimer la part générée par combustion de diesel. 3) Calcul de la consommation de diesel correspondant (en TJ) 4) Puis, application des FE par défaut du GIEC 2006.
Émissions amont	DA = Consommation totale de	Hypothèse : sur la base de la mise en œuvre du PDMC,

production de combustibles fossiles (well-to-tank, diesel LFO uniquement)	diesel LFO (TJ/an) de la centrale thermique et groupes électrogènes tels que prévus dans le PDMC FE = Facteur well-to-tank diesel = 0.0589 kgCO₂e/kWh PCS, = 16.36 kgCO₂e/GJ (=t/TJ) (Emission Factors diesel 100% mineral, gross CV, energy fuel category, UK DESNZ / DEFRA) Facteur conversion : 1 kWh = 3,6 MJ	seuls la centrale thermique de 18 MW et certains groupes électrogènes produisent de l'électricité. Même méthode que le scénario de référence. 1) Sur la base de la consommation de diesel calculé pour la première source d'émissions (combustion diesel), 2) Application du facteur d'émission well-to-tank couvrant les étapes d'extraction, raffinage et transport du diesel jusqu'au point de livraison.
Cycle de vie des équipements de production d'électricité	DA = Énergie produite par technologie (GWh/an), 2026-2046 : solaire PV, géothermie, hydroélectricité, centrale thermique et groupes électrogènes FE = correspondant aux différentes technologies technologie (gCO₂eq/kWh) : • solaire PV = 49 • géothermie = 42.5 • hydroélectricité= 55 • pétrole = 840	<u>Hypothèse</u> : mise en œuvre des différentes centrales telle que décrite dans le PDMC, incluant des centrales énergie renouvelable. 1) Sur la base de production électrique prévue dans le PDMC (construite de manière à répondre à la demande en électricité du pays dans les 20 prochaines années). 2) Utilisation de facteurs d'émissions issus d'ACV pour chaque technologie ENR selon les valeurs indiquées dans le rapport du GIEC (AR5) qui récapitule des facteurs d'émissions recensés dans la littérature pour l'ensemble des filières existantes à date (en gCO₂e/kWélectrique). Ces valeurs ont été reprises notamment à titre indicatif dans la base de données française de l'ADEME.

Niveau d'incertitude

Obligations en matière de rapportage	Réponse
Fourchette des résultats issus de l'analyse de sensibilité pour les paramètres et hypothèses clés	Aucune analyse de sensibilité quantitative n'a été réalisée. Les principales sources d'incertitude concernent toutefois le rythme de déploiement des capacités renouvelables, les performances réelles des installations, la réduction effective des pertes réseau, la mise en service du projet géothermique ainsi que l'évolution future de la demande d'électricité.
Méthode ou approche utilisée pour évaluer l'incertitude	Approche qualitative, fondée sur l'identification des principaux paramètres susceptibles d'influencer les résultats de l'évaluation. Les hypothèses retenues correspondent aux informations disponibles dans le PDMC, aux données techniques disponibles pour les technologies considérées et aux différents facteurs d'émission utilisés. Aucune propagation quantitative des incertitudes ni analyse de sensibilité formalisée n'a été réalisée.
Références ou sources supplémentaires (le cas échéant)	Lignes directrices du GIEC 2006 pour les facteurs d'émission de combustion (Tier 1) ; documentation technique du PDMC ; littérature utilisée pour les facteurs d'émission de cycle de vie des technologies ENR (estimations basse/haute/moyenne par technologie).

Vérification

Obligations en matière de rapportage	Réponse
Les résultats de l'évaluation des GES ont-ils été vérifiés ?	Oui. L'évaluation a fait l'objet d'une revue dans le cadre d'un atelier en présentiel organisé aux Comores, réunissant une experte internationale superviseur (Citepa) et les experts sectoriels nationaux. Les résultats leur ont été présentés et leurs commentaires ont été intégrés pour améliorer les résultats de l'évaluation.
Type de vérification (interne ou externe), le cas échéant	Vérification mixte : supervision externe assurée par Citepa (experte internationale) et revue par les experts sectoriels nationaux lors de l'atelier de restitution organisé aux Comores.
Compétences pertinentes du ou des vérificateurs, le cas échéant	Citepa est un organisme de référence en matière d'inventaires nationaux de GES et d'évaluation de politiques climatiques. Certains experts sectoriels nationaux disposaient de compétences techniques dans les domaines de l'énergie et de la planification énergétique aux Comores, entre autres.

5. Identification d'indicateurs de suivi

Des indicateurs de suivi (Tableau 10) ont été définis pour permettre le suivi de la mise en œuvre du PDMC et de ses impacts, ainsi que l'identification des parties prenantes susceptibles d'être impliquées dans la collecte et la fourniture des données nécessaires.

Tableau 10 Indicateurs de suivi

Activité concernée	Indicateurs	Parties prenantes	Difficulté de collecte
Construction de centrales EnR	Nombre d'études d'impact réalisées	DGEF Service étude d'impact	Facile
	Nombre de permis environnemental accordé	DGEF Service étude d'impact	Facile
	Nombre de permis de construction	DGME (Mines et Eaux) / Ministère de l'urbanisme	A investiguer
	Nombre de réunions techniques de suivi / centrale (pendant la phase de construction)	Ministère de l'Energie Bureau d'étude Entreprise de construction	Facile
	Capacité installée (MW) par	Ministère de l'Energie	Facile

	type d'EnR	DGME	
	Electricité fournie (GWh)	SONELEC	Donnée disponible mais difficulté de la récupérer (problème de mobilité du personnel, pas de centralisation des données)
	Consommation diesel des groupes électrogènes	SONELEC Société Comorienne des Hydrocarbures	Donnée disponible mais difficulté de la récupérer (problème de mobilité du personnel, pas de centralisation des données)
	Nombre de personnes déplacées	DGEF Service étude d'impact	Facile (dans étude d'impact)
	Nombre de foyers reliés au réseau (couverture)	SONELEC	Donnée disponible mais difficulté de la récupérer (problème de mobilité du personnel, pas de centralisation des données)
	Nombre de techniciens formés pour fonctionnement centrales	SONELEC	Donnée disponible mais difficulté de la récupérer pour certaines personnes (problème de mobilité du personnel, pas de centralisation des données)
Modernisation du réseau	Km de réseau modernisé/remplacé	SONELEC fournit un rapport technique à la DGME	Facile
	% pertes réseau	SONELEC fournit un rapport technique à la DGME	Facile
Tous	Financement prévu	Unité de Gestion de Projets reçoivent des données de : DGME (Partenaires) Ministère des Finances en cas de co-financement	Facile
	Financement décaissé		
	Emissions de GES (tCO ₂ e)	DGEF Service Changement Climatique	NA

Annexe. Résultats détaillés

Scénario référence	Unité	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1. Emissions liées à la combustion dans les centrales thermiques	tCO2e	26 379	26 379	74 385	277 118	284 023	289 547	331 133	331 133	336 657	367 117	372 641	372 641	410 006	415 530	415 530	462 718	469 623	469 623	500 083	500 083	530 543
2. Emissions pertes réseau	tCO2e	33 309	33 309	33 309	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824	60 824
3. Emissions amont combustibles	tCO2e	5 803	5 803	16 365	60 966	62 485	63 701	72 850	72 850	74 065	80 766	81 982	81 982	90 202	91 417	91 417	101 799	103 318	103 318	110 019	110 019	116 720
4. Fabrication matériel ENR	tCO2e	27 199	27 199	76 423	296 419	302 467	308 515	350 627	350 627	356 675	389 715	395 763	395 763	434 851	440 899	440 899	492 083	498 131	498 131	531 171	531 171	564 211
TOTAL REFERENCE	tCO2e	92 691	92 691	200 483	695 328	709 800	722 587	815 434	815 434	828 221	898 423	911 210	911 210	995 884	1 008 671	1 008 671	1 117 424	1 131 896	1 131 896	1 202 097	1 202 097	1 272 299

Scénario atténuation	Unité	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1. Emissions liées à la combustion dans les centrales thermiques	tCO2e	3 657	3 657	3 657	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491	96 491
2. Emissions pertes réseau	tCO2e	33 213	32 229	31 245	53 098	51 371	50 292	49 212	48 133	47 054	45 975	44 896	43 816	42 737	41 658	40 579	39 499	38 420	37 341	37 341	37 341	37 341
3. Emissions amont combustibles fossiles	tCO2e	805	805	805	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228	21 228
4. Fabrication matériel ENR	tCO2e	7 111	7 111	12 452	129 002	129 795	130 501	132 878	133 407	134 113	135 785	136 490	136 490	138 956	139 661	139 661	143 450	144 244	144 244	145 915	145 915	147 587
TOTAL ATTENUATION	tCO2e	44 786	43 801	48 158	299 818	298 885	298 511	299 809	299 259	298 886	299 478	299 105	298 025	299 412	299 038	297 959	300 668	300 383	299 303	300 975	300 975	302 647

Réduction d'émissions	Unité	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1. Réduction Combustion dans les centrales thermiques	tCO2e	22 722	22 722	70 728	180 628	187 533	193 056	234 642	234 642	240 166	270 627	276 151	276 151	313 516	319 040	319 040	366 227	373 132	373 132	403 592	403 592	434 053
2. Réduction Pertes réseau	tCO2e	96	1 081	2 065	7 726	9 453	10 532	11 611	12 691	13 770	14 849	15 928	17 008	18 087	19 166	20 245	21 324	22 404	23 483	23 483	23 483	23 483
3. Réduction Etapes amont	tCO2e	4 999	4 999	15 560	39 738	41 257	42 473	51 622	51 622	52 837	59 538	60 753	60 753	68 974	70 189	70 189	80 570	82 090	82 090	88 791	88 791	95 492
4. Réduction Fabrication matériel centrales électriques	tCO2e	20 088	20 088	63 971	167 418	172 672	178 014	217 749	217 220	222 562	253 931	259 273	259 273	295 895	301 238	301 238	348 633	353 888	353 888	385 256	385 256	416 624
TOTAL	tCO2e	47 906	48 890	152 324	395 510	410 915	424 076	515 624	516 174	529 335	598 944	612 105	613 185	696 472	709 633	710 712	816 756	831 513	832 592	901 122	901 122	969 652