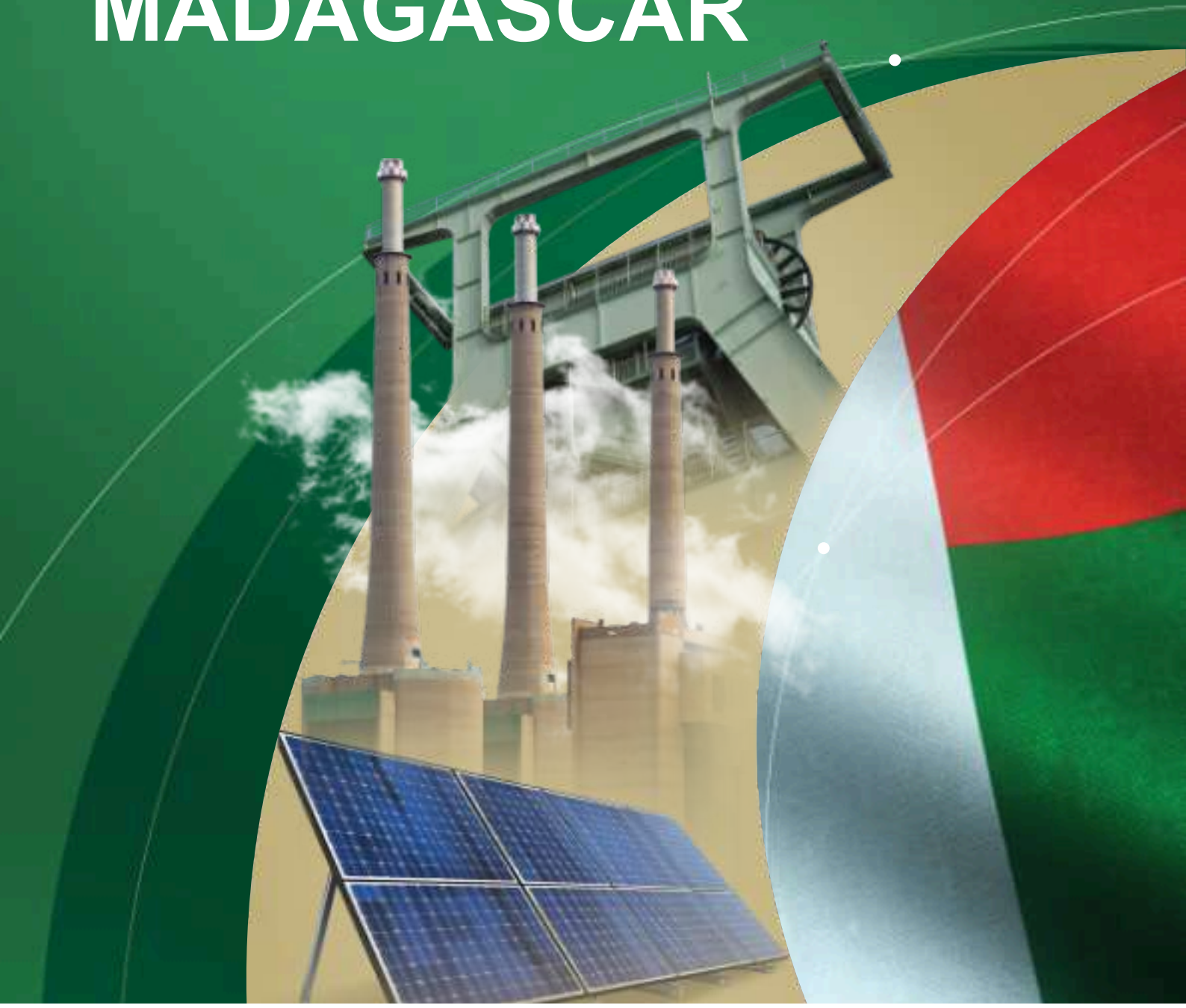
VOIES DE DÉCARBONISATION PROFONDE POUR MADAGASCAR



AFREC African Energy Commission | African Union | MEH



Mot du Ministre de l'Énergie et des Hydrocarbures

La République de Madagascar, riche de son potentiel énergétique renouvelable et engagée dans la lutte contre le changement climatique, franchit aujourd'hui une étape majeure avec l'élaboration de sa feuille de route pour la décarbonisation à long terme : la Voie de Décarbonisation Profonde de Madagascar VDP (DDP Deep Decarbonization Pathways).

Ce document stratégique, fruit d'un travail rigoureux et participatif mené avec l'appui de l'AFREC (African Energy Commission) dans le cadre de l'initiative ETSAP (Energy Transition Strategy and Action Plan) de l'Union Africaine, trace les grandes orientations de notre transition énergétique selon trois horizons temporels : court terme (2025–2030), moyen terme (2031–2040) et long terme (2041–2063). Il traduit concrètement notre volonté de concilier développement économique, accès universel à une énergie moderne, et réduction progressive de notre dépendance aux énergies fossiles.

Le VDP est à la fois une boussole et un catalyseur. Il décompose nos engagements climatiques en trajectoires technologiques claires, identifie les leviers d'action à tous les niveaux, et met en évidence les investissements prioritaires pour assurer une transition juste, résiliente et inclusive. Il s'aligne parfaitement avec les piliers de l'ETSAP, notamment l'efficacité énergétique, l'électrification hors réseau, la décarbonisation des secteurs clés et l'innovation durable.

Je tiens à saluer ici la mobilisation exemplaire de l'ensemble des parties prenantes nationales, institutions publiques, secteur privé, société civile et partenaires techniques qui ont activement contribué à son élaboration, notamment à travers les ateliers de concertation et les échanges de données. Ce plan est le vôtre, car il reflète une vision collective pour un avenir énergétique plus propre, plus sûr et plus équitable.

En tant que pays pilote, Madagascar a l'opportunité de montrer la voie. À travers ce document, nous affirmons notre ambition de bâtir une économie sobre en carbone, soutenue par des systèmes énergétiques modernes, accessibles et durables.

Puisse ce Plan de Décarbonisation guider nos décisions stratégiques, inspirer la coopération régionale, et renforcer notre engagement commun pour un avenir meilleur.

Le Ministre de l'Énergie et des Hydrocarbures

RALITERA Ny Ando Jurice

ACKNOWLEDGEMENT

ACRONYMES....vi
Glossaire et définitions....ix
Liste des parties prenantes....xiii
1. Résumé exécutif....1
2. Introduction....7
2.1. Contexte et justification....8
2.2. Objectifs et champ d'application....9
2.2.1. Quels sont les objectifs du VDP....9
2.2.2. Horizon temporel....10
2.3. Approche et méthodologie....11
2.3.1. Évaluation du système énergétique pour l'année de référence....12
2.3.2. Modélisation de scénarios à l'aide de LEAP....12
2.3.3. Consultation des parties prenantes....15
2.3.4. Intégration dans la stratégie de transition énergétique de l'UA et actions à faible impact....16
3. Situation actuelle du système énergétique....17
3.1. Vue d'ensemble du système énergétique actuel....18
3.1.1. Sources d'énergie primaire (fossile, renouvelable) et mix électrique....18
3.1.2. Accès à l'énergie et connectivité au réseau....20
3.2. Consommation d'énergie et émissions par secteur....23
3.2.1. L'électricité....23
3.2.2. L'industrie....25
3.2.3. Transport....25
3.2.4. Bâtiments....26
3.2.5. Pétrole et gaz....26
3.2.6. L'agriculture....27
3.2.7. Cuisson propre....28
3.3. Principaux défis....28
4. Scénarios et résultats de la modélisation....30
4.1. Scénario de référence et scénario de référence optimiste....31
4.2. Voies de la décarbonisation profonde....44
4.3. Comparaison des scénarios et principales conclusions....57
4.4. Contraintes et lacunes des données dans l'élaboration du scénario VDP pour Madagascar....65
5. Principaux domaines d'action et de politique....66
5.1. Introduction....67
5.2. Élaboration de la liste d'actions....67
5.3. Architecture consultative....67
5.4. Philosophie de conception des cartes d'activité....68
5.4.1. Alignement temporel sur l'horizon de modélisation....68
5.4.2. Interface avec les analyses de scénarios et les données du chapitre 4....68
5.4.3. Suivi et rapports de haut niveau....69
5.5. Secteur de l'électricité....69
5.6. Secteur de la cuisson propre....74
5.7. Secteur des bâtiments....76
5.8. Secteur d'activité....79
5.9. Secteur des transports....80
5.10. Secteur de l'agriculture....86

TABLE DES MATIÈRES

ACRONYMES
Glossaire et définitions
Liste des parties prenantes

Résumé exécutif

Introduction
Contexte et justification
Objectifs et champ d'application
Quels sont les objectifs du VDP ?
Horizon temporel
Approche et méthodologie
Évaluation du système énergétique
Modélisation de scénarios à l'aide de LEAP
Consultation des parties prenantes
Intégration dans la stratégie énergétique de l'UA

Situation actuelle du système énergétique
Vue d'ensemble du système énergétique actuel
Sources d'énergie primaire et mix électrique
Accès à l'énergie et connectivité au réseau
Consommation d'énergie et émissions par secteur
L'électricité
L'industrie
Transport
Bâtiments
Pétrole et gaz
Agriculture
Cuisson propre
Principaux défis

Scénarios et résultats de la modélisation
Scénario de référence et scénario optimiste
Voies de la décarbonisation profonde
Comparaison des scénarios
Contraintes et lacunes des données

Principaux domaines d'action et de politique
Introduction
Élaboration de la liste d'actions
Architecture consultative
Philosophie de conception des cartes d'activité
Alignement temporel
Interface avec les analyses de scénarios
Suivi et rapports de haut niveau

ACRONYMS

ACM	Aviation Civile de Madagascar
ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
AFREC	Commission Africaine pour l'Énergie
AfSEM	Marché Unique Africain de l'Électricité
AI	Intelligence Artificielle
APMF	Agence Portuaire, Maritime et Fluviale
ARELEC	Autorité de Régulation de l'Électricité
ASECNA	Agence pour la Sécurité de la Navigation Aérienne
ATT	Agence des Transports Terrestres
BAU	Les Affaires Courantes (Business As Usual)
BNCC Red+	Bureau National pour le Changement Climatique
CBAM	Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières
CEAE	Cellule Environnementale du Ministère de l'Agriculture et de l'Élevage
CEEH	Cellule Environnementale du MEH
CEIC	Cellule Environnementale du MIC
CETM	Cellule Environnementale du MTM
CIM	Centre Immatriculateur de Madagascar
DGAE	Direction Générale de l'Agriculture et de l'Élevage
DGD	Direction Générale des Douanes
DGEnv	Direction Générale de la Gouvernance Environnementale
DGEH	Direction Générale de l'Énergie et des Hydrocarbures
DGSR	Direction Générale de la Sécurité Routière
DGTT	Direction Générale des Transports Terrestres
DGTMFA	Direction Générale des Transports Maritime, Fluvial et Aérien
DGI	Direction Générale de l'Industrialisation / Intérieur / Infrastructures (selon le ministère)
DH	Direction des Hydrocarbures
DPEBio	Direction de la Promotion de l'Éthanol et de la Bioénergie

DSCD	Direction des Statistiques et de la Comptabilité Douanières
DSI	Direction des Systèmes d'Information
DTA	Direction du Transport Aérien
DTMF	Direction des Transports Maritime et Fluvial
DTR	Direction du Transport Routier
E&P	Exploration et Production
ETSAP	Stratégie de Transition Énergétique et Plan d'Action
FEC	Consommation Finale d'Énergie
FT	Fischer-Tropsch
GES	Gaz à Effet de Serre
GH2	Hydrogène Vert
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
INSTAT	Institut National de la Statistique
JIRAMA	Jiro sy Rano Malagasy (Technique + Environnemental)
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning
LT	Long Terme
LULUCF	Utilisation des Terres, Changement d'Affectation des Terres et Foresterie
MDCGN	Ministère Délégué en Charge de la Gendarmerie Nationale
MEF	Ministère de l'Économie et des Finances
MEH	Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures
MEDD	Ministère de l'Environnement et du Développement Durable
MIC	Ministère de l'Industrie et du Commerce
MID	Ministère de l'Intérieur et de la Décentralisation
MinAE	Ministère de l'Agriculture et de l'Élevage
MS	États Membres
MTM	Ministère des Transports et de la Météorologie
NDC	Contributions Déterminées au Niveau National
NETSC	Comité de Pilotage National pour la Transition Énergétique
NG	Gaz Naturel

NVDP	Voie Nationale de Décarbonisation Profonde
OMH	Office Malgache des Hydrocarbures
PEI	Planification Énergétique Intégrée
PIB	Produit Intérieur Brut
PtX	Power-to-X
RE	Énergies Renouvelables
SAF	Carburants d'Aviation Durables
SEforAll	Sustainable Energy for All
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
TPES	Approvisionnement Total en Énergie Primaire
UA	Union Africaine
UE	Union Européenne
VDP	Voie(s) de Décarbonisation Profonde(s)

Glossaire et définitions

Adaptation : Dans les systèmes humains, le processus d'ajustement au climat réel ou prévu et à ses effets, afin d'atténuer les dommages ou d'exploiter les opportunités bénéfiques. Dans les systèmes naturels, le processus d'ajustement au climat réel et à ses effets ; l'intervention humaine peut faciliter l'ajustement au climat prévu et à ses effets.

Biocarburants avancés : Ils sont dérivés de sources de biomasse non alimentaire, notamment de résidus agricoles et forestiers, de cultures énergétiques et de déchets municipaux, dans le respect des critères de durabilité. Les biocarburants avancés sont produits par des procédés sophistiqués tels que la gazéification, la pyrolyse et l'hydrolyse enzymatique, offrant une alternative durable et moins impactantee sur l'environnement que les biocarburants conventionnels et les combustibles fossiles.

Scénario de référence **:** projection contrefactuelle de l'évolution du système énergétique montrant aux décideurs la trajectoire qu'ils n'approuvent implicitement en ne faisant rien de plus que ce qui est déjà en place en matière d'interventions et de mesures politiques.

Amélioration : La transformation d'un matériau primaire (produit par des processus d'extraction minière) en un produit plus fini ayant une valeur plus élevée.

Biohydrogène : Hydrogène produit à partir de la biomasse, qui est considéré comme un biocarburant.

Financement mixte : Utilisation stratégique du financement du développement et des fonds philanthropiques pour mobiliser des flux de capitaux privés à grande échelle, en combinant des investisseurs ayant des attentes différentes en matière de rendement financier - des taux concessionnels aux taux du marché - afin d'accéder à des niveaux de capitaux plus importants que sur une base individuelle.

Mécanisme d'ajustement aux frontières pour le carbone : Le mécanisme d'ajustement aux frontières pour le carbone de l'Union européenne (UE) Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) est une initiative réglementaire clé conçue pour mettre sur un pied d'égalité les producteurs de l'UE et leurs homologues internationaux, en tenant compte de la tarification du carbone. Il vise à atténuer le risque de fuite de carbone en imposant un prix du carbone sur les importations de biens spécifiques en provenance de l'extérieur de l'UE. Ce mécanisme exige des importateurs qu'ils achètent des certificats de carbone correspondant au prix du carbone qui aurait été payé si les biens avaient été produits dans le cadre des règles de tarification du carbone de l'UE. Le CBAM s'inscrit dans la stratégie plus large de l'UE visant à atteindre ses objectifs climatiques ambitieux dans le cadre du "Green Deal" européen, en veillant à ce que ses efforts en matière de climat ne se traduisent pas par un avantage concurrentiel déloyal pour les producteurs étrangers moins réglementés.

Intensité carbone : La quantité de CO2émise par unité d'un autre indicateur associé directement ou indirectement à des activités émettrices de CO(2). L'intensité carbone de l'électricité est la masse de CO2émise par unité d'électricité produite par une centrale ou par le système électrique. L'intensité carbone de l'économie est la masse de CO2émise par unité de production économique.

Neutralité carbone : équilibre entre les émissions de carbone et l'absorption du carbone de l'atmosphère dans les puits de carbone.

Action climatique : Activités et politiques visant à lutter contre le changement climatique, y compris l'atténuation, l'adaptation et le soutien aux efforts mondiaux.

Changement climatique : Altération à long terme des schémas climatiques de la Terre, principalement due aux activités humaines, en particulier à la combustion de combustibles fossiles qui augmente les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Il se manifeste par des changements de température, des régimes de précipitations et une augmentation de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes.

Adaptation au changement climatique : Ajustements des systèmes humains et naturels en réponse à des stimuli ou effets climatiques réels ou attendus, afin de minimiser les dommages ou d'exploiter des opportunités bénéfiques. Elle implique la résilience des infrastructures et la planification des mesures d'urgence en cas d'événements climatiques extrêmes.

Atténuation du changement climatique : Actions visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre ou à renforcer leurs puits afin de limiter l'ampleur du changement climatique. Ces mesures comprennent les mises à niveau technologiques, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la préservation des puits de carbone naturels.

Financement concessionnel : Financement inférieur au taux du marché fourni par les principales institutions financières, telles que les banques de développement et les fonds multilatéraux, aux pays en développement afin d'accélérer les objectifs de développement.

Décarbonisation : Réduction stratégique des émissions de dioxyde de carbone grâce à la transition de la production d'énergie à base de combustibles fossiles vers des sources d'énergie renouvelables et sans carbone. L'électrification et l'hydrogène sont au cœur des actions de décarbonisation.

Voies de Décarbonisation Profondes (VDP) : un scénario projetant le développement du système énergétique visant à réduire les émissions à long terme par rapport au scénario de référence. Le VDP met en œuvre toutes les mesures examinées en détail dans le rapport et, dans l'alternative à plus long terme, il accroît l'effort afin d'inverser la tendance et de conduire à une réduction des émissions, après avoir atteint un pic vers 2040.

Défossilisation : Il s'agit de la transition de l'utilisation du carbone à cycle long vers l'utilisation du carbone à cycle court pour les secteurs qu'il est difficile (par exemple, le transport maritime, l'aviation, l'agriculture) ou même impossible de décarboniser complètement (par exemple, les produits pharmaceutiques, les matières plastiques).

Numérisation : La numérisation dans le secteur de l'énergie fait référence à l'intégration des technologies numériques dans les différentes facettes des systèmes énergétiques, y compris la production, la transmission, la distribution et la consommation. Ce processus implique entre autres l'utilisation d'analyses de données avancées, de l'Internet des objets (IoT), de l'intelligence artificielle (IA) et des technologies de la blockchain pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la durabilité des systèmes énergétiques.

Production distribuée : Actifs de production situés à proximité de la charge particulière qu'ils sont censés desservir. Les caractéristiques générales, mais non exclusives, de ces actifs de production comprennent : une stratégie d'exploitation qui soutient la charge desservie ; et l'interconnexion à un système de distribution ou de sous-transmission.

Production d'électricité : La production d'électricité est une autre forme importante de transformation. Les centrales thermiques produisent de l'électricité en exploitant la chaleur de la combustion de combustibles ou de réactions nucléaires - au cours desquelles jusqu'à la moitié de leur contenu énergétique est perdue. Les sources d'énergie renouvelables produisent de l'électricité directement à partir de forces naturelles telles que le soleil, le vent ou le mouvement de l'eau.

Consommation d'énergie par secteur : La répartition sectorielle de la demande d'énergie d'un pays, qui dépend de son économie, de sa géographie et de son histoire, peut avoir un impact considérable sur ses besoins en énergie et sur les sources d'énergie sur lesquelles il s'appuie pour répondre à ces besoins, par exemple pour alimenter les automobiles, chauffer ou refroidir les habitations ou faire fonctionner les usines.

Exploration et production (E&P) : activités entreprises par les compagnies pétrolières et gazières pour explorer le pétrole et le gaz et les produire lorsque des réserves commerciales sont découvertes.

Pauvreté énergétique : L'absence de choix suffisant pour accéder à des services énergétiques adéquats, abordables, fiables, de haute qualité, sûrs et respectueux de l'environnement pour soutenir le développement économique et humain.

Transformation de l'énergie : Les sources d'énergie, en particulier les combustibles fossiles, sont souvent transformées en des formes plus utiles ou plus pratiques avant d'être utilisées. Par exemple, le pétrole brut est raffiné en différents types de combustibles et de produits, tandis que le charbon, le pétrole et le gaz naturel (GN) peuvent être brûlés pour produire de l'électricité et de la chaleur. D'autres formes de transformation, comme l'extraction du gaz ou du pétrole à partir du charbon, jouent un rôle relativement mineur dans les systèmes énergétiques de la plupart des pays.

Transition énergétique : Une transition systématique de la dépendance aux combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) vers des sources d'énergie renouvelables et durables.

Consommation d'énergie finale : La consommation finale d'énergie (CFE) est l'énergie consommée par les utilisateurs finaux, tels que les particuliers et les entreprises, pour chauffer et climatiser les bâtiments, faire fonctionner les lumières, les appareils et les électroménagers, et alimenter les véhicules, les machines et les usines. Une partie de l'énergie contenue dans les sources primaires est perdue lors de leur transformation en produits finaux utilisables, notamment en électricité. Par conséquent, la ventilation de la consommation finale peut être très différente de celle de l'approvisionnement en énergie primaire. Les deux sont nécessaires pour bien comprendre le système énergétique.

Fischer - Tropsch (FT) : Ensemble de réactions chimiques permettant de convertir un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène, appelé gaz de synthèse, en hydrocarbures liquides. Le CO2peut être converti en CO dans les usines FT qui consomment de l'énergie.

Hydrogène vert (GH2) : Hydrogène produit par tout type de ressource d'énergie renouvelable (ER) autre que la biomasse.

Zéro net : Situation dans laquelle les émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES) pondérées par le nombre de mètres sont équilibrées par les absorptions anthropiques de GES pondérées par le nombre de mètres sur une période donnée. Si le terme est également utilisé pour désigner les gaz à effet de serre autres que le CO2, la quantification des émissions nettes nulles de gaz à effet de serre dépend de la mesure des émissions de gaz à effet de serre choisie pour comparer les émissions et les absorptions de différents gaz, ainsi que de l'horizon temporel choisi pour cette mesure.

Raffinage du pétrole : L'un des types de transformation les plus importants pour le système énergétique est le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers, tels que les carburants qui alimentent les automobiles, les bateaux et les avions.

Power-to-X (PtX) : Power-to-X convertit l'électricité renouvelable provenant de centrales éoliennes, solaires, hydroélectriques et géothermiques en une grande variété de produits stockables (X), dont divers carburants et produits chimiques.

Productivité de l'énergie primaire : Le rapport entre l'approvisionnement en énergie primaire et le produit intérieur brut (PIB), qui est l'inverse de l'intensité énergétique primaire.

Carburant aviation durable : Les carburants aviation durables (SAF) sont définis comme des carburants aviation renouvelables ou dérivés de déchets qui répondent aux critères de durabilité. Les SAF actuellement normalisés sont essentiellement des biocarburants mélangés à du carburéacteur fossile, tandis que les SAF à base d'hydrocarbures 100 % synthétiques sont en cours de normalisation complète.

Biomasse durable : Elle implique l'utilisation de matières organiques provenant d'une manière qui ne compromet pas la santé des écosystèmes ou qui n'épuise pas les ressources à un rythme plus rapide qu'elles ne peuvent se régénérer. La production de biomasse durable prend en compte les facteurs écologiques (y compris l'utilisation des terres), sociaux et économiques afin de minimiser l'impact sur la biodiversité, la santé des sols et les communautés locales. Il s'agit d'un élément essentiel de la production d'énergie à partir de la biomasse et de biomatériaux, qui garantit que l'exploitation de la biomasse contribue de manière positive aux efforts d'atténuation du carbone et aux objectifs de développement durable.

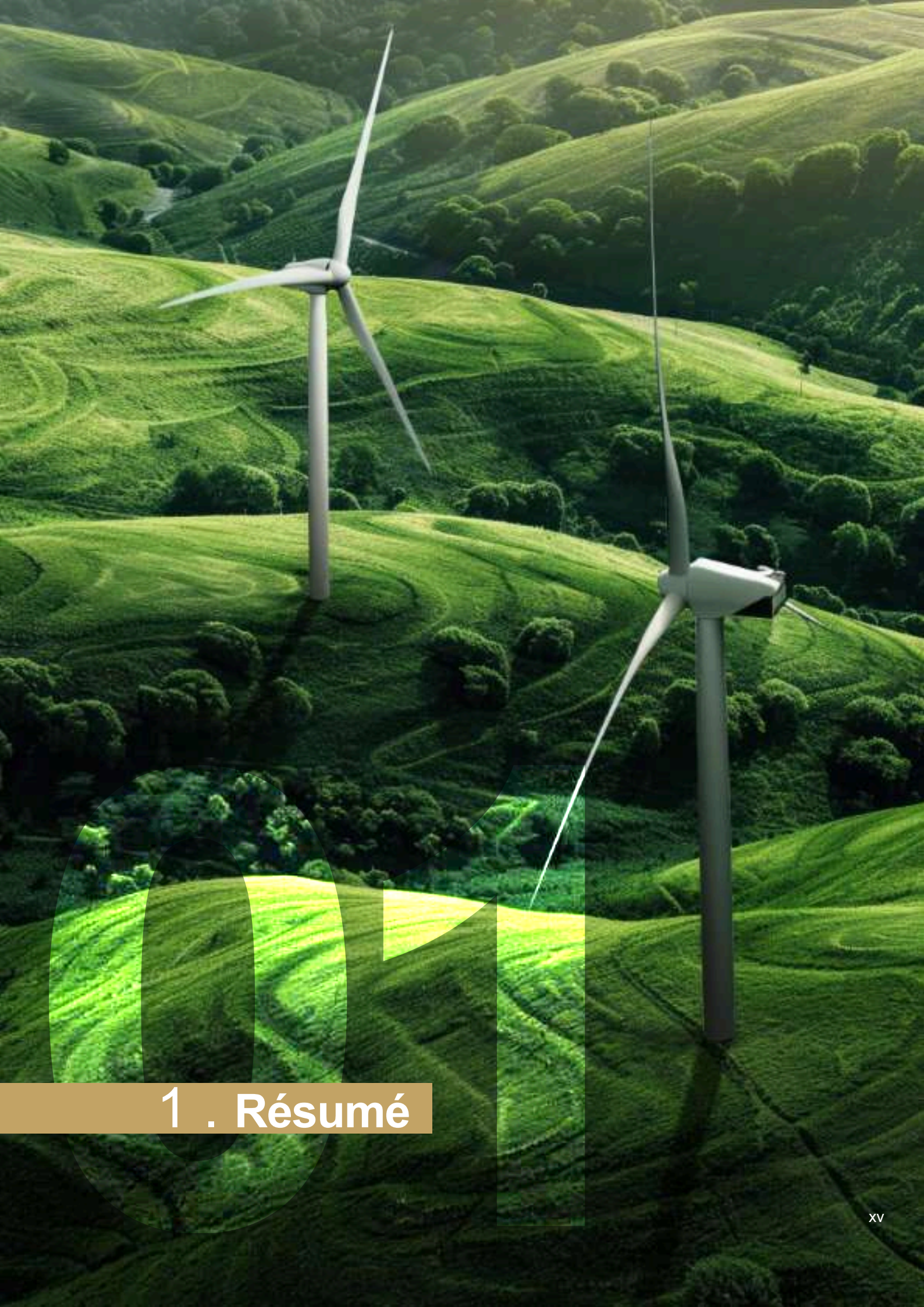
Assistance technique : Le processus consistant à fournir un soutien ciblé et spécialisé à des fins de développement.

Accord de Wheeling : Accord entre les producteurs, les consommateurs et les propriétaires/exploitants des réseaux de transmission et de distribution concernés pour transmettre l'énergie d'un producteur à un utilisateur final situé dans une autre zone en utilisant les réseaux de distribution ou de transmission existants.

3.Liste des parties prenantes

MEH	**Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures**
DGEH	Direction Générale de l'Énergie et des Hydrocarbures
DEE	Direction de l'Émergence Énergétique
DGI	Direction des Grandes Infrastructures
DH	Direction des Hydrocarbures
DPEBio	Direction de la Promotion de l'Éthanol et de la Bioénergie
JIRAMA	JIro sy RAno Malagasy (Technique + Département Environnemental)
ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
DSI	Direction des Systèmes d'Information
ARELEC	Autorité de Régulation de l'Électricité
CEEH	Cellule Environnementale MEH
OMH	Office Malgache des Hydrocarbures
MinAE	**Ministère de l'Agriculture et de l'Élevage**
DGAE	Direction Générale de l'Agriculture et de l'Élevage
CEAE	Cellule Environnementale MinAE
MEDD	**Ministère de l'Environnement et du Développement Durable**
DGEnv	Direction Générale de la Gouvernance Environnementale
BNCC Rouge+	Bureau National pour le Changement Climatique (Coordonnateur & Point Focal)E
MEF	**Ministère de l'Économie et des Finances**
DGD	Direction Générale des Douanes
DSCD	Direction des Statistiques et de la Comptabilité Douanières
INSTAT	Institut National de la Statistique

MIC	**Ministères de l'Industrie et des Commerces**
DGI	Direction Générale de l'Industrialisation
CEIC	Cellule Environnementale MIC
MID	**Ministères de l'Intérieur et de la Décentralisation**
DGI	Direction Générale de l'Intérieur
CEIC	Centre Immatriculateur de Madagascar
MTM	**Ministères des Transports et de la Météorologie**
DGTT	Direction Générale du Transport Terrestre
DGT;FA	Direction Générale des Transports Maritime, Fluvial et Aérien
DTF	Direction du Transport Ferroviaire
DTR	Direction du Transport Routier
DTMF	Direction des Transports Maritime et Fluvial
DTA	Direction du Transport Aérien
ACM	Aviation civile de Madagascar
APMF	Agence Portuaire Maritime et Fluviale
ASECNA	Agence pour la Sécurité de la Navigation Aérienne
ATT	Agence des Transports Terrestres
CETM	Cellule Environnementale MTM
MTM	**Ministère Délégué en Charge de la Gendarmerie**
DGSR	DDirection Générale de la Sécurité Routière
SEforAll	**L'énergie durable pour tous**
Experts sectoriels	**Énergie, Agriculture, Industrie, Transport,**
UA	**Union Africaine**
AfBD	**Banque Africaine de Développement**
AFREC	**Commission Africaine pour l'Énergie**



1 . Résumé

Executive Summary

Vue d'ensemble Objectif et alignement stratégique

Vue d'ensemble et objectif

Ce rapport présente le VDP pour Madagascar, élaboré dans le cadre continental plus large de la stratégie et du plan d'action pour la transition énergétique (ETSAP) de l'Union africaine (UA).

Contexte et alignement stratégique

La transition énergétique de l'Afrique dans le contexte de l'ETSAP cherche à exploiter les vastes ressources d'énergie renouvelable et d'autres ressources énergétiques plus propres pour combler l'énorme déficit d'accès aux services énergétiques modernes sur le continent. Actuellement, plus de 600 millions d'Africains dépendent encore de la biomasse traditionnelle et n'ont pas accès à l'électricité, d'où l'urgence d'une transition vers des systèmes énergétiques propres, résilients et fiables. À cette fin, le plan d'action pour l'énergie et les transports ancrera sa vision dans six piliers thématiques : l'accès universel et la sécurité énergétique, l'efficacité énergétique, la gestion intelligente des fossiles, l'harmonisation des politiques, l'innovation et le développement du capital humain, ainsi que la croissance économique et la prospérité durables.

Dans ce contexte, Madagascar - aux côtés du Botswana et de la Gambie - a été sélectionné pour piloter le développement du PDN (NVDP) sur la base de l'ETSAP.

Malgré des contextes géographiques et socio-économiques divergents, ces pays partagent certains points communs en ce qui concerne la démographie, l'exposition aux chocs climatiques et l'exposition à la volatilité des prix de l'énergie. Les trois États membres de l'UA fourniront des enseignements utiles aux diverses économies africaines qui peuvent bénéficier d'une manière similaire d'une décarbonisation harmonisée et d'une dynamique de transition énergétique dans le contexte de l'ETSAP.

Objectifs et approche méthodologique

Le VDP de Madagascar a été élaboré avec trois objectifs principaux :

Opérationnalisation des piliers de l'ETSAP: 3. Le parcours démontre comment les actions nationales contribuent aux objectifs énergétiques régionaux, en créant un alignement dans des domaines tels que l'électrification hors réseau, l'efficacité industrielle et la décarbonisation des transports.

Outil d'investissement conscient des risques: 4.En simulant des scénarios BAU (Business-as-Usual) et VDP à l'aide de la plate-forme d'analyse des faibles émissions[Anciennement Planification à long terme des alternatives énergétiques] (LEAP), le modèle identifie les configurations les moins coûteuses qui concilient les objectifs environnementaux avec la fiabilité du système et la croissance économique.

La traduction des engagements politiques en une trajectoire quantifiée : 2.Le VDP décompose les objectifs ambitieux en trajectoires technologiques sectorielles, en mesures réglementaires et en besoins d'investissement.

La trajectoire s'étend jusqu'en 2063, conformément à l'Agenda 2063 de l'UA et à l'ETSAP, et est structurée en trois phases : (i) à court terme (2025-2030), ciblant les gains rapides et les politiques habilitantes ; (ii) à moyen terme (2031-2040), se concentrant sur les technologies de mise à l'échelle et les réformes institutionnelles ; et (iii) à long terme (2041-2063), mettant l'accent sur l'état de préparation net-zéro. .

Méthodologie et conception participative

Quatre couches méthodologiques concentriques sous-tendent le VDP :

- Évaluation de l'année de référence : Un bilan énergétique national 2022 a été établi, représentant la consommation d'énergie sectorielle de l'année de référence, l'utilisation des combustibles et les profils d'émissions.
- Analyse des scénarios : LEAP a été utilisé pour simuler les trajectoires de la ligne de base et de la VDP dans les différents secteurs pour les trois périodes allant jusqu'à 2063.
- Consultations des parties prenantes : Réalisées en quatre vagues itératives sous forme d'ateliers virtuels et physiques. L'engagement des parties prenantes a permis de garantir l'exactitude et la validation des données, ainsi que la co-conception des actions et mesures politiques de référence et du VDP pour l'avenir.
- Alignement continental : Les mesures et les interventions ont été harmonisées avec le cadre de suivi de l'ETSAP, permettant la comparabilité entre les États membres et l'intégration dans le marché unique africain de l'électricité (AfSEM) et les futurs marchés du carbone.

Situation actuelle du système énergétique

Le système énergétique de Madagascar reste dominé par la biomasse traditionnelle, qui représente 85 % de l'approvisionnement total en énergie, le reste étant constitué de combustibles fossiles importés. Dans l'ensemble, l'accès à l'électricité reste faible par rapport aux normes internationales, avec seulement 36 % de la population connectée à une source d'électricité. En 2024, seuls 12,3 % de la population rurale avaient un accès au réseau (mini-réseaux et Jiro sy Rano Malagasy (Département technique et environnemental) (JIRAMA)) et 5,4 % un accès hors réseau grâce à des systèmes photovoltaïques individuels (Agence de développement de l'électrification rurale (ADER) 2024). Parmi ceux qui ont accès au réseau électrique, la qualité du service était très inégale, caractérisée par des coupures fréquentes, une instabilité de la tension et des heures de service limitées, en particulier en dehors de la région de la capitale.

Le mix électrique est fortement dépendant de l'hydroélectricité (42 %), du fioul résiduel (39 %), tandis que le diesel (15 %) et l'énergie solaire (4 %) y contribuent dans une moindre mesure. Le gouvernement vise à augmenter l'accès à l'électricité à 80 % d'ici 2030, en se concentrant sur les systèmes décentralisés et en recherchant des investissements importants pour atteindre cet objectif. La consommation d'énergie du secteur résidentiel est principalement destinée à la cuisson, plus de 85 % des ménages utilisant du bois de chauffage et du charbon de bois, ce qui entraîne une déforestation et des problèmes de santé. Les secteurs de l'industrie et des transports sont fortement dépendants des combustibles fossiles (diesel et essence), et de nombreuses industries utilisent des générateurs diesel pour produire de l'électricité. Bien que les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie soient actuellement faibles (estimées à 0,4 tCO2/habitant), la croissance future de la demande d'électricité et de transport pourrait augmenter considérablement les émissions sans une transition proactive vers des sources d'énergie à faible teneur en carbone.



Scénarios et résultats de la modélisation

Une analyse comparative de quatre scénarios : Baseline, Optimistic Baseline, VDP, et VDP Long-Term (VDP LT) a été réalisée pour explorer différents niveaux d'ambition en matière d'accès à l'énergie, d'efficacité, d'électrification et d'atténuation des émissions entre 2025 et 2063. La modélisation a été réalisée à l'aide du modèle LEAP et s'appuie sur le bilan énergétique national détaillé, les contributions des parties prenantes et les politiques/stratégies, plans et programmes nationaux existants et émergents en matière d'énergie.

Les quatre scénarios prévoient tous une augmentation de la CFE, mais l'échelle et la structure diffèrent considérablement *(Figure1 : Projection de la consommation finale d'énergie par secteur.).*

À court terme (d'ici à 2030), la consommation totale d'énergie varie étroitement entre 6 117 ktep (VDP LT) et 6 850 ktep (scénario de référence). À court terme (2025-2030), la consommation d'énergie des ménages reste dominante, tant dans le VDP que dans le VDP LT, représentant près de 50 % de la consommation totale d'énergie. Cependant, même à ce stade précoce, le VDP LT enregistre une consommation d'énergie des ménages légèrement inférieure, ce qui indique le début des gains d'efficacité et du changement de combustible. Ces différences reflètent les premiers bénéfices de la cuisson propre et de l'électrification dans les scénarios les plus ambitieux. L'industrie et les services contribuent chacun à hauteur de 19 à 21 %, tandis que la part des transports diminue légèrement en raison des effets initiaux des changements modaux et de l'efficacité énergétique.

À moyen terme (2030-2040), la divergence structurelle devient visible. Le total de la CFE dans le scénario VDP passe de son niveau de 2030 à 7 454 Ktep en 2040, tandis que le scénario VDP LT atteint 7 409 Ktep, reflétant une croissance modeste et l'impact d'investissements précoces en matière d'efficacité. La part des ménages diminue dans les deux scénarios, tandis que les services et l'industrie se développent. En 2040, l'industrie contribue à hauteur de 20,7 % et les services à près de 23 % dans les deux scénarios, ce qui souligne l'ambition de la modernisation économique. La demande d'énergie des ménages du scénario VDP est légèrement plus élevée, tandis que le scénario VDP LT commence à montrer les avantages cumulatifs des premières mesures d'efficacité. En 2063, le scénario VDP atteint 10 600 Ktep, soit une augmentation de 42,2 % par rapport aux niveaux de 2040 (7 454 Ktep), tandis que le scénario VDP LT atteint un niveau légèrement inférieur de 10 039 Ktep, soit une augmentation de 35,4 % par rapport à 2040 (7 409 Ktep). Les deux valeurs restent considérablement inférieures à la projection de référence (17 672 Ktep), marquant des réductions de 40,0 % (VDP) et 43,2 % (VDP LT) par rapport à la référence en 2063.

La consommation d'énergie des ménages passe de 3 077 Ktep dans le VDP à 2 650 Ktep dans le VDP LT, ce qui équivaut à une réduction de 13,9 % dans le cadre du VDP LT. Cela représente 26,4 % de la demande totale en 2063. Les services apparaissent comme le plus grand consommateur d'énergie dans les deux scénarios (34,6 %), tandis que l'industrie passe à 2 842 Ktep, soit une augmentation de 17,3 % par rapport aux niveaux de 2040 (~2 422 Ktep estimés). Le secteur des transports se développe plus lentement dans le VDP LT, reflétant l'accélération des transferts modaux et de l'électrification. Dans l'ensemble, les deux scénarios parviennent à stabiliser la croissance de la demande d'énergie, mais le VDP LT parvient à un découplage plus profond, avec une croissance de 35,4 % de la demande totale entre 2040 et 2063 contre 42,2 % dans le VDP, grâce à des améliorations plus ambitieuses de l'électrification et de l'efficacité de l'utilisation finale.





Figure1 : Projection de la consommation d'énergie finale par secteur.

La production d'électricité augmente considérablement dans les deux scénarios, le VDP atteignant 27,76 TWh et le VDP LT 52,70 TWh d'ici 2063, soit des augmentations respectives de 3,7 fois et 7,8 fois par rapport à leurs niveaux de 2030. À court terme (d'ici à 2030), les deux scénarios suivent des trajectoires similaires, passant des niveaux actuels (2,85 TWh en 2022) à 5,96 TWh avec le VDP et à 6,01 TWh avec le VDP LT. Cela reflète une croissance d'environ 184 % pour le VDP et 186 % pour le VDP LT entre 2022 et 2030. Les solutions hors réseau jouent déjà un rôle significatif à ce stade, contribuant à 11 % de la production dans le cadre du VDP et à 10 % dans le cadre du VDP LT. Entre 2030 et 2040, la production dans le VDP augmente de 92 %, passant de 5,96 TWh à 11,45 TWh, tandis que le VDP LT augmente de 82 %, passant de 6,01 TWh à 10,92 TWh. À long terme, la divergence devient structurelle. De 2040 à 2063, la production d'électricité dans le cadre du VDP augmente de 142 % (de 11,45 TWh à 27,76 TWh), tandis que dans le cadre du VDP LT, elle fait un bond de 383 % (de 10,92 TWh à 52,70 TWh), doublant presque la production finale en 2063 par rapport au VDP. Cette augmentation spectaculaire dans le cadre du VDP LT reflète une expansion agressive des systèmes en réseau et hors réseau, ces derniers devant maintenir ou dépasser une part de 15 %. Cette double expansion soutient à la fois l'accès universel et la résilience du réseau, marquant un tournant décisif par rapport à la dépendance historique à l'égard des combustibles fossiles.



Figure2 : Projection des émissions de GES liées à l'énergie.

Les émissions de gaz à effet de serre évoluent différemment dans le cadre de la VDP et de la VDP LT, bien que les niveaux de référence soient pratiquement identiques (Figure2 : Projection des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie.). À court terme (2025-2030), les émissions augmentent modérément : elles atteignent 9 137 $ktCO_2eq$ dans le cadre du VDP et 8 973 $ktCO_2eq$ dans le cadre du VDP LT en 2030, ce qui correspond à des augmentations de 5,3 % et 3,1 %, respectivement, par rapport aux valeurs de 2025. Les deux scénarios plafonnent les émissions dues à la production d'électricité à environ 3 150 $ktCO_2eq$ d'ici à 2030, mais le scénario VDP LT présente une modération plus précoce du côté de la demande, qui se traduit par un niveau d'émission total inférieur de 1,8 % et par l'adoption plus rapide de combustibles et de technologies plus propres. En 2040, les deux scénarios convergent vers 10 159 $ktCO_2eq$, soit une augmentation d'environ 13,2 % par rapport à 2030, mais leurs compositions sectorielles internes divergent. Dans la VDP, des émissions plus élevées persistent dans les ménages et les transports en raison d'un changement de combustible plus lent, tandis que la VDP LT plafonne en raison de réductions précoces dans la biomasse traditionnelle, le diesel et le mazout résiduel. Ces changements sectoriels signalent le début de la décarbonisation structurelle dans le cadre du programme VDP LT. De 2040 à 2063, les émissions dans le cadre de la VDP continuent d'augmenter régulièrement, atteignant 13 594 $ktCO_2eq$, soit une augmentation de 33,8 % par rapport aux niveaux de 2040 et de 49,6 % par rapport à 2030. Inversement, les émissions du scénario VDP LT tombent à 6 668 $ktCO_2eq$ en 2063, soit une réduction de 34,4 % par rapport au pic de 2040 et de 25,7 % par rapport à 2030, et un niveau inférieur de 51 % à celui du scénario VDP en 2063. Par rapport au scénario de référence, cela représente une réduction de 75 % des émissions totales. Ces réductions sont réparties entre tous les secteurs. Les émissions des ménages diminuent à elles seules de 1 299 $ktCO_2eq$, les émissions de l'industrie sont réduites de moitié et les émissions des transports diminuent de près de 80 %. Les émissions liées à la production d'électricité tombent à 2 386 $ktCO_2eq$ dans le cadre du VDP LT en 2063, soit une réduction de 24,3 % par rapport aux 3 167 $ktCO_2eq$ du VDP, ce qui illustre la décarbonisation presque complète du secteur de l'électricité dans le cadre de la trajectoire à faible intensité de carbone.

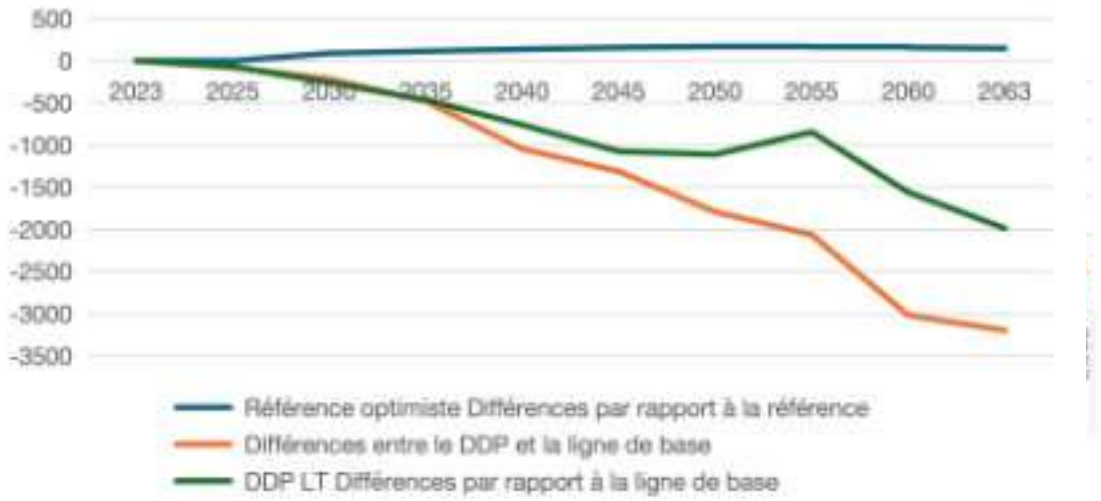


Figure3 : Coût total par rapport au scénario de base.

Malgré des investissements en capital plus élevés, tant le VDP que le VDP LT produisent des gains économiques à long terme (Figure3 : Coût total par rapport au scénario de référence.). Sur la période 2040-2063, le scénario VDP réduit les coûts du système de 24 % par rapport au scénario de référence (ce qui correspond à 45 milliards de dollars), principalement grâce aux importations de combustibles évitées. Le scénario VDP LT permet de réduire les coûts de 15 % par rapport au scénario de référence (28 milliards de dollars), grâce aux réductions des importations de combustibles, bien qu'il nécessite des investissements plus importants dans le secteur de la transformation que le scénario VDP. La structure des coûts du VDP LT reflète ses investissements plus importants et plus précoces dans les énergies renouvelables et l'électrification, ce qui se traduit par des avantages plus importants pour l'environnement et la résilience au fil du temps. Les scénarios VDP et VDP LT offrent tous deux des voies rentables pour la transformation énergétique de Madagascar. Le VDP représente un scénario de transition solide, permettant des améliorations substantielles en termes d'efficacité, d'accès et de réduction des émissions. Le VDP LT offre une voie plus ambitieuse et stratégiquement résiliente, combinant une électrification profonde, un déploiement rapide des énergies renouvelables et une décarbonisation structurelle dans tous les secteurs. Ils démontrent qu'avec la bonne combinaison de planification, de politique et d'investissement, Madagascar peut aligner ses objectifs de développement avec les objectifs climatiques et l'accès à l'énergie pour tous .[Les définitions retenues dans ce rapport pour "l'accès à l'électricité" et "l'accès à la cuisson propre" sont totalement alignées sur les définitions officielles utilisées par le gouvernement malgache.]

Liste des activités

La liste des interventions pratiques et ciblées à court terme pour Madagascar, qui sont les éléments clés de la formulation des scénarios VDP discutés ci-dessus pour les sept sous-secteurs ETSAP (électricité, industrie, transport, bâtiments, pétrole et gaz, agriculture, et cuisson propre) est présentée dans Tableau1 : Liste des activités . Ces activités représentent des points de levier critiques, où l'ambition politique est traduite en cadres réglementaires, et où des signaux clairs et ciblés permettent à l'investissement privé de s'engager de manière décisive et à grande échelle.

Tableau1 : Liste des activités

Non	Secteur	Nom de l'activité	Impact attendu en 2030
1	L'électricité	Promouvoir l'adoption des énergies renouvelables pour la production en réseau et la production décentralisée	Une diminution de 15 % de l'utilisation des combustibles fossiles et une augmentation globale de la consommation d'énergie sont observées pour l'amélioration du taux d'accès à l'électricité.l'amélioration du taux d'accès à l'électricité.
2	L'électricité	Application des normes pour les réseaux de transport et de distribution intelligents	Diminution des pertes de réseau à 15 % grâce à l'amélioration de l'efficacité.
3	L'électricité	Développer les mini-réseaux pour l'accès aux zones rurales	Augmentation de 15 % de la consommation d'énergie primaire en augmentant l'accès au tarif de l'électricité avec zéro émission ajoutée.
4	La cuisson propre		50% d'accès à la cuisson propre pour 2030
5	Bâtiments	Normes minimales d'efficacité énergétique et de performance thermique des bâtiments	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire grâce à l'amélioration de l'efficacité

6	Bâtiments	Lignes directrices nationales globales pour la performance énergétique des bâtiments	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire grâce à l'amélioration de l'efficacité
7	L'électricité	Cadre réglementaire sur l'efficacité énergétique pour la décarbonisation de l'industrie	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire grâce à l'amélioration de l'efficacité
8	Transport	Définition du champ d'application, pilotage et déploiement des véhicules à énergie nouvelle (NEV)	10 % des nouvelles ventes de véhicules 4W seront électriques 50% des nouveaux 2W seront électriques activités multimodales mises en œuvre pour réduire de 30 % l'augmentation de la demande de transport Pour les bus, augmentation de 25 % par rapport au scénario de référence en raison de l'abandon de la voiture particulière et de l'arrivée de nouveaux clients.
9	Transport	Planification intégrée de l'utilisation du sol, de l'énergie et des transports	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire grâce à l'amélioration de l'efficacité
10	Agriculture	Développement des chaînes d'approvisionnement en bioénergie	Augmentation de 10 % de la consommation d'énergie primaire en augmentant l'accès au tarif de l'électricité
11	Agriculture	Déployer des micro-réseaux alimentés par des énergies renouvelables pour l'irrigation	Augmentation de 15 % de la consommation d'énergie primaire augmentant l'accès au tarif de l'électricité sans émissions ajoutées.

Réflexions et importance stratégique

Le processus VDP à Madagascar illustre le rôle vital de la planification intégrée dans l'opérationnalisation de l'ambition climatique. Il démontre également la valeur de la cohérence méthodologique à travers les contextes nationaux, permettant un suivi crédible des progrès continentaux, une analyse comparative des politiques et un développement coordonné du marché. En outre, il signale aux investisseurs, aux régulateurs et aux communautés que la décarbonisation n'est pas simplement un exercice de conformité mais un impératif de développement avec des gains économiques et des co-bénéfices couvrant la santé publique, l'emploi et la résilience macroéconomique.

En encourageant l'appropriation institutionnelle, en intégrant des déclencheurs adaptatifs et en mettant l'accent sur des investissements à faible risque, la voie vise non seulement à informer les politiques, mais aussi à catalyser la mise en œuvre. La véritable mesure de son succès résidera dans les résultats tangibles - réduction des émissions, amélioration de l'accès et transformation économique durable - soulignant l'urgence pour l'Afrique de piloter son propre avenir à faible émission de carbone.



02

2 . Introduction

2.1 Introduction

Contexte et justification

À l'aube de la transition énergétique de l'Afrique, le continent est confronté à une dualité : d'une part, un vaste potentiel d'électricité renouvelable et de combustibles propres et, d'autre part, un important déficit énergétique. Près de 69 % des Africains subsahariens dépendent encore de la biomasse traditionnelle pour cuisson[https://au-afrec.org/sites/default/files/2024-11/English%20Version_Policy%20Brief_Sustainable%20Scaling_Meeting%20the%20Clean%20Cooking%20Challenge%20in%20Africa_0.pdf] , tandis que les réseaux électriques sont encore loin d'atteindre le dernier kilomètre et l'accès universel à l'électricité tant attendu. L'Union africaine a réagi en envoyant un signal politique clair dans l'Agenda 2063 et l'ETSAP africain, qui considère l'énergie non pas comme un service périphérique mais comme le moteur d'une industrialisation inclusive, du progrès social et de la résilience climatique. Concrètement, l'ETSAP repose sur six piliers interconnectés : l'accès universel et la sécurité énergétique, l'efficacité énergétique, la gestion intelligente du carbone fossile, l'harmonisation des politiques et des réglementations, l'innovation et le développement des capacités humaines, ainsi qu'une quête plus large de croissance économique durable et de prospérité.

Dans le cadre de cette architecture continentale, Madagascar, le Botswana et la Gambie ont été sélectionnés comme États membres pilotes de l'UA pour élaborer leur VDPN sur la base de l'ETSAP.

Les VDPN sont le moyen d'adapter le ETSAP en traduisant les plans d'action pertinents en engagements visionnaires nationaux et en projets investissables. Ils permettent aux États membres de l'UA de mettre en œuvre certaines de leurs aspirations en matière de développement à faible émission de carbone, par exemple comme stipulé dans leurs contributions déterminées au niveau national (CDN) dans le cadre de l'Accord de Paris. Les CDN manquent souvent de stratégies de mise en œuvre et de ressources. Un VDPN comble cette lacune en établissant un bilan énergétique national complet, en projetant la demande dans le cadre d'autres scénarios socio-économiques et en calculant la combinaison d'approvisionnement dans le respect des contraintes environnementales et de fiabilité. Ce faisant, il traduit l'intention politique en une feuille de route bancable et renforce la crédibilité des futures révisions des CDN.

Le secteur de l'électricité à Madagascar reste limité par une couverture réseau restreinte et une forte dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle pour la cuisson et du diesel importé pour la production d'électricité. Les réseaux de transmission et de distribution fragmentés subissent des pertes importantes et des pannes récurrentes, tandis que les abondantes ressources solaires et hydroélectriques sont sous-exploitées. Dans ce contexte, une transition énergétique stratégique est nécessaire pour réduire la forte dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle. En intégrant des technologies renouvelables distribuées, en modernisant l'infrastructure du réseau et en déployant des systèmes de gestion intelligents, Madagascar peut combler son déficit d'accès, réduire les importations de combustibles fossiles et renforcer sa résilience face à la variabilité hydrologique induite par le climat. Une telle transition s'aligne non seulement sur les contributions déterminées au niveau national, mais pose également les bases d'un développement socio-économique inclusif, d'une planification des investissements optimisée en fonction des coûts et de la mise en place d'une architecture énergétique décentralisée et résistante au climat, adaptée à une croissance soutenue.

La logique de développement adoptée pour la décarbonisation profonde est la suivante : Les appareils efficaces, les énergies renouvelables en réseau et hors réseau, le stockage décentralisé et les solutions de cuisson propres réduisent les dépenses des ménages, libèrent des devises et protègent les communautés rurales des chocs liés aux prix des combustibles. Des portefeuilles de production diversifiés renforcent la résilience du réseau contre les sécheresses et les pannes liées au climat. Les chaînes de valeur locales pour les modules solaires, les batteries ou l'hydrogène vert offrent de rares possibilités de création d'emplois et de valorisation des minéraux. À l'inverse, l'inaction risque d'entraîner l'immobilisation d'actifs fossiles, une pression croissante sur la balance des paiements et une augmentation des coûts de santé liés à la pollution de l'air dans les villes. En bref, une transition énergétique bien conçue est moins coûteuse, plus propre et plus inclusive socialement que le statu quo.

2.2. Objectifs et champ d'application

La conception du VDPN pour Madagascar a impliqué la définition de jalons clairs ancrés par des objectifs spécifiques et un calendrier défini, ce qui a donné lieu à un outil pratique pour guider la politique, assurer le financement et planifier le déploiement de la technologie à long terme.

2.2.1 Objectifs et champ d'application

Au fond, le NVDP poursuit une triple mission. **Premièrement**, il traduit les engagements de haut niveau intégrés dans les objectifs officiels de chaque pays (par exemple, les CDN) et dans le plan d'action de l'UA en matière d'environnement et de développement durable en une feuille de route quantifiée et cohérente sur le plan interne. Ce faisant, le NVDP traduit les déclarations d'intention politiques, telles que "30 % de réduction des émissions à l'échelle de l'économie d'ici 2030" ou "100 % d'accès d'ici 2035", en une séquence granulaire de déploiements de capitaux, de choix technologiques et d'ajustements réglementaires nécessaires pour atteindre ces objectifs. Le NVDP cartographie donc ces engagements dans tous les secteurs concernés et les reconstruit en actions intégrées de l'offre et de la demande qui garantissent la fiabilité du système énergétique, la prudence budgétaire et l'équité socio-économique.

Deuxièmement, le NVDP sert de plateforme analytique pour aligner les trajectoires nationales sur les six piliers de l'ETSAP - accès universel et sécurité énergétique, efficacité énergétique, gestion intelligente des ressources fossiles, gouvernance harmonisée, innovation et capacité humaine, et croissance économique durable et prospérité. Bien que ces piliers aient une portée continentale, leur concrétisation dépend d'actions nationales cohérentes. Troisièmement, la trajectoire fournit un outil d'investissement et de gestion des risques pour les acteurs publics et privés afin d'assurer des investissements opportuns et adaptés évitant l'enfermement dans une forte intensité de carbone, la pression sur la balance des paiements et l'immobilisation des ressources fiscales. Le NVDP atténue ces risques en effectuant des simulations de scénarios - les scénarios BAU et VDP - dont les résultats dotent les ministères des finances de compétences budgétaires éclairées, les services publics de plans d'expansion des capacités, les banques de développement d'informations sur la solvabilité et les communautés d'informations sur les perspectives d'emploi et les trajectoires tarifaires.

Pour rendre ces objectifs généraux opérationnels, l'étude adopte les objectifs fonctionnels suivants :

1.Résolution de l'année de base

Un bilan énergétique contemporain, spécifique à chaque pays, est reconstruit pour l'année de référence 2022, ventilé par secteur, d'utilisation finale et combustible. Lorsque des lacunes apparaissent dans les données, notamment dans les marqueurs informels de la biomasse et les bases de données internationales, les estimations sont harmonisées par le biais de la base de données de la Commission africaine de l'énergie (AFREC) afin de garantir la cohérence et la transparence. Il convient de souligner que l'AFREC n'héberge que les données qui ont été officiellement soumises par les États membres de l'UA.

2.Articulation des scénarios

Quatre récits harmonisés sont élaborés jusqu'en 2063 :

●Base, fondée sur des élasticités de croissance historiques avec des objectifs conservateurs en matière d'accès à l'énergie.

●Base optimiste, considérant la réalisation d'objectifs d'accès à l'énergie plus optimistes par rapport à la base de référence.

●VDP, avec l'application des mesures conçues en collaboration avec les parties prenantes nationales, visant à réduire les émissions par rapport au niveau de référence.

●VDP LT (Long Term) qui montre une trajectoire de réduction supplémentaire des émissions de GES après 2040 par rapport au scénario VDP vers une économie à zéro carbone net d'ici 2063 grâce à une trajectoire d'émissions qui se réduit après avoir atteint un pic autour de 2040.

3.Programmation des investissements et logique de financement

Les activités clés décidées se réfèrent principalement aux mesures politiques et réglementaires à développer et à adopter par les gouvernements des pays respectifs en vue de coordonner les activités et de développer un cadre propice à la participation du secteur privé dans les investissements d'infrastructure clés.

4.Déclencheurs de la gestion adaptative

Reconnaissant que tout plan à long terme doit être mis à jour pour tenir compte de la réalité, les VDPN devront également être mis à jour tous les cinq ans pour tenir compte de l'évolution, par exemple, des prix des combustibles, des technologies et des coûts, ainsi que des écarts de croissance de la demande d'énergie qui en découlent.

2.2.2.Horizon temporel

L'horizon temporel choisi jusqu'en 2063 pour l'ETSAP et le NVDP a été aligné sur la date de fin de l'Agenda 2063 de l'UA et est suffisamment long pour permettre un apprentissage technologique, une maturation industrielle et une adaptation sociale tout en se concentrant sur la trajectoire de développement de la décarbonisation. Le VDP divise l'horizon en trois phases de mise en œuvre distinctes, chacune ayant son propre contenu stratégique et permettant de faire le point après chaque période sur la réalisation des objectifs souhaités. Les termes permettent également des ajustements si nécessaire en fonction des ambitions nationales et mondiales en matière d'économies à faible émission de carbone.

●Court terme | 2025-2030

Cette phase met l'accent sur les mesures à faible rentabilité : réduction des pertes de réseau, transformation du marché des appareils et des équipements grâce à l'efficacité énergétique, déploiement accéléré des systèmes solaires domestiques et des mini-réseaux, et travail de fond politique (établissement de normes, architecture des données, cadres incitatifs). Le pahse a appliqué des instruments de dérisquage, tels que des fonds de garantie et des mécanismes de sécurité des paiements, afin de mobiliser des capitaux privés pour les énergies renouvelables et les projets de cuisson propre.

●Moyen terme 2031-2040

Après avoir stabilisé l'environnement favorable, l'accent est mis sur l'échelle. L'adoption de la mobilité électrique s'accélère, les projets pilotes sur l'hydrogène et les dérivés pour le fret et les engrais commencent, et la modernisation de l'industrie lourde prend de l'ampleur. La convergence des politiques entre les pays de l'UA est renforcée par l'alignement des normes d'efficacité, des réglementations sur les émissions des véhicules et des taxonomies pour le financement vert.

●Long terme 2041-2063

La phase finale conduit le système vers une réduction significative des émissions. Les actifs fossiles résiduels sont soit mis hors service, soit remplacés par des combustibles à faibles émissions, soit équipés d'options de captage et de stockage du carbone ; les installations powertoX convertissent le surplus d'électricité renouvelable en combustibles synthétiques ; les principes de l'économie circulaire dominent les flux de matières. L'enrichissement des minéraux essentiels - nickel, cobalt et raffinage du lithium pour les batteries et le verre solaire - s'effectue au niveau national, avec le soutien des centres d'hydrogène vert. À ce stade, le marché régional de l'énergie est parvenu à maturité, ce qui permet à son tour la pleine opérationnalisation des marchés continentaux : AfSEM, marchés des carburants et du carbone, permettant le commerce de l'électricité, de l'hydrogène et des crédits carbone.

Cette approche en trois phases reflète la progression naturelle de la montée en puissance des infrastructures, de la maturation des institutions et de l'adaptation des comportements, tout en restant flexible. Lorsque les coûts des technologies diminuent plus rapidement que prévu ou que les effets du climat s'intensifient plus tôt, les déclencheurs adaptatifs mentionnés ci-dessus orienteront les investissements vers l'avenir ou les feront pivoter vers d'autres options. En intégrant une telle flexibilité, la trajectoire se prémunit à la fois contre le verrouillage technologique et l'absence de réactivité des politiques.

2.3.Approche et méthodologie

L'approche adoptée a été la même pour les 3 pays pilotes de l'EM de l'UA, en commençant par établir la même année de base de 2022 et en établissant des objectifs convenus à partir des rapports nationaux et des contributions des parties prenantes pour les années 2030, 2040 et 2063 (parfois via 2050). Les données de l'année de référence pour Madagascar ont été dérivées de la base de données AFREC et, lorsque les données de l'année de référence étaient insuffisantes, elles ont été complétées par des analyses comparatives si nécessaire.

Dans le cas de Madagascar, deux niveaux de référence ont été établis pour tenir compte des variations des réalisations attendues sur l'horizon à temps plein, sinon un seul niveau de référence a été établi pour les autres États membres de l'UA.

La structure méthodologique a été mise en place en commençant par l'évaluation de l'année de référence qui saisit le système énergétique national dans l'année de référence 2022, suivie de simulations de scénarios exécutées à l'aide du modèle LEAP. Ensuite, les consultations des parties prenantes ont été complétées par des contributions et l'examen des résultats et de la manière dont ils s'inscrivent dans le contexte de la stratégie de transition énergétique de l'Union africaine et de son catalogue d'interventions "à faible coût". Les étapes se renforcent mutuellement : l'année de référence sert de base aux scénarios, les scénarios enrichissent le dialogue avec les parties prenantes, le dialogue affine l'alignement sur la stratégie continentale, et l'ancrage continental fournit à son tour une cohérence et une discipline analytique à l'ensemble de la construction. L'organigramme suivant *(Figure4 : Schéma de l'approche méthodologique). décrit cette approche.*

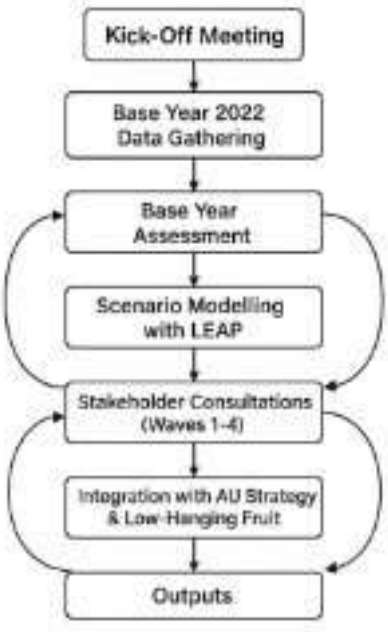


Figure4 : Schéma de l'approche méthodologique.

Les parties prenantes jouent un rôle actif tout au long du processus. Cet engagement itératif permet non seulement d'ancrer les données rapportées dans les réalités locales, mais aussi de renforcer les capacités de modélisation au sein des directions de l'énergie - une action horizontale expressément priorisée dans le plan de mise en œuvre de l'ETSAP. L'expérience a montré que cette capacité est indispensable lorsque les projets passent de la modélisation à la passation de marchés et lorsque les hypothèses doivent être actualisées à la lumière de nouvelles statistiques ou de nouveaux coûts technologiques.

2.3.1.Évaluation du système énergétique pour l'année de référence

L'année de référence est le fondement de la future trajectoire et doit donc être précise pour une modélisation optimale, ce qui implique de cartographier avec clarté le flux d'énergie depuis l'extraction primaire jusqu'à la consommation finale, en passant par la transformation, et finalement jusqu'à l'émission de gaz à effet de serre.

Le processus a commencé par l'adoption d'ensembles de données accessibles au public, y compris les statistiques énergétiques continentales de l'AFREC, les rapports des services publics nationaux et les rapports des régulateurs, les registres des importations douanières et les recensements de population, entre autres. Lorsque les chiffres ne correspondaient pas, la préférence a été donnée aux sources ancrées dans les systèmes statistiques nationaux, à condition qu'elles répondent à des critères minimaux de cohérence temporelle et de granularité spatiale. Tous les niveaux d'activité et toutes les matrices de conversion ont été harmonisés jusqu'en 2022, cette année ayant été choisie parce qu'elle offrait les données les plus complètes après la pandémie de grippe aviaire.

Lorsque des données adéquates n'étaient pas disponibles, un effort a été fait pour utiliser les ensembles de données disponibles dans la mesure du possible en comblant autant de lacunes que possible par le biais d'un processus de consultation étendu qui a impliqué à la fois des réunions virtuelles des parties prenantes et un atelier physique à Madagascar.

Enfin, le bilan énergétique harmonisé a été validé pour l'équivalence énergétique massique et la cohérence des émissions, puisque le carbone qui entre dans le système doit en sortir sous forme de produit stocké, de rejet atmosphérique ou d'exportation incorporée.

Une vue d'ensemble de l'analyse de l'année de référence pour Madagascar, ainsi que les informations clés identifiées, sont présentées au chapitre 3, en mettant l'accent sur la consommation d'énergie finale des sept secteurs qui ont été identifiés comme essentiels pour les voies de décarbonisation dans l'ETSAP. L'annexe 1 présente le bilan énergétique utilisé pour l'analyse ainsi que toutes les autres informations de l'année de référence utilisées pour la calibration du modèle, y compris la population, le nombre de ménages, l'urbanisation, le parc automobile et la trajectoire macroéconomique historique du PIB total et sectoriel.

2.3.2.Modélisation de scénarios à l'aide de LEAP

Le modèle LEAP calcule toutes les émissions sur la base des données qu'il reçoit, ce qui permet de s'assurer que tout le carbone introduit dans le système énergétique est pris en compte. C'est également l'une des raisons qui ont conduit à le choisir comme principal outil de modélisation pour l'ensemble du système.

Une fois l'année de référence établie, nous sommes passés à l'élaboration de scénarios à l'aide de LEAP, qui offre modularité et convivialité, et qui est applicable tant aux économies développées qu'aux économies en développement. Sa structure transparente est en accord avec la recommandation des lignes directrices de l'UA sur l'utilisation d'outils à source ouverte ou largement diffusés, facilitant ainsi le transfert de capacités vers les unités de planification nationales.

Le cadre de modélisation héberge les récits suivants pour Madagascar.

1.Le scénario de base extrapole les élasticités historiques du PIB, de la population et des changements structurels, en supposant qu'il n'y ait pas de changement politique significatif. Les principales hypothèses relatives aux facteurs de changement sont présentées dans le tableau 2 : Principaux facteurs de changement .

Tableau2 : Facteurs clés du scénario

	2022	2030	2030	2063
Taux de croissance du PIB	36%	3.5%	3.5%	3.5%
Population (millions) (population en milieu d'année à partir de la variante moyenne des projections d'InSTAT)	36.5	59.4	59.4	72.0
Part de la population urbaine	20%	32%	32%	40%
Cuisson propre et totale	4.1%	3.8%	3.8%	3.7%

L'annexe 1 présente en détail les projections des éléments moteurs du scénario, y compris les projections macroéconomiques du PIB, les projections démographiques relatives à la population totale et à la part de la population urbaine et rurale, le nombre de personnes par ménage et la projection de la demande de transport pour les passagers et le fret. En outre, les objectifs prévus pour l'accès à l'électricité et à la cuisson propre à Madagascar ont été largement discutés avec les parties prenantes et ont été formulés selon le tableau suivant Tableau3 : Objectifs d'accès pour le scénario de référence pour le scénario de référence.

Tableau3 : Objectifs d'accès pour la ligne de base

	2022	2030	2063
Accès total à l'électricité	36%	40%	50%
Accès à l'électricité Urbain		75%	80%
Accès à l'électricité en milieu rural		38%	50%
Cuisson propre et totale	17%	25%	50%
Cuisson urbaine propre		50%	50%
Cuisson propre en milieu rural		12%	50%

Le scénario de référence sert de contrefactuel, montrant aux décideurs la trajectoire qu'ils n'endossent implicitement en ne faisant rien d'autre que ce qui est déjà en place en matière d'interventions et de mesures politiques.

2.Le scénario de base optimiste est basé sur le scénario de base avec des objectifs plus optimistes pour l'accès à l'énergie selon Tableau4 : Objectifs d'accès pour le scénario de base optimiste . Toutes les autres données relatives aux facteurs clés et aux hypothèses sont les mêmes que celles du scénario de base. En ce sens, le scénario de référence optimiste présente l'effort supplémentaire nécessaire pour atteindre des niveaux plus élevés d'accès à l'électricité et à la cuisson propre dans le pays.

Tableau4 : Objectifs d'accès pour le scénario de base optimiste

	2022	2030	2063
Accès total à l'électricité	36%	60%	80%
Accès à l'électricité Urbain		80%	100
Accès à l'électricité en milieu rural		53%	80%
Cuisson propre et totale	17%	38%	80%
Cuisson urbaine propre		75%	80%
Cuisson propre en milieu rural		18%	80%

3.Le VDP pousse l'objectif vers un niveau proche de zéro d'ici à 2063. Il prévoit une électrification agressive des utilisations finales et un déploiement à grande échelle des énergies renouvelables variables à long terme. Les objectifs d'accès à l'énergie envisagés dans le scénario VDP visent un accès total pour tous d'ici 2063 (Tableau5 : Objectifs d'accès pour le scénario VDP). Les moteurs macroéconomiques et démographiques du scénario VDP sont les mêmes que ceux du scénario de référence, mais le scénario met en œuvre toutes les interventions examinées en détail au chapitre 5, y compris les mesures d'efficacité énergétique, les mesures visant à réduire la demande en véhicules-kilomètres pour le transport et le transfert modal des modes de transport privés vers les transports publics, l'électrification des utilisations finales et le déploiement à grande échelle d'énergies renouvelables variables dans la production d'électricité. Les hypothèses d'entrée détaillées pour le scénario VDP se trouvent à l'annexe 1.

Tableau5 : Objectifs d'accès pour le scénario VDP

	2022	2030	2063
Accès total à l'électricité	36%	80%	100
Accès à l'électricité Urbain		95%	100
Accès à l'électricité en milieu rural		76%	80%
Cuisson propre et totale	17%	50%	100

Cuisson urbaine propre		100%	100
Cuisson propre en milieu rural	17%	241	100

4.VDP LT est basé sur le scénario VDP (c'est-à-dire qu'il utilise les mêmes facteurs macroéconomiques et démographiques) mais pousse encore plus loin la décarbonisation du secteur de l'énergie à long terme après 2040. Les mêmes objectifs d'accès à l'énergie que dans le VDP sont utilisés mais les efforts de décarbonisation sont accrus après 2040, avec une capacité accrue des sources d'énergie renouvelables, l'électrification complète du transport routier de passagers, l'électrification partielle du transport de marchandises, le changement de combustible dans l'industrie et les services vers des alternatives plus propres et l'électricité, des réalisations plus importantes en matière d'efficacité énergétique et la mise en œuvre de nouvelles technologies dans tous les secteurs. Les hypothèses de scénario détaillées pour le VDP LT sont également présentées à l'annexe 1.

LEAP calcule l'évolution du secteur de l'énergie sur la base des effets projetés des mesures décrites en détail dans les chapitres suivants. L'interface visualise le résultat des calculs sous forme de flux Sankey (voir le chapitre 3 pour plus de détails), de tableaux de bord technico-économiques et de blocs d'émissions cumulées, traduisant des calculs complexes en éléments visuels pouvant être interprétés par des non-spécialistes, ce qui permet un engagement productif de la part des parties prenantes.

2.3.3 Consultation des parties prenantes

Le processus de développement du NVDP a intégré des boucles participatives à chaque point de décision, transformant les parties prenantes de simples bénéficiaires en coauteurs, ce qui leur a permis de s'approprier les résultats. L'engagement s'est déroulé en quatre vagues, chacune d'entre elles étant programmée pour maximiser les dividendes de la connaissance.

- **Vague 1** : La validation des données a rassemblé les ministères, les régulateurs, le bureau des statistiques, les services publics, les distributeurs de carburant et les observateurs de la société civile. Les participants ont examiné les bilans énergétiques préliminaires, signalé les anomalies et apporté des corrections d'origine locale.
- **Vague 2** : L'élaboration de scénarios a réuni les ministères, les régulateurs et les services publics concernés, ainsi que le secteur privé et la société civile. Nous avons formulé des limites narratives, par exemple la rigueur des normes d'efficacité. En discutant des hypothèses implicites, l'exercice a permis de protéger le modèle contre la critique de la "surenchère technocratique".
- **Vague 3** : L'examen des résultats a permis de présenter les résultats du modèle aux parties prenantes. Cette divulgation a permis aux parties prenantes de faire part de leurs commentaires et d'affiner le modèle.
- **Vague 4** : L'élaboration des politiques a transformé les voies optimisées en mesures réalisables assorties de calendriers indicatifs. Ici, la transition énergétique cesse d'être une courbe abstraite sur l'écran du modélisateur pour devenir une entrée dans le grand livre des plans de travail ministériels.

L'effet cumulatif du processus en quatre vagues est double. Premièrement, il favorise l'appropriation : lorsque le moment est venu de préparer et de défendre les allocations du budget d'investissement ou les ajustements tarifaires, les décideurs politiques peuvent remonter la chaîne de causalité jusqu'aux conversations qu'ils ont contribué à rédiger. Deuxièmement, il constitue un cours accéléré de formation à la modélisation pour les fonctionnaires et la société civile, faisant ainsi progresser le pilier "capacité humaine" de l'ETSAP.

2.3.4 Consultation des parties prenantes

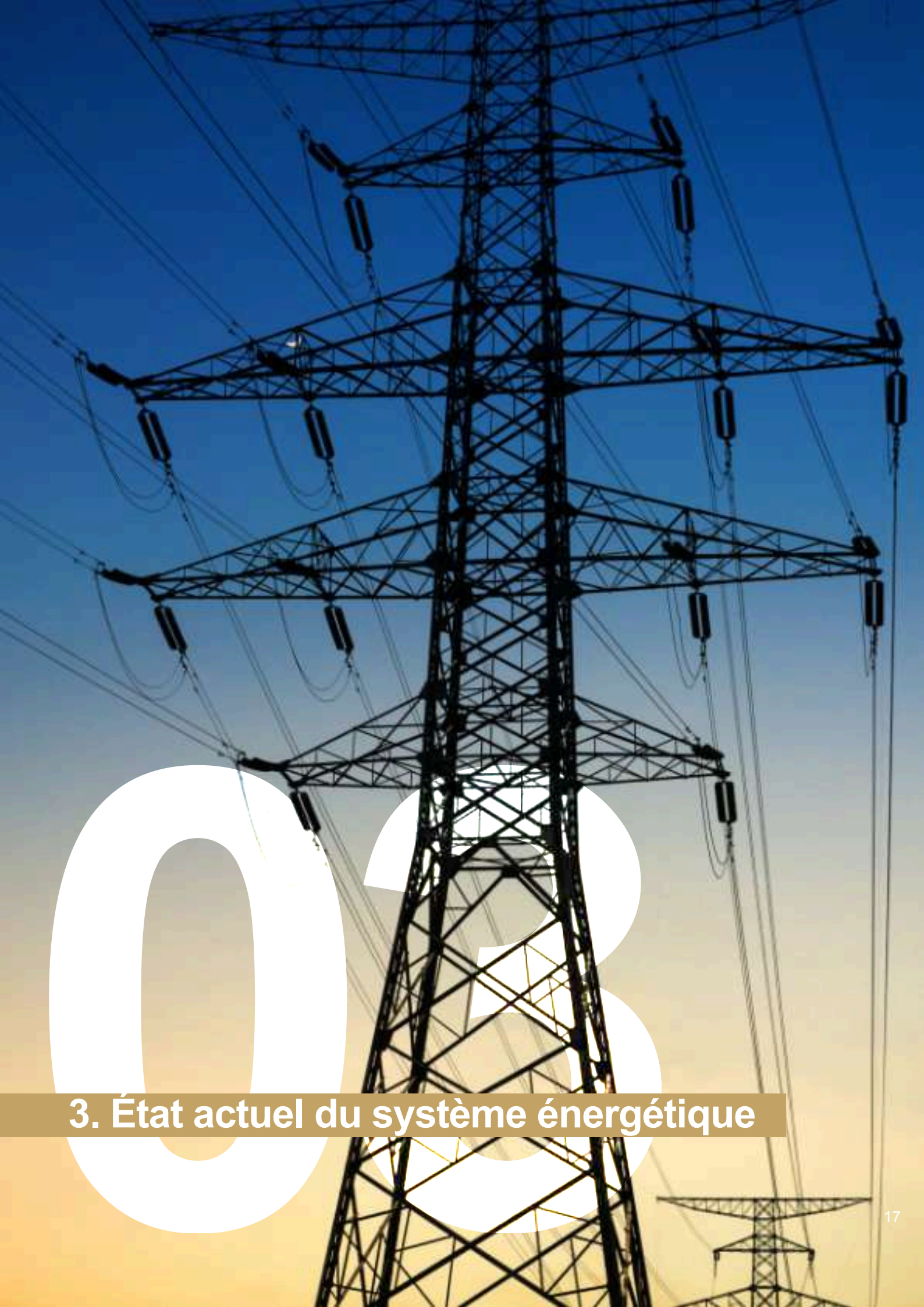
Le dernier anneau méthodologique relie les résultats nationaux à la structure continentale. Ce résultat est obtenu grâce à un double mécanisme clé : l'alignement métrique et le marquage des interventions.

- **L'alignement des mesures** garantit que chaque ICP sectoriel reflète ceux de la matrice de suivi et d'évaluation de l'ETSAP : gigawatts de capacité renouvelable ajoutée, pourcentage d'amélioration de la productivité énergétique, proportion de la population ayant accès à une cuisson propre. En utilisant des unités comparables, les VDPN pilotes s'intègrent naturellement dans le tableau de bord continental, permettant une agrégation similaire et un suivi des progrès. Il convient de souligner que ces mesures sont le résultat du modèle LEAP et non des estimations de haut niveau.
- **Le marquage des interventions** classe chaque action issue du calcul dans l'un des trois horizons temporels ETSAP :
- À court terme : Mesures simples à impact rapide (≤ 2029, friction politique minimale, forte compétitivité en termes de coûts).
- Moyen terme : Accélérateurs d'expansion (2030-2040, nécessitant une mobilisation importante de capitaux ou une réforme institutionnelle).
- Long terme : Facteurs de transformation (> 2040, en fonction de l'apprentissage des technologies au niveau mondial et de l'intégration des marchés continentaux).

En cartographiant les mesures de cette manière, les SNDP remplissent une fonction politique : elles signalent à l'UA les plates-formes continentales - organes de normalisation, pools d'énergie régionaux, mécanismes de financement du climat - qui doivent se synchroniser pour débloquer l'ambition nationale et, à l'inverse, alertent les planificateurs nationaux lorsque l'inertie nationale risque d'entraver les progrès à l'échelle continentale.

Cette approche et cette méthodologie permettent d'impliquer toutes les parties prenantes et de comprendre les résultats à venir. Le succès de cette approche et de la méthodologie qui en découle va au-delà des résultats de modélisation sophistiqués, mais catalyse des résultats concrets : par exemple, des réductions des pertes de transmission visibles sur les registres des services publics, des fermes solaires dans les zones rurales, trois feux de pierre remplacés par des fourneaux efficaces à base de biomasse. Ce n'est qu'à ce moment-là que la voie cessera d'être une stratégie sur papier pour devenir le moteur d'un avenir africain alimenté par ses propres ressources inépuisables que sont le soleil, le vent, les minéraux et l'ingéniosité humaine.





03

3. État actuel du système énergétique

3 État actuel du système énergétique

Le diagramme de Sankey du système énergétique de Madagascar pour 2022, selon le bilan détaillé et énergétique fourni par le Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH) peut être vu dans Figure5 : Diagramme de Sankey Madagascar 2022.

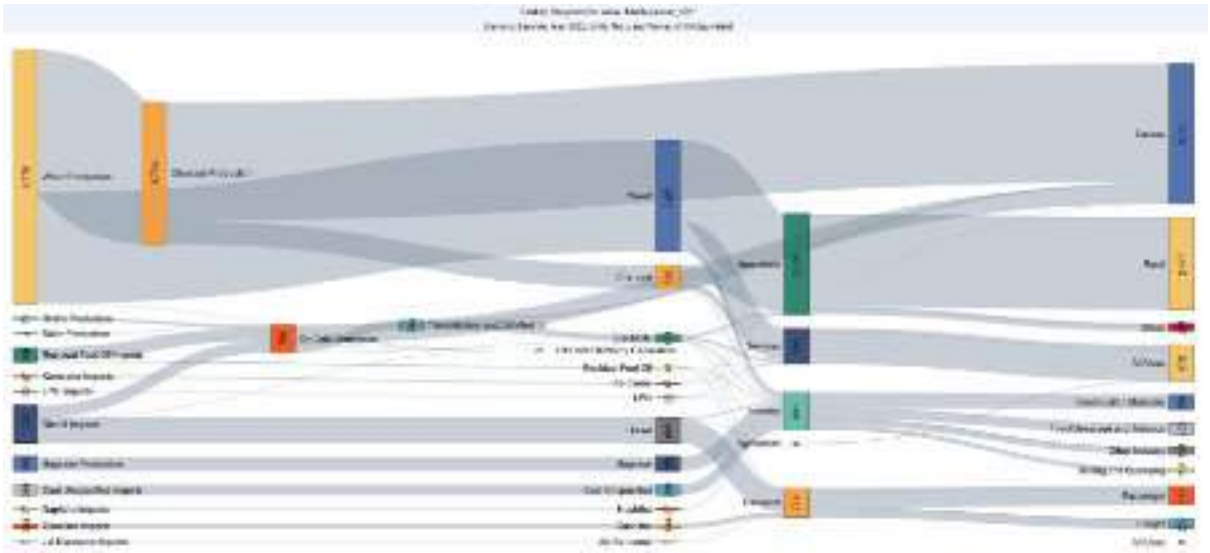


Figure5 : Diagramme de Sankey Madagascar 2022.

La biomasse domine l'approvisionnement en énergie, utilisée pour la production de charbon de bois et l'utilisation directe, principalement dans les secteurs résidentiel et commercial/services. Tous les produits pétroliers sont importés et utilisés principalement dans les secteurs des transports et de l'industrie. Le niveau élevé des pertes est également une observation importante et un point clé pour l'amélioration de l'efficacité globale du système.

3.1.1.Sources d'énergie primaire (fossiles, renouvelables) et mix électrique

En 2022, l'offre totale d'énergie primaire (ETP) de Madagascar a atteint environ 9 166 milliers de tonnes d'équivalent pétrole (ktep), et a reflété la dépendance continue du pays à l'égard de la biomasse traditionnelle et des combustibles fossiles importés. Les sources d'énergie renouvelables, dominées par la biomasse, représentaient environ 78 % de la PTEP (6 775 ktep de bois et 388 ktep de bagasse). Les principales sources d'énergie renouvelable étaient le bois (74 % de la PTEP), utilisé principalement pour la cuisson et l'eau chaude dans les ménages, la bagasse (4 %), utilisée principalement dans des applications industrielles (industrie de la canne à sucre) et l'hydroélectricité (0,8 %), qui a joué un rôle limité mais stratégique dans le bouquet électrique. Les systèmes solaires photovoltaïques sont restés marginaux, contribuant à une très faible part (0,05%) de l'approvisionnement total en énergie primaire (Figure6 : Parts de l'approvisionnement primaire Madagascar 2022.).

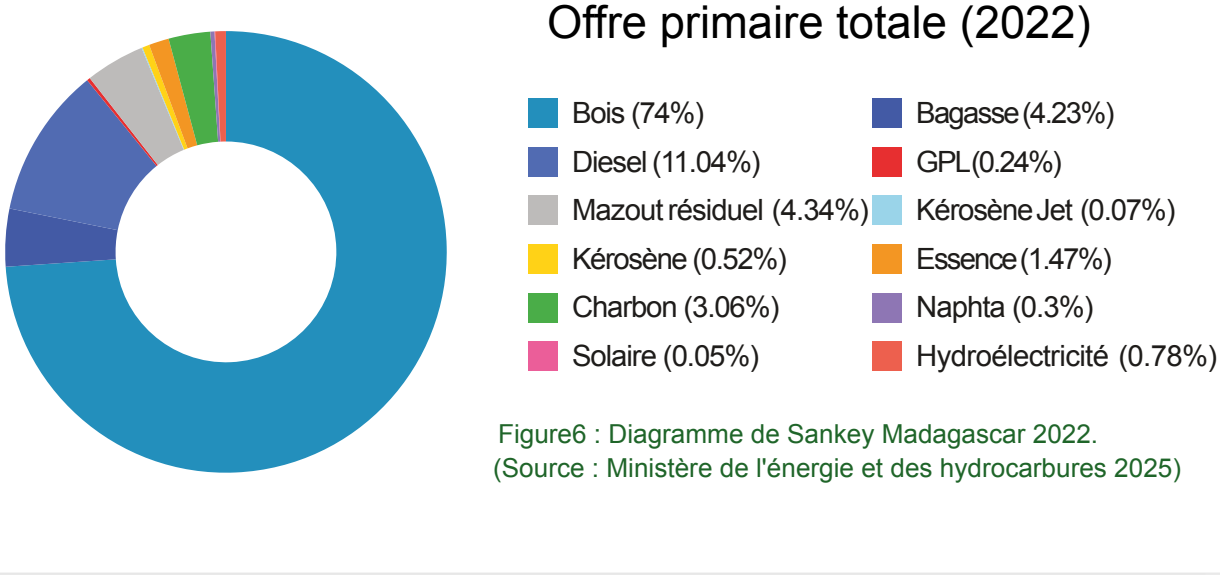


Figure6 : Diagramme de Sankey Madagascar 2022.
(Source : Ministère de l'énergie et des hydrocarbures 2025)

Les combustibles fossiles, principalement constitués de produits pétroliers (diesel, essence, carburéacteur, fuel résiduel et gaz de pétrole liquéfié (GPL)) et de charbon, représentaient environ 21 % de la PTEP (1 927 ktep). Tous les besoins en combustibles fossiles ont été entièrement couverts par des importations, ce qui souligne la vulnérabilité de Madagascar aux fluctuations externes des prix des combustibles et aux perturbations de la chaîne d'approvisionnement maritime. La forte dépendance à l'égard des produits pétroliers importés est particulièrement critique pour le secteur des transports, les activités industrielles et la production d'électricité d'appoint dans les centres urbains.

La prédominance des énergies renouvelables à Madagascar est toutefois trompeuse lorsqu'elle est considérée sous l'angle de la durabilité. Plus des deux tiers de l'approvisionnement en énergies renouvelables proviennent de l'exploitation non durable de la biomasse (le bois représente 74 % de la PTEP), ce qui implique des taux élevés de déforestation, de perte de biodiversité et d'augmentation des émissions dues au changement d'utilisation des terres. Sans une évolution significative vers des énergies renouvelables modernes telles que l'hydroélectricité (0,78 %), le solaire (0,05 %) et l'éolien (0 % en 2022), le système énergétique continuera d'aggraver la dégradation de l'environnement.

La structure de l'énergie primaire reflète donc une double dépendance : à l'égard de la biomasse traditionnelle, principalement pour les besoins énergétiques des ménages, et à l'égard des combustibles fossiles importés pour les transports, l'industrie et la production d'électricité. Cette situation pose des défis complexes pour la planification de la transition énergétique, qui nécessite non seulement une diversification des sources d'énergie, mais aussi une transformation fondamentale des modes d'accès à l'énergie, en particulier dans les zones rurales.

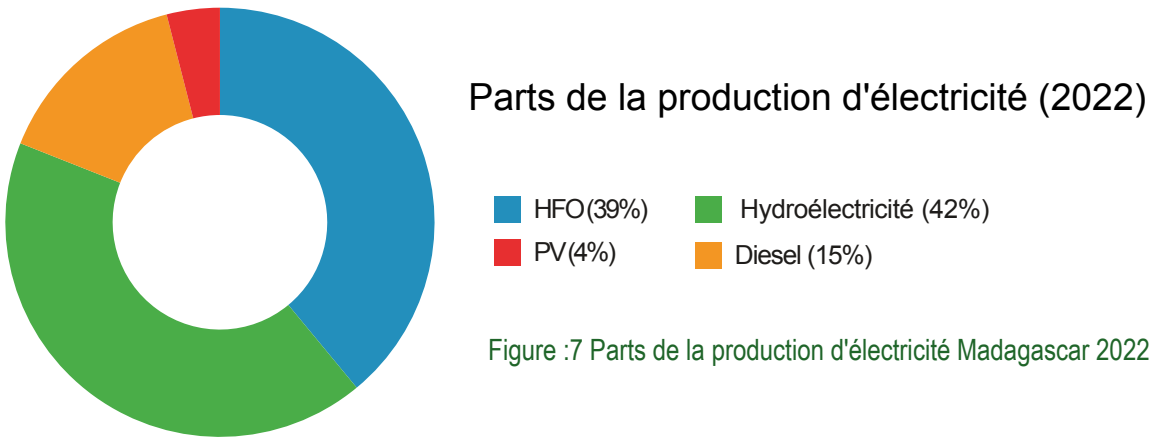


Figure :7 Parts de la production d'électricité Madagascar 2022

En 2022, le profil de production d'électricité de Madagascar reste fortement orienté vers les combustibles fossiles, malgré un potentiel d'énergie renouvelable abondant. L'analyse de la production nationale d'électricité a révélé que 54 % de l'approvisionnement en électricité provenait de combustibles fossiles (diesel et mazout résiduel), tandis que 42 % provenait de centrales hydroélectriques et 4 % de l'énergie solaire en 2022 (Figure7 : Répartition des générations d'électricité Madagascar 2022.). La production à base de diesel reflète la dépendance généralisée à l'égard des centrales thermiques de petite et moyenne taille, à la fois pour les systèmes de production connectés au réseau et isolés à travers l'île. Le fioul résiduel est généralement utilisé dans les grandes centrales centralisées situées près des centres urbains comme Antananarivo. La forte dépendance à l'égard du diesel et des combustibles lourds impose non seulement des coûts importants à l'économie, en raison de la nécessité d'importer tous les produits pétroliers, mais expose également le secteur de l'électricité à des risques de sécurité aigus liés à la volatilité des prix des combustibles et aux perturbations de la chaîne d'approvisionnement lors d'événements météorologiques extrêmes. La prédominance des combustibles fossiles dans le mix électrique ne compromet pas seulement la sécurité énergétique du pays, mais augmente aussi considérablement le coût du service pour la JIRAMA (la compagnie nationale) et les utilisateurs finaux. Les coûts élevés de l'électricité, combinés à des pannes fréquentes et à une faible qualité de service, ont érodé la confiance du public et contribué à une dépendance généralisée à l'égard des générateurs diesel privés, ce qui aggrave encore la dépendance à l'égard des combustibles et la facture d'importation qui en découle.

D'un point de vue stratégique, Madagascar est confronté à un point d'inflexion critique. L'augmentation des investissements dans les projets hydroélectriques déjà en cours de développement (par exemple, Sahofika, Volobe II) et l'expansion de la production solaire à l'échelle des services publics et décentralisée seront essentielles pour rééquilibrer le mix électrique. L'accélération de la transition vers des énergies renouvelables modernes permettrait non seulement d'atténuer les risques d'approvisionnement, mais aussi de contribuer de manière significative à la réalisation des objectifs nationaux de 85 % d'électricité renouvelable d'ici à 2030, comme indiqué dans le pacte national pour l'énergie de la mission 300.

3.1.2.Accès à l'énergie et connectivité au réseau

En 2022, Madagascar figurait parmi les pays ayant un faible accès à l'énergie au niveau mondial, avec de profondes disparités entre les zones urbaines et rurales. L'accès à l'électricité au niveau national en 2022 était d'environ 36%, avec un taux d'électrification rural très en retard de 11%, tandis que l'accès de la population urbaine était de 72%. Selon les dernières données disponibles, l'accès à l'électricité en 2024 atteignait 74 % dans les zones urbaines et près de 18 % dans les zones rurales, l'accès au niveau national atteignant environ 39 % (communication avec l'ADER, mars 2025). Ce faible accès à l'énergie constitue un obstacle majeur au développement social et économique, en particulier dans les régions rurales où l'agriculture reste la principale source de revenus des ménages.

Le réseau national, exploité principalement par l'entreprise publique JIRAMA, se caractérise par une couverture géographique limitée, des pertes techniques et commerciales élevées et des problèmes opérationnels chroniques. L'infrastructure du réseau était concentrée dans quelques grands centres urbains, notamment Antananarivo, Toamasina et Mahajanga, laissant de vastes régions du pays soit mal desservies, soit complètement déconnectées.

Les pertes totales dans la transmission et la distribution ont été estimées à 29,5 % de l'électricité produite en 2023 (y compris les pertes techniques estimées à 11,5 % et les pertes commerciales estimées à 18 %), Les pertes techniques reflètent le vieillissement de l'infrastructure, les réseaux surchargés et les régimes de maintenance faibles. Les pertes commerciales, dues au non-paiement, aux connexions illégales et à l'inefficacité administrative, affectent la viabilité financière de la JIRAMA.

Au-delà du réseau national, les solutions hors réseau et les mini-réseaux ont joué un rôle croissant. Des systèmes solaires domestiques décentralisés, des mini-centrales hydroélectriques et des mini-réseaux hybrides ont commencé à voir le jour dans le cadre de programmes d'électrification rurale soutenus par des donateurs. Cependant, les coûts initiaux élevés, l'accès limité au financement et les barrières institutionnelles ont ralenti l'expansion des initiatives d'accès à l'énergie hors réseau (selon l'ADER, environ 12,3 % de la population rurale avait un accès au réseau (mini-réseau et JIRAMA) et 5,4 % un accès hors réseau grâce à des systèmes photovoltaïques individuels en 2024).



Les problèmes d'accès à l'énergie sont étroitement liés aux questions plus générales de l'accessibilité financière et de la qualité de l'énergie. Même dans les zones électrifiées, de nombreux ménages à faibles revenus ont eu du mal à payer les frais de raccordement et les frais de service courants. En outre, la fiabilité limitée de l'approvisionnement et la mauvaise qualité de l'énergie ont limité l'utilisation productive de l'électricité, en particulier dans des secteurs tels que l'agro-industrie, l'éducation et les soins de santé.

Le Pacte Énergétique National pour Madagascar fixe des objectifs ambitieux pour transformer le paysage énergétique du pays d'ici 2030. Le plan vise à faire passer le taux national d'accès à l'électricité de 36 % en 2022 à 80 % en 2030, ce qui représente 3,5 millions de connexions supplémentaires et couvre environ 17,7 millions de personnes (Tableau6 : Objectifs d'accès dans le PEN). Une caractéristique importante de la stratégie est l'accent mis sur les solutions décentralisées, 80 % des nouvelles connexions devant être assurées par des systèmes solaires domestiques, des nano-réseaux et des mini-réseaux, tandis que la compagnie nationale JIRAMA est chargée de fournir les 20 % restants sur le site . Parallèlement, le pacte national pour l'énergie vise à faire passer l'accès à la cuisson propre de 14 % à 50 % de la population. Pour atteindre ces objectifs, il faudra mobiliser des investissements estimés à 7,2 milliards USD d'ici 2030 (Pacte Énergétique National pour Madagascar - PEC 2025), le secteur privé et les partenaires internationaux étant appelés à jouer un rôle important.

Tableau6 : Objectifs d'accès au PEN

Indicateu	Situation de référence (2022)	Objectif	Détails
Accès à l'électricité	36% moyenne nationale	Taux d'accès de 80	3,5 millions de nouvelles connexions (17,7 millions de personnes)
Répartition des nouvelles connexions			- 20 % via la JIRAMA (extensions du réseau) (~0,7 million de connexions) - 80% via les SHS (systèmes solaires domestiques), les nano-réseaux, les mini-réseaux (~2,8 millions de connexions)
Accès à la cuisson propre	14% de la population	Taux d'accès de 50	3,5 millions de ménages ciblés (18 millions de personnes)
Taux de croissance annuel de l'accès à l'électricité Objectif	1.7% (2019-2022)	5,5 % par an (2023-2030)M300-AES-Compact-Madaga...	
Investissement nécessaire		7,2 milliards d'USD au total d'ici à 2030	1,2 milliard USD par an ; 40 % secteur public, 60 % secteur privé

Source : Pacte Énergétique National pour Madagascar 2025

3.2.Consommation d'énergie et émissions par secteur

Les dernières émissions officielles de GES par secteur figurent dans la troisième communication nationale (2017) et se réfèrent à l'année de référence 2010. La figure8 : Émissions de GES par secteur en 2010. montre la prédominance de l'utilisation des terres et des activités agricoles dans le profil d'émissions du pays. L'utilisation des terres, le changement d'affectation des terres et la foresterie (UTCF) représentent environ 81 % des émissions totales, reflétant les impacts significatifs de la déforestation, de la dégradation des terres et de la perte de biomasse. Le secteur agricole a contribué à environ 16 % des émissions nationales, principalement en raison des émissions de méthane provenant de la riziculture et de l'élevage, ainsi que des émissions d'oxyde nitreux provenant des sols.

En revanche, les secteurs de l'énergie, des déchets et des processus industriels représentaient ensemble moins de 3 % des émissions de Madagascar. Les émissions du secteur de l'énergie étaient principalement liées à la production d'électricité à base de diesel et au transport, tandis que les émissions provenant des déchets et des activités industrielles sont restées minimes.

Alors que la contribution du secteur de l'énergie était modeste en 2010, il est important de noter que la croissance future du PIB et les objectifs nationaux d'accès à l'énergie pourraient entraîner des augmentations substantielles des émissions de GES liées à l'énergie si une planification et des investissements appropriés à faible émission de carbone ne sont pas priorisés. Sans un changement délibéré vers des voies énergétiques durables, Madagascar risque de s'enfermer dans une trajectoire d'augmentation des émissions provenant de systèmes énergétiques basés sur les combustibles fossiles.

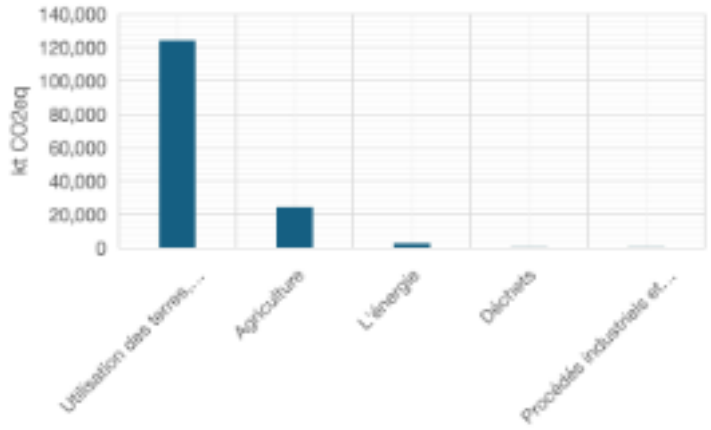


Figure :8 Émissions de GES par secteur en 2010

(Source : troisième communication nationale 2017)

3.2.1.L'électricité

es schémas de consommation d'électricité à Madagascar en 2022 reflétaient les faiblesses du mix de production national et de l'infrastructure du réseau. Dans l'ensemble, l'accès à l'électricité est resté faible par rapport aux normes internationales, avec seulement 36 % de la population connectée à une source d'électricité. En 2024, seuls 12,3 % de la population rurale avaient un accès au réseau (mini-réseaux et JIRAMA) et 5,4 % un accès hors réseau grâce à des systèmes photovoltaïques individuels (ADER 2024). Parmi ceux qui avaient accès au réseau électrique, la

qualité du service était très inégale, caractérisée par des coupures fréquentes, une instabilité de la tension et des heures de service limitées, en particulier en dehors de la région de la capitale.

Dans la consommation finale totale d'électricité, le secteur résidentiel représente la plus grande part, en raison de l'éclairage de base, du chargement des téléphones portables et de l'utilisation limitée d'appareils électroménagers. Cependant, même parmi les ménages connectés, la consommation moyenne d'électricité par habitant reste faible - estimée à moins de 100 kWh/an[AIE 2022 https://www.iea.org/countries/madagascar/electricity] - reflétant l'accessibilité et la fiabilité limitées de l'approvisionnement (voir également Figure9 : Consommation d'électricité par secteur Madagascar 2022).

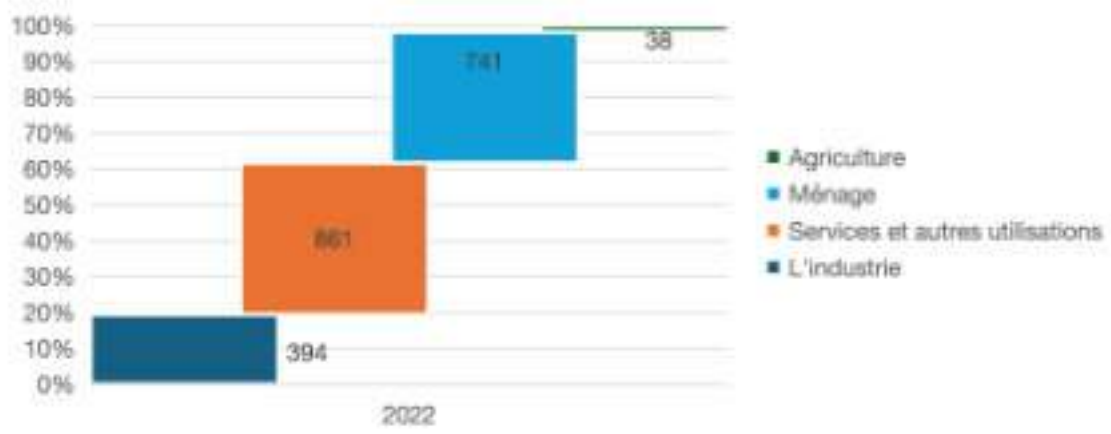


Figure9 : Consommation d'électricité par secteur Madagascar 2022
(Source : Ministère de l'énergie et des hydrocarbures, bilan énergétique, 2025

Les secteurs du commerce et des services, y compris les institutions gouvernementales, les petites entreprises et les établissements de soins de santé, représentent les deuxièmes plus grands consommateurs d'électricité. Dans les centres urbains comme Antananarivo et Toamasina, les entreprises fonctionnent souvent avec des générateurs diesel de secours pour atténuer l'impact du manque de fiabilité du réseau, ce qui augmente leurs coûts opérationnels et leur empreinte carbone.

Le secteur industriel représente une part relativement faible de la demande nationale d'électricité. La plupart des consommateurs industriels, en particulier ceux qui se trouvent en dehors des grandes villes, dépendent fortement de l'autoproduction à l'aide de groupes électrogènes diesel. Le coût élevé de l'autoproduction, souvent deux à trois fois plus élevé que les tarifs de l'électricité du réseau, limite la productivité et la compétitivité de l'industrie.

L'agriculture, bien qu'elle emploie plus de 70 % de la population malgache, ne consomme que 2 % de la consommation finale d'électricité. L'électrification des zones rurales est principalement réalisée par des solutions décentralisées, telles que les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux, plutôt que par des extensions du réseau.

Une caractéristique importante du profil de consommation d'électricité de Madagascar en 2022 était l'inefficacité et les pertes techniques et commerciales élevées au sein du réseau national. Les pertes ont été estimées à environ 29 % de la production totale sur le réseau, en raison d'une infrastructure obsolète, d'une mauvaise maintenance et de pertes non techniques généralisées (vol, connexions sans compteur). Cette situation a aggravé les déficits financiers de la JIRAMA, nécessitant des subventions gouvernementales et limitant davantage la capacité de la compagnie à investir dans l'expansion et la modernisation.



3.2.2.L'industrie

Le secteur industriel à Madagascar joue un rôle stratégique dans l'économie nationale, contribuant à environ 22% du PIB du pays en 2022, principalement grâce à l'agro-industrie, au textile, à l'exploitation minière et à la production de ciment. Cependant, l'accès à l'énergie et sa fiabilité restent des obstacles majeurs à l'expansion et à la modernisation de l'industrie.

En 2022, la consommation d'énergie du secteur industriel se caractérisait par une forte dépendance à l'égard des combustibles fossiles, en particulier le diesel et le fioul résiduel, utilisés à la fois pour la production d'électricité sur place et pour la chaleur directe des processus. La plupart des industries, y compris les grandes exploitations minières, les usines textiles et les unités de transformation alimentaire, utilisaient des générateurs diesel pour compenser le manque de fiabilité et la couverture limitée du réseau public. Cette stratégie d'autoproduction, bien qu'essentielle pour la continuité des activités, entraînait des coûts énergétiques élevés. Les tendances actuelles montrent une augmentation des systèmes solaires photovoltaïques dans les applications industrielles. L'électricité provenant du réseau national représente une part beaucoup plus faible des besoins énergétiques de l'industrie. Le charbon importé est utilisé dans l'industrie du ciment dans le cadre du processus industriel.

La biomasse (principalement le charbon de bois et la bagasse) a également joué un rôle important, en particulier dans les activités agro-industrielles. Dans des secteurs tels que la production de sucre, l'usinage du riz et la transformation alimentaire à petite échelle, la bagasse et la biomasse ont été utilisées pour répondre aux besoins en énergie thermique tels que le séchage, l'ébullition et la cuisson à la vapeur. Le secteur minier, bien que relativement énergivore par rapport à d'autres industries, fonctionnait généralement en dehors du réseau public. Les grandes sociétés minières ont développé des solutions énergétiques spécifiques, souvent basées sur des centrales diesel isolées.

3.2.3.Transport

Le secteur des transports à Madagascar est le plus grand consommateur de combustibles fossiles et le deuxième contributeur à la demande énergétique nationale. En 2022, près de 48% des produits pétroliers importés étaient destinés au secteur des transports (42% pour la production d'électricité, 7,5% pour l'industrie et le reste pour les ménages, les services et l'agriculture).

Le transport routier domine le secteur, représentant plus de 90 % des mouvements de passagers et de marchandises. Le diesel était le principal carburant, consommé par les bus, les camions et les véhicules 4x4, qui constituent l'épine dorsale des transports urbains et ruraux. L'essence, bien que moins dominante, était principalement utilisée par les voitures particulières et les deux-roues, en particulier dans les grands centres urbains comme Antananarivo, Toamasina et Fianarantsoa. En outre, il n'y a pas de réglementation sur l'âge ou les limites d'émission des véhicules importés, de sorte que Madagascar importe régulièrement des voitures d'occasion très polluantes et le pays n'a pas de réglementation stricte sur les carburants de transport, ce qui contribue de manière significative à la pollution de l'air urbain.

La consommation de kérosène était relativement faible par rapport aux carburants terrestres, mais elle est restée essentielle pour maintenir la connectivité aérienne à travers la géographie fragmentée de l'île. En 2022, l'aviation civile a commencé à se remettre de la grave récession causée par la pandémie de COVID-19.

Le transport ferroviaire n'a joué qu'un rôle minime, limité par des infrastructures obsolètes, des itinéraires restreints et un sous-investissement. La principale ligne de chemin de fer (TCE - Tananarive Côte Est) fonctionnait avec des locomotives diesel et aucun projet d'électrification n'est actuellement en cours. De même, le transport maritime est resté localisé, répondant principalement aux besoins de la navigation côtière nationale à l'aide de petits navires à moteur diesel.

La dépendance structurelle du secteur à l'égard des combustibles fossiles l'a fortement exposé à la volatilité des prix mondiaux. Les augmentations des prix internationaux du pétrole en 2022 ont eu un impact inflationniste direct sur les coûts de transport, affectant les prix des biens, des services et de la mobilité des ménages, en particulier dans les régions isolées et rurales où les options de transport sont limitées et coûteuses.

En termes d'impact environnemental, le secteur des transports est apparu comme l'une des sources d'émissions de gaz à effet de serre dont la croissance est la plus rapide à Madagascar. Bien que sa part totale dans les émissions nationales soit restée inférieure à celle du changement d'affectation des terres, l'absence de normes sur les émissions des véhicules, l'utilisation généralisée de véhicules vieillissants et inefficaces et les mauvaises pratiques d'entretien ont aggravé l'empreinte carbone du secteur.

Les efforts visant à améliorer l'efficacité énergétique des transports sont restés balbutiants. Les initiatives publiques telles que la promotion du renouvellement des flottes de transport public, l'expansion de l'infrastructure routière en tenant compte du climat ou l'introduction de normes d'économie de carburant pour les véhicules importés en étaient encore au stade de la planification ou des premières phases pilotes. Les initiatives du secteur privé en matière de mobilité électrique (par exemple, les motos et les tuk-tuks électriques) ont commencé à voir le jour, mais se sont heurtées à des obstacles majeurs, notamment des coûts initiaux élevés et un approvisionnement en électricité peu fiable pour les infrastructures de recharge.

3.2.4.Bâtiments

Le secteur du bâtiment, qui englobe les secteurs résidentiel, commercial et les institutions publiques, représentait une part importante de la consommation totale d'énergie finale de Madagascar en 2022. Cependant, son profil énergétique reste très traditionnel et inefficace, avec de profondes disparités entre les zones urbaines et rurales.

Dans le secteur résidentiel, qui représente plus de 80 % du parc immobilier national, l'utilisation de l'énergie était largement dominée par la biomasse traditionnelle, en particulier le bois et le charbon de bois. Environ 85 % des ménages utilisent la biomasse pour la cuisson, le chauffage et, dans les zones rurales, même pour un éclairage limité. Dans les centres urbains, le charbon de bois était préféré au bois de chauffage en raison de sa facilité de transport et de stockage, même s'il restait une option coûteuse et nuisible à l'environnement. L'accès aux services énergétiques modernes reste faible. Seuls 36 % environ de la population avaient accès à l'électricité.

La consommation d'énergie dans le secteur commercial - y compris les entreprises, les hôtels, les restaurants, les commerces de détail et les bureaux administratifs - est restée modeste mais dépendante de l'électricité. Le manque de fiabilité du réseau a conduit de nombreux établissements commerciaux à investir dans leurs propres systèmes de secours, généralement des groupes électrogènes diesel, ce qui a entraîné une augmentation des coûts d'exploitation et des émissions de carbone. Les bâtiments du secteur public - écoles, hôpitaux et administrations - ont également été confrontés à de graves problèmes énergétiques. Des allocations budgétaires limitées et des pratiques d'entretien des infrastructures déficientes ont entraîné des coupures de courant fréquentes, entravant la prestation de services, en particulier dans les centres de santé ruraux et les établissements d'enseignement. La situation s'est aggravée lors d'événements climatiques extrêmes tels que les cyclones, lorsque les pannes de réseau pouvaient durer plusieurs semaines.

En 2022, l'efficacité énergétique des bâtiments était quasiment absente des pratiques de construction. Les matériaux de construction traditionnels (briques, argile, chaume) dominaient la construction rurale, tandis que le développement urbain continuait à s'étendre sans tenir compte des normes de performance énergétique. Il n'existe pas de codes de construction obligatoires ni de systèmes d'étiquetage énergétique pour les propriétés résidentielles ou commerciales au niveau national.

3.2.5.Pétrole et gaz

Le secteur pétrolier et gazier à Madagascar est relativement petit en termes d'infrastructures mais stratégiquement critique pour le système énergétique national. En 2022, le pays dépendait à 100 % des importations de produits pétroliers, sans capacité de raffinage nationale et avec des infrastructures de stockage limitées. Le bilan énergétique national montre que les principaux produits pétroliers importés sont le diesel (la part la plus importante), l'essence, le kérosène, le GPL, le fioul résiduel et de plus petits volumes de naphta. Le volume total des importations de pétrole en 2022 a atteint 1,6 Mtep, ce qui souligne l'importance du secteur pour le fonctionnement de l'économie dans son ensemble, en particulier pour les transports, la production d'électricité, l'industrie et les services essentiels.

Le secteur pétrolier et gazier à Madagascar est relativement petit en termes d'infrastructures mais stratégiquement critique pour le système énergétique national. En 2022, le pays dépendait à 100 % des importations de produits pétroliers, sans capacité de raffinage nationale et avec des infrastructures de stockage limitées. Le bilan énergétique national montre que les principaux produits pétroliers importés sont le diesel (la part la plus importante), l'essence, le kérosène, le GPL, le fioul résiduel et de plus petits volumes de naphta. Le volume total des importations de pétrole en 2022 a atteint 1,6 Mtep, ce qui souligne l'importance du secteur pour le fonctionnement de l'économie dans son ensemble, en particulier pour les transports, la production d'électricité, l'industrie et les services essentiels.

Les activités en aval, telles que l'importation, le stockage, la distribution et la vente au détail de carburants, sont gérées par une poignée d'opérateurs du secteur privé. Les réseaux de distribution sont concentrés autour des grands centres urbains et des principaux corridors économiques, tandis que de vastes régions de l'intérieur restent mal desservies et n'ont qu'un accès limité aux carburants modernes.

Le GPL, malgré son potentiel reconnu en tant que combustible de cuisson propre et son rôle important dans les stratégies de transition énergétique, reste une composante mineure du bouquet énergétique national. Les coûts élevés, l'infrastructure de distribution limitée et la faible sensibilisation des consommateurs empêchent le GPL de pénétrer de manière significative les marchés ruraux ou les marchés urbains à faibles revenus.

Les contraintes liées à l'infrastructure pétrolière constituent des facteurs de vulnérabilité importants :

- La capacité de stockage nationale limitée se traduit par de faibles réserves de carburant (souvent inférieures à 30 jours), ce qui expose le pays à des risques élevés de rupture d'approvisionnement en cas de fluctuations du marché mondial ou de retards dans le transport maritime.
- L'infrastructure portuaire vieillissante et les réseaux de distribution limités à l'intérieur du pays augmentent les coûts et les délais de livraison des carburants dans tout le pays.
- Les fluctuations des prix internationaux du pétrole se répercutent immédiatement sur les prix intérieurs des carburants, contribuant directement aux pressions inflationnistes dans l'ensemble de l'économie.

Du point de vue de l'environnement et des émissions, la prédominance des combustibles fossiles dans la matrice énergétique contribue de manière significative à la pollution atmosphérique urbaine et à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. Toutefois, le secteur du pétrole et du gaz lui-même reste relativement peu émetteur par rapport à des secteurs tels que l'agriculture et le changement d'affectation des sols.

3.2.6.Agriculture

Le secteur agricole est le plus grand employeur de Madagascar, employant plus de 70 % de la population et contribuant à hauteur de 24 % au PIB national. Cependant, en termes d'énergie, l'agriculture reste gravement sous-puissante et très traditionnelle, caractérisée par des niveaux de mécanisation extrêmement bas et une utilisation minimale de l'énergie moderne.

La consommation d'énergie agricole est en grande partie non commerciale et basée sur la biomasse. Les pratiques traditionnelles telles que l'agriculture sur brûlis, le labourage manuel et la traction animale continuent de dominer les paysages ruraux.

L'utilisation de l'énergie moderne est presque exclusivement basée sur les combustibles fossiles :

- Des pompes d'irrigation à moteur diesel sont déployées dans les zones de production de riz, en particulier dans des régions comme l'Alaotra Mangoro. Cependant, le coût du carburant reste prohibitif pour les petits exploitants agricoles.
- Les générateurs diesel fournissent une puissance limitée aux unités de transformation agricole telles que les rizeries, les broyeurs de canne à sucre et les installations de séchage du manioc, principalement dans les zones périurbaines.
- La bagasse, un sous-produit de la production de sucre, est utilisée comme source d'énergie thermique dans certaines installations agro-industrielles, mais elle n'est pas largement diffusée parmi les petits exploitants agricoles.

La pénétration de l'électricité dans le secteur agricole est faible. La plupart des communautés agricoles sont soit totalement hors réseau, soit dépendent de systèmes solaires décentralisés à petite échelle, principalement pour l'éclairage et le chargement des téléphones portables, plutôt que pour des utilisations productives telles que l'entreposage frigorifique, le pompage de l'eau ou la transformation mécanisée.

3.2.7.Cuisson propre

L'accès aux technologies de cuisson propres est resté l'un des défis énergétiques les plus critiques et les plus persistants à Madagascar en 2022. Malgré quelques initiatives au cours des deux dernières décennies, plus de 85 % de la population continue de dépendre des combustibles traditionnels issus de la biomasse, principalement le bois et le charbon de bois, pour les besoins de la cuisson quotidienne. Cette dépendance a des implications majeures pour la santé, la durabilité environnementale et le développement économique.

Dans les zones rurales, où vit environ 80 % de la population, le bois de chauffage est le principal combustible de cuisson. Les feux traditionnels à trois pierres restent très répandus, ce qui se traduit par une faible efficacité énergétique, une forte consommation de combustible et une importante pollution de l'air à l'intérieur des habitations. Dans les zones urbaines, en particulier à Antananarivo et dans les principales villes de province, le charbon de bois est le combustible préféré pour la cuisson en raison de sa facilité de manipulation et de sa densité énergétique plus élevée, bien qu'il impose une lourde charge financière aux ménages et contribue de manière significative à la pollution de l'air urbain.

Le manque d'accès à des solutions de cuisson propres exacerbe une série de problèmes interdépendants :

3.3.Principaux défis

Madagascar est confronté à un ensemble unique et complexe de défis à l'intersection de l'accès à l'énergie, du développement durable et de l'atténuation du changement climatique. La dépendance du pays à l'égard des sources de biomasse rend son système énergétique très traditionnel, inefficace et non durable d'un point de vue environnemental.

L'accès à l'énergie est l'un des problèmes les plus urgents : en 2022, seuls 36 % de la population avaient accès à l'électricité, avec des taux d'électrification rurale de 11 %. En 2024, le taux d'accès de la population urbaine atteindra 74,5 % et celui de la population rurale 17,7 %. Le réseau national, exploité par la JIRAMA, se caractérise par une couverture limitée, des pertes techniques élevées atteignant 29 % et un manque de fiabilité chronique du service, ce qui freine considérablement le développement socio-économique, en particulier dans les zones rurales. Les solutions énergétiques décentralisées, telles que les mini-réseaux et les systèmes solaires domestiques, émergent mais ne représentent encore qu'une petite fraction des nouvelles connexions (5,4 % de la population rurale avait accès à des systèmes photovoltaïques individuels en 2024 selon ADER). Le Pacte énergétique national a fixé un objectif ambitieux de 80 % d'accès à l'électricité d'ici 2030, et la réalisation de cet objectif nécessitera des investissements importants, des réformes réglementaires rapides et une forte coordination entre les secteurs public et privé.

Dans le secteur des transports, Madagascar est entièrement dépendant des combustibles fossiles importés, en particulier du diesel et de l'essence. Le transport routier domine, tandis que les alternatives ferroviaires et maritimes restent marginales. L'augmentation de la motorisation, le vieillissement des flottes de véhicules et l'absence de normes d'émissions menacent de faire de ce secteur l'une des sources d'émissions de gaz à effet de serre dont la croissance est la plus rapide.



Sans interventions décisives, l'expansion rapide de la demande de transport liée à la croissance économique pourrait enfermer le pays dans une voie de développement à forte intensité de carbone.

Le secteur industriel reste modeste, mais il est confronté à des défis énergétiques majeurs. La plupart des industries utilisent leurs propres générateurs diesel, ce qui entraîne des coûts énergétiques élevés et une faible compétitivité. Les possibilités de décarbonisation par l'autoproduction d'énergie renouvelable et l'amélioration de l'efficacité sont actuellement limitées par des obstacles financiers et techniques.

Le secteur du bâtiment, en particulier le secteur résidentiel, se caractérise par une dépendance extrême à l'égard de la biomasse traditionnelle pour la cuisson, ce qui contribue de manière significative à la déforestation et à la pollution de l'air à l'intérieur des habitations. L'accès à la cuisson propre reste extrêmement faible, avec seulement 17% de la population bénéficiant de combustibles modernes ou de fourneaux améliorés.

Dans le secteur agricole, la faible mécanisation et l'utilisation minimale de l'énergie productive renforcent la pauvreté et la vulnérabilité aux chocs climatiques. L'accès à l'énergie pour l'irrigation, la transformation des produits agricoles et le stockage est très limité, ce qui restreint le potentiel de développement rural.

Enfin, le profil des émissions de GES de Madagascar est dominé par le changement d'affectation des terres et l'agriculture, avec plus de 80 % des émissions totales liées à la déforestation et aux pratiques agricoles. Bien que les émissions du secteur de l'énergie aient été faibles en 2010 (dernière période de déclaration officielle), elles sont appelées à augmenter rapidement à mesure que le pays poursuit sa croissance du PIB et élargit son accès à l'énergie. En l'absence d'une planification stratégique visant à promouvoir les technologies à faible émission de carbone, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, Madagascar risque de compromettre son potentiel de neutralité carbone et d'accroître son exposition aux risques climatiques mondiaux.



04

4 . Scénarios et résultats de la modélisation

4.1.Scénario de base et scénario de base optimiste

Cette section présente les résultats de la modélisation du système énergétique de Madagascar pour le scénario de base et le scénario de base optimiste. Ces scénarios explorent les voies de l'évolution de la demande, de l'offre et des émissions d'énergie dans le cadre des politiques actuelles par rapport à un accès accéléré à l'électricité et à la cuisson propre. L'analyse couvre les dynamiques sectorielles, l'utilisation des combustibles et les tendances des émissions de 2022 à 2063.

Consommation d'énergie finale

L'évolution de la consommation finale d'énergie à Madagascar de 2025 à 2063 révèle des changements significatifs dans les modèles de consommation sectoriels façonnés par le changement économique structurel, le progrès de l'accès à l'énergie et l'adoption de la cuisson propre (voir Figure 10 : Projections de la consommation finale d'énergie par secteur pour le scénario de base et le scénario de base optimiste). Le scénario de base suppose une inertie continue dans la transition énergétique, tandis que le scénario de base optimiste intègre des efforts accélérés en matière d'électrification et de cuisson propre, déjà d'ici à 2030.

À court terme (2025-2030), la demande totale d'énergie finale passe de 6 019 ktep à 6 850 ktep dans le scénario de base, et de 6 016 ktep à 6 681 ktep dans le scénario optimiste, soit une croissance de 14 % et 11 % respectivement. La demande plus faible dans le scénario optimiste reflète les premiers effets des technologies plus propres et des gains d'efficacité énergétique dans le secteur des ménages, liés à une plus grande électrification et à un meilleur accès à la cuisson propre. Le secteur des ménages reste dominant dans les deux cas, atteignant 3 257 ktep (47,5 %) dans le scénario de base et 3 087 ktep (46,2 %) dans le scénario optimiste. Toutefois, la croissance est plus lente dans ce dernier cas en raison de la pénétration plus rapide de l'électricité et des foyers améliorés. Dans le même temps, l'industrie augmente régulièrement pour atteindre 1 305 ktep dans les deux scénarios, reflétant un développement industriel précoce, tandis que les transports grimpent à 936 ktep et les services à 1 344 ktep. Cette période marque les premiers signes de la restructuration du système



énergétique, le scénario optimiste montrant une répartition plus équilibrée de la demande d'énergie entre les secteurs en raison d'une moindre dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle.

A moyen terme (2030-2040), Madagascar entre dans une phase de transition critique. La demande totale d'énergie passe de 6 850 à 9 259 ktep dans le scénario de base, et de 6 681 à 8 752 ktep dans le scénario optimiste, soit une croissance de 35 % et 31 %, respectivement. Dans les deux scénarios, la part des ménages diminue de 47,5 % à 44,7 % dans le scénario de base et de 46,2 % à 41,5 % dans le scénario optimiste. Bien que la demande des ménages continue d'augmenter en termes absolus (scénario de base : 3 257 à 4 135 ktep ; scénario optimiste : 3 087 à 3 629 ktep), son poids relatif diminue à mesure que les secteurs productifs se développent plus rapidement. La demande de l'industrie augmente pour atteindre 1 840 ktep dans les deux cas, avec une part plus importante dans le scénario optimiste (21,0 %) que dans le scénario de référence (19,9 %). La demande de transport augmente modestement pour atteindre 1 237 ktep, et les services augmentent considérablement, passant de 1 344 à 2 030 ktep (21,9 %) dans le scénario de référence et au même niveau absolu mais avec une part plus élevée (23,2 %) dans le scénario optimiste. Cette période marque un changement structurel avec l'accélération de la modernisation économique et de l'électrification.

Enfin, à long terme (2040-2063), la demande totale d'énergie augmente considérablement, passant de 9 259 ktep à 17 672 ktep dans le scénario de base et de 8 752 à 16 081 ktep dans le scénario optimiste. Cela reflète un quasi-doublement de la consommation d'énergie, mais avec des différences significatives dans la composition sectorielle. Le secteur des ménages, tout en continuant à croître en termes absolus, voit sa part relative chuter fortement, à 33,2 % (5 874 ktep) dans le scénario de référence et à seulement 26,6 % (4 284 ktep) dans le scénario optimiste, ce qui reflète la transition à grande échelle vers l'abandon de la biomasse traditionnelle. En revanche, le secteur des services devient le plus grand consommateur d'énergie dans le scénario optimiste, atteignant 5 247 ktep (32,6 %), contre 29,7 % dans le scénario de référence. Cette évolution est le signe d'une forte croissance urbaine et d'une diversification économique. L'industrie augmente également pour atteindre 4 060 ktep, contribuant à 23,0 % (scénario de référence) et à 25,2 % (scénario optimiste) de la consommation totale d'énergie. Les transports augmentent régulièrement pour atteindre 2 444 ktep dans les deux scénarios, mais leur part relative est légèrement plus élevée dans le scénario optimiste (15,2 %) que dans le scénario de base (13,8 %). L'agriculture reste marginale tout au long du scénario, avec un pic de 46 ktep (0,3 %), ce qui suggère une faible intensité énergétique et une sous-mécanisation persistantes, à moins que des interventions ciblées ne soient adoptées.

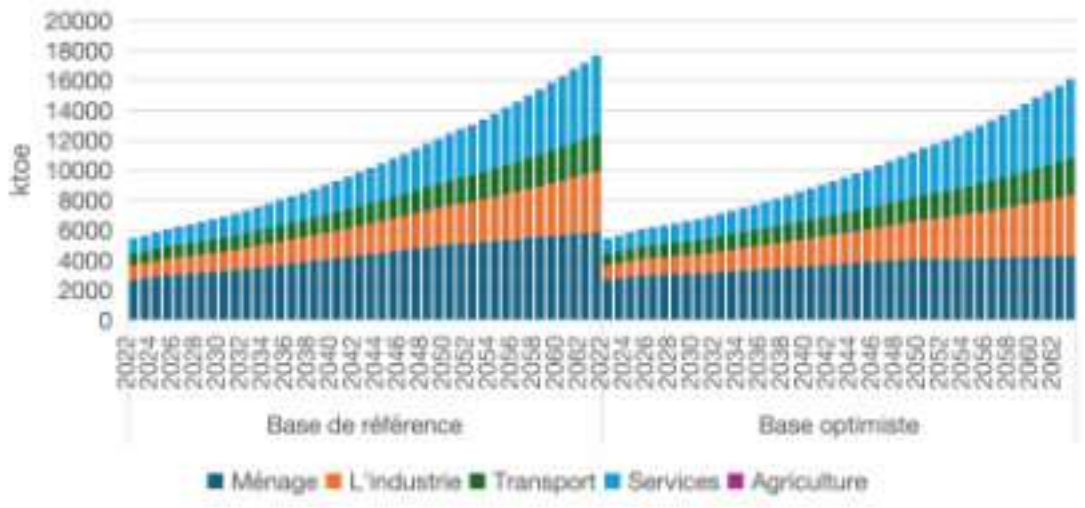


Figure :10 Projections de la consommation finale d'énergie par secteur pour les scénarios de base et optimiste

Cette analyse révèle que si le scénario optimiste se traduit par une trajectoire légèrement inférieure de la demande totale d'énergie finale par rapport au scénario de référence, il représente un saut qualitatif vers un système énergétique plus moderne et plus productif. La réduction de la croissance de la demande globale est principalement due à l'accélération de l'accès à la cuisson propre et à l'électricité

dans le secteur des ménages, ce qui réduit la dépendance à l'égard des combustibles de biomasse inefficaces, historiquement responsables de plus de 80 % de l'utilisation de l'énergie par les ménages. Par exemple, l'adoption généralisée de fourneaux améliorés, de GPL et de systèmes solaires domestiques réduit la consommation par habitant sans compromettre les services énergétiques, améliorant ainsi les résultats en matière de santé et d'environnement. Dans le même temps, le scénario optimiste déplace les modèles de consommation d'énergie vers les secteurs industriels, commerciaux et de services, qui sont plus étroitement liés à la création de valeur économique.

La composition de la demande d'énergie finale de Madagascar par combustible évolue de manière significative au fil du temps (Figure 10 : Projections de la consommation d'énergie finale par secteur pour les scénarios de base et optimiste), le scénario de base optimiste montrant une nette diminution de la biomasse traditionnelle au profit de combustibles modernes et plus propres.

Court terme (2025-2030) : En 2030, la demande totale d'énergie finale atteint 6 850 ktep dans le scénario de base et 6 681 ktep dans le scénario optimiste. La biomasse traditionnelle reste dominante, le bois et le charbon de bois combinés représentant 63,6 % de la demande totale (Figure11 : Parts de la consommation d'énergie finale en 2030 par combustible pour les scénarios de base et optimiste.) dans le scénario de base (4 357 ktep) et 60,6 % dans le scénario optimiste (4 070 ktep). La consommation d'électricité s'élève à 346 ktep (5,0 %) dans le scénario de base et à 394 ktep (5,9 %) dans le scénario optimiste, soit une augmentation de 14 % due à l'accélération de l'électrification. La demande de GPL atteint 81 ktep dans le scénario de référence et 145 ktep dans le scénario optimiste, ce qui favorise le passage à des combustibles de cuisson propres. Enfin, le diesel, essentiel pour les transports et l'industrie, reste constant dans les deux scénarios à 824 ktep, représentant environ 12 % de la demande. Les différences à court terme reflètent les premiers succès obtenus dans la réduction de la dépendance à l'égard de la biomasse et la généralisation des carburants modernes dans le cadre du scénario optimiste.

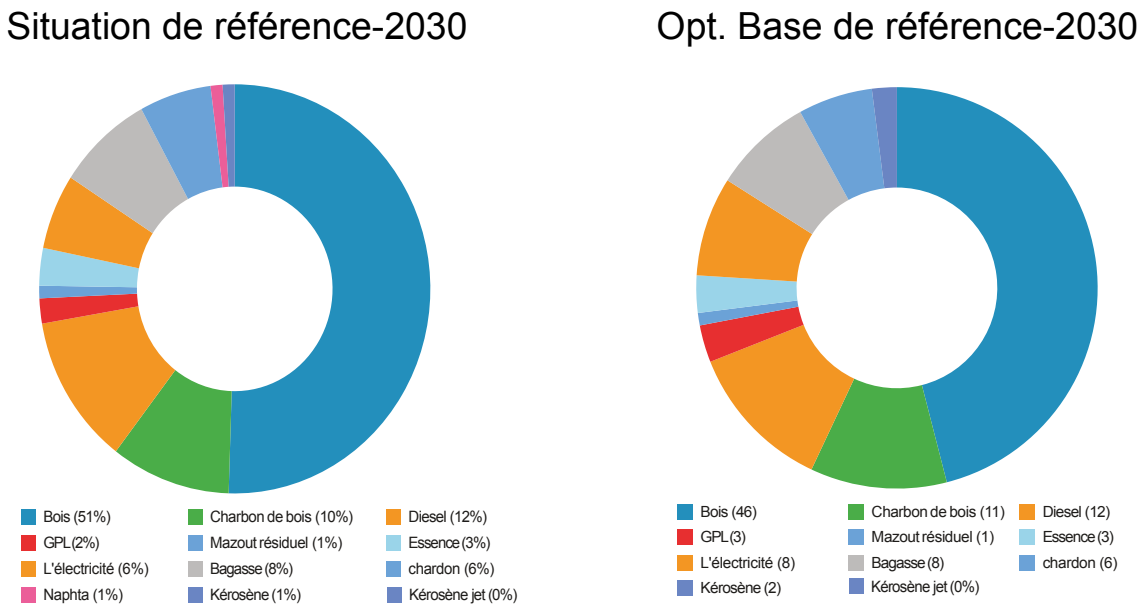


Figure :11 Parts de la consommation finale d'énergie en 2030 par combustible pour le scénario de base et le scénario de base optimiste

Moyen terme (2030-2040) : En 2040, la demande totale passe à 9 259 ktep dans le scénario de base et à 8 752 ktep dans le scénario optimiste. La part de la biomasse commence à diminuer et, dans le scénario de référence, la consommation de bois et de charbon de bois atteint 5 647 ktep (61,0 %), tandis que dans le scénario optimiste, elle atteint 4 939 ktep (58,3 %) (voir Figure12 : Parts de la consommation finale d'énergie en 2040 par combustible pour le scénario de référence et le scénario optimiste.). La consommation d'électricité augmente de 68 % dans le scénario optimiste, atteignant 679 ktep (7,8 %) contre 581 ktep (6,3 %) dans le scénario de base. La consommation de GPL passe à 168 ktep dans le scénario de base et à 257 ktep dans le scénario optimiste, ce qui marque une forte transition vers des combustibles domestiques plus propres. La demande de diesel passe à 1 081 ktep dans les deux scénarios (~12,3 %). Le moyen terme marque un point d'inflexion

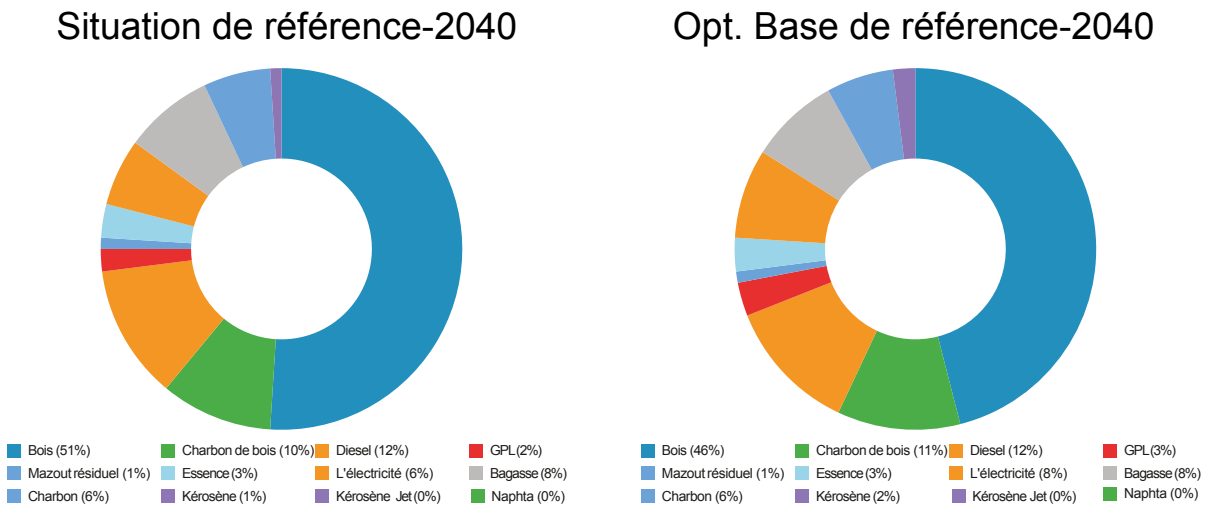


Figure :12 Parts de la consommation finale d'énergie en 2040 par combustible pour le scénario de base et le scénario de base optimiste

Long terme (2040-2063) : En 2063, la demande totale d'énergie atteint 17 672 ktep dans le scénario de base et 16 081 ktep dans le scénario optimiste (voir Figure 13 : Parts de la consommation finale d'énergie en 2063 par combustible pour les scénarios de base et optimiste). . La transformation du système énergétique devient plus évidente : dans le scénario de base, la biomasse domine toujours avec 9 420 ktep (53,3 %), tandis que dans le scénario optimiste, elle tombe à 7 347 ktep (45,9 %). La demande d'électricité monte en flèche pour atteindre 2 061 ktep (13,0 %) dans le scénario optimiste, soit près de 23 % de plus que dans le scénario de référence (1 684 ktep, 9,5 %). L'utilisation du GPL passe à 496 ktep dans le scénario de référence et à 584 ktep dans le scénario optimiste, poursuivant ainsi la transition vers la cuisson propre. La demande de diesel converge vers 2 162 ktep dans les deux scénarios, bien que sa part soit plus faible dans le scénario optimiste en raison de l'augmentation de l'électrification et de l'efficacité. La bagasse, le charbon et le fioul résiduel augmentent modérément, soutenant l'utilisation industrielle, mais ne modifient pas de manière significative le mélange. En 2050, la tendance est clairement établie : l'électricité passe à 1 045 ktep (8,0 %) dans le scénario de base et à 1 253 ktep (10,5 %) dans le scénario optimiste. La biomasse tombe à 7 418 ktep (57,0 %) dans le scénario de référence et à 6 009 ktep (50,3 %) dans le scénario optimiste.

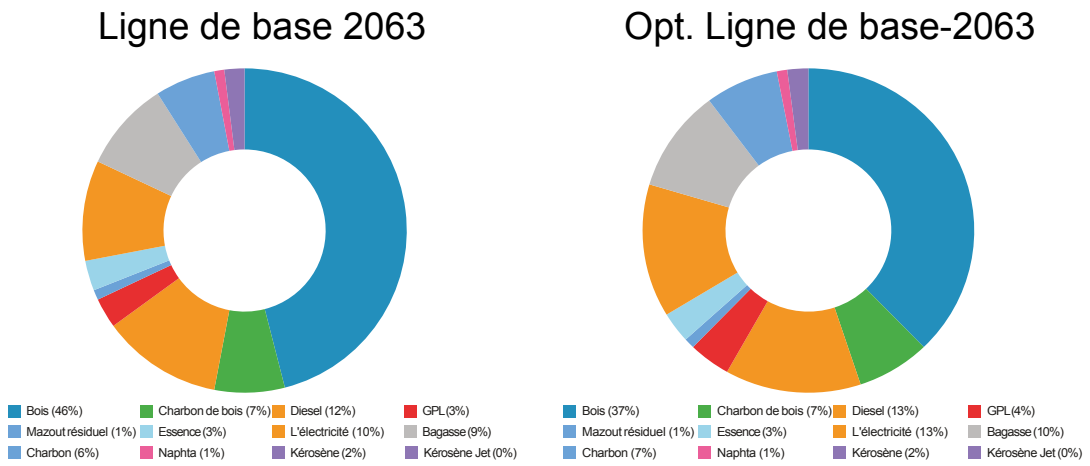


*Figure13 : Parts de la **consommation finale d'énergie** en 2063 par combustible pour le scénario de base et le scénario de base optimiste*

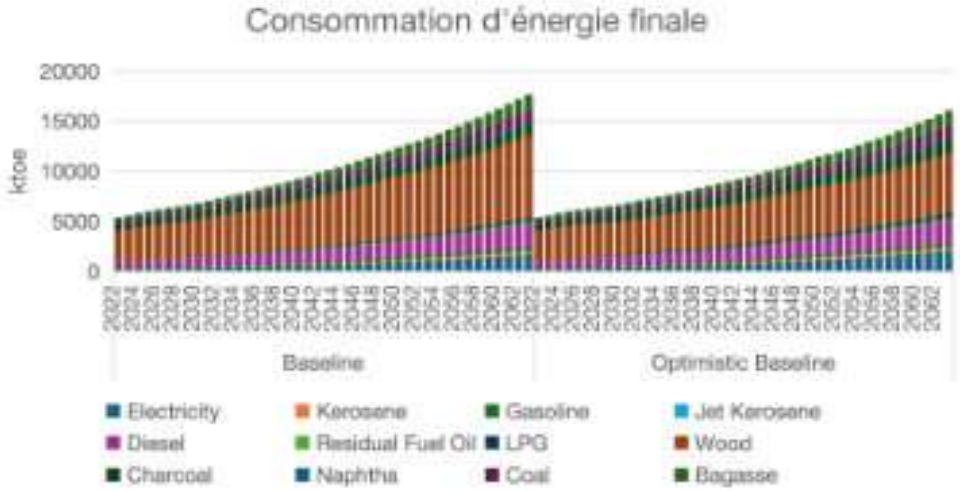


*Figure :14 Projections de la **consommation finale d'énergie par combustible** pour les scénarios de base et optimiste.*

Pour toutes les périodes, le scénario optimiste présente une courbe de croissance énergétique plus plate, une moindre dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle et une plus grande pénétration des vecteurs énergétiques modernes, en particulier l'électricité et le GPL (voir Figure 14 : Projections de la consommation finale d'énergie par combustible pour les scénarios de base et optimiste). . La réalisation de ce changement dépend d'un investissement soutenu dans l'infrastructure du réseau, la distribution d'une cuisson propre et une logistique efficace des combustibles, qui sont tous des conditions préalables à la réalisation des objectifs de transition énergétique de Madagascar.

En examinant plus en détail la consommation d'énergie des ménages, on constate qu'en 2030, la consommation totale d'énergie des ménages atteint 3 257 ktep dans le scénario de base et 3 087 ktep dans le scénario optimiste, soit une différence de 5 % due à des gains précoces en matière d'électrification et de changement de combustible. La différence la plus frappante concerne l'utilisation du GPL, qui est de 63 ktep dans le scénario de base et de 127 ktep dans le scénario optimiste, soit un doublement sur en réponse aux initiatives de cuisson propre. De même, la consommation d'électricité

passe de 195 ktep (scénario de base) à 243 ktep (scénario optimiste), reflétant l'augmentation des connexions des ménages. Parallèlement, le bois reste dominant dans les deux scénarios, mais passe de 2 500 ktep (76,7 %) dans le scénario de base à 2 183 ktep (70,7 %) dans le scénario optimiste. Le charbon de bois reste stable à 450 ktep dans les deux scénarios (Figure15 : Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans les ménages pour les scénarios de base et optimiste.).

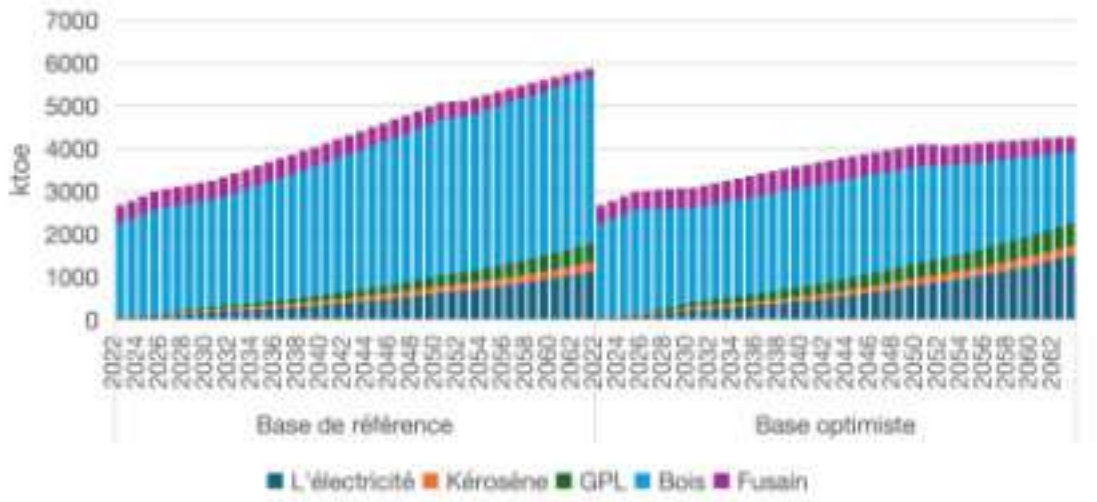


*Figure :15 Projections de la **consommation finale d'énergie par combustible** dans les **ménages** pour les scénarios de base et optimiste*

En 2040, la demande des ménages passe à 4 135 ktep dans le scénario de base et à 3 629 ktep dans le scénario optimiste. La divergence s'accentue, en particulier en ce qui concerne la part des combustibles modernes :

- La demande d'électricité fait plus que doubler dans le scénario optimiste (454 ktep contre 356 ktep dans le scénario de référence).
- La consommation de GPL atteint 231 ktep dans le scénario optimiste, contre 142 ktep dans le scénario de référence.
- La consommation de bois tombe à 2 317 ktep (63,9 %) dans le scénario optimiste, contre 3 086 ktep (74,6 %) dans le scénario de référence. Le charbon de bois diminue également plus rapidement dans la voie optimiste.

Cette période représente l'accélération de l'accès à la cuisson propre, réduisant la dépendance à la biomasse tout en améliorant la diversité énergétique et les résultats en matière de santé.

En 2063, la demande totale d'énergie des ménages atteint 5 874 ktep dans le scénario de référence et 4 284 ktep dans le scénario optimiste, soit un écart de 27 % entièrement dû à une utilisation plus propre et plus efficace de l'énergie. La demande d'électricité atteint 1 124 ktep (26,1 %) dans le scénario optimiste, soit près du double du niveau de référence (684 ktep, 11,6 %). L'utilisation de GPL atteint 524 ktep, contre 435 ktep dans le scénario de référence. Il est important de noter que la consommation de bois tombe à 1 663 ktep (38,8 %) dans le scénario optimiste, soit une réduction de 57 % par rapport aux 3 900 ktep (66,3 %) du scénario de référence. La demande de charbon de bois diminue également de moitié. Ces résultats valident l'efficacité des politiques ciblées soutenant l'accès à l'électricité et la cuisson propre pour réduire l'utilisation non durable de la biomasse et améliorer l'efficacité énergétique globale dans le secteur résidentiel.

Production d'électricité

La production d'électricité dans les scénarios de base et optimiste présente quelques différences, en raison d'hypothèses différentes sur l'électrification (Figure16 : Projections de la production d'électricité

hors réseau et sur réseau, scénarios de base et optimiste.). En 2030, la production totale atteint 17,5 TWh dans le scénario de base et 18,5 TWh dans le scénario optimiste, soit une augmentation de 1 TWh due principalement à une plus forte croissance de la production en réseau et hors réseau. En 2040, le scénario optimiste produit 24,5 TWh, soit 13 % de plus que le scénario de référence (21,6 TWh), la production en réseau dépassant 5,6 TWh contre 4,5 TWh dans le scénario de référence. En 2063, le scénario optimiste atteint 54,9 TWh, contre 47,2 TWh dans le scénario de référence, soit une différence de près de 8 TWh, grâce à l'extension de la capacité du réseau et au développement soutenu des réseaux hors réseau (en particulier les mini-réseaux). Cette augmentation de l'offre d'électricité correspond directement à l'augmentation observée de la demande d'électricité des ménages. En 2063, les ménages consomment 13 066 GWh d'électricité dans la trajectoire optimiste contre 7 951 GWh dans la ligne de base, ce qui reflète des taux de connexion plus élevés et un plus grand nombre d'appareils par ménage. La combinaison de l'expansion du réseau et des systèmes décentralisés est à la base de ce progrès, permettant aux ménages d'abandonner la biomasse traditionnelle et de répondre aux besoins croissants en services, de l'éclairage et de la réfrigération à la cuisson électrique et à l'accès aux technologies de l'information et de la communication (TIC). En résumé, la trajectoire de l'approvisionnement en électricité dans le scénario optimiste est plus importante et plus sensible aux objectifs d'accès inclusif à l'énergie, aidant Madagascar à réduire la pauvreté énergétique et la dépendance à la biomasse au fil du temps.

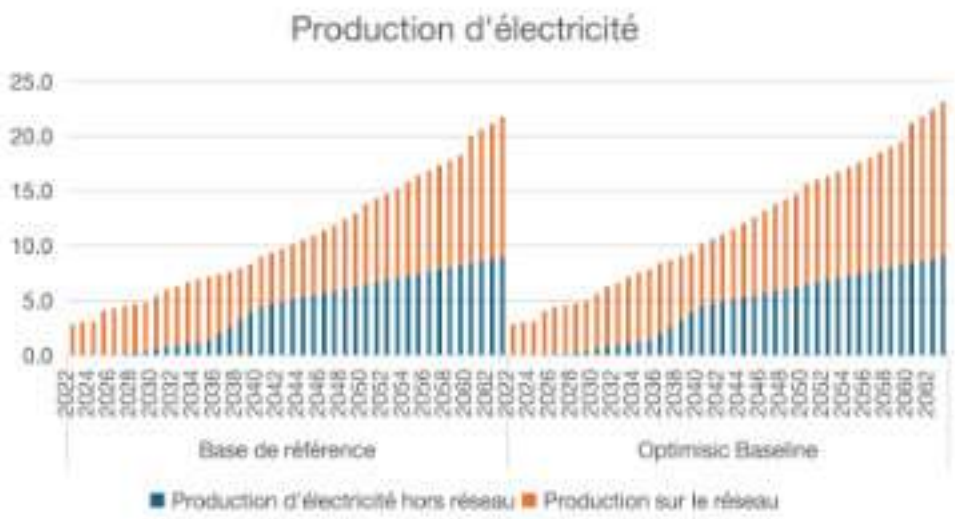


Figure :16 Projections de la production d'électricité hors réseau et en réseau, scénarios de base et optimiste

À court terme (jusqu'en 2030), la capacité installée sur le réseau passe de 917 MW en 2022 à 1 942 MW en 2030. Cela représente presque un doublement de la capacité totale en seulement huit ans et marque le début d'une transition structurelle dans le secteur de l'électricité (Figure 17 : Projections de la capacité électrique en réseau, scénarios de base.) . L'expansion est principalement due à :

- ●L'ajout de 500 MW d'énergie solaire photovoltaïque à l'échelle de l'entreprise, à partir de 2025.
- ●La mise en service de 105 MW de nouvelle capacité basée sur le HFO en 2025 pour renforcer l'adéquation du système.
- ●Introduction de la première capacité éolienne (10 MW) et de systèmes hybrides solaire PV-diesel (4 MW d'ici 2025). Pendant toute cette période, les unités diesel et HFO existantes restent inchangées, tandis que les nouveaux grands projets hydroélectriques ne sont pas encore en ligne. Le déploiement rapide de l'énergie solaire reflète l'intention de Madagascar de développer rapidement les énergies renouvelables tout en conservant une capacité de combustible fossile pour les besoins de secours.

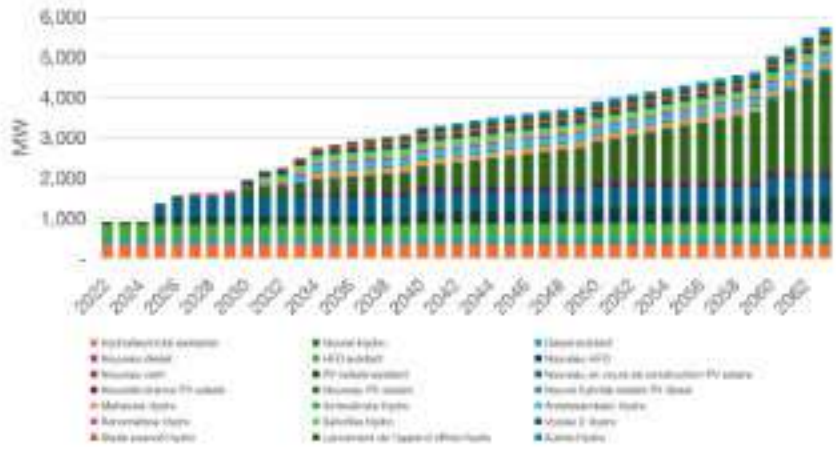


Figure :17 Projections de la capacité de production d'électricité en réseau, scénarios de base.

Entre 2030 et 2040, la capacité totale installée passe de 1 942 MW à 3 236 MW, soit une croissance de 67 %. Cette période est marquée par la mise en service de plusieurs centrales hydroélectriques et d'une capacité solaire photovoltaïque supplémentaire :

- Les projets hydroélectriques Volobe II (120 MW) et Sahofika (192 MW) entreront en service d'ici 2031.
- Les nouvelles centrales hydroélectriques de Mahavola (150 MW) et d'Antetesambato (142 MW) seront mises en service au milieu des années 2030.
- La capacité photovoltaïque continue de croître régulièrement, atteignant 500 MW d'ici 2040 (sans compter les 499 MW construits précédemment).
- Les systèmes hybrides solaires PV-diesel supplémentaires atteindront 11 MW d'ici 2040.

Cette période à moyen terme consolide la transition énergétique, les énergies renouvelables devenant les principaux contributeurs aux augmentations de capacité, même si une nouvelle capacité HFO (totalisant 210 MW d'ici 2040) est également mise en ligne pour soutenir le réseau.

La période à long terme (2040-2063) connaît la croissance la plus importante, la capacité totale passant de 3 236 MW à 5 727 MW d'ici à 2063. Cette expansion est essentiellement due aux facteurs suivants

- Une multiplication par dix de l'énergie solaire photovoltaïque, qui atteint 2 500 MW, ce qui en fait la pierre angulaire du futur système électrique.
- Poursuite du déploiement de centrales hydroélectriques de moyenne et grande taille, notamment Ambodiroka, Ranomafana et d'autres installations, qui dépassent collectivement 1 100 MW d'ici à 2063.
- La capacité éolienne reste modeste (10 MW) et la nouvelle capacité fossile est limitée à 565 MW de HFO d'ici à 2063.
- Les systèmes hybrides PV-diesel peuvent atteindre 80 MW, ce qui favorise l'approvisionnement rural et résilient.

D'ici 2063, le mix de production en termes de capacité installée est clairement dominé par les énergies renouvelables, l'énergie solaire et l'hydroélectricité représentant la majeure partie des nouveaux investissements, conformément aux objectifs à long terme de Madagascar en matière de décarbonisation et d'accès à l'électricité.

Énergie Émissions de GES

La projection des émissions de GES liées à l'énergie dans les scénarios de référence suit une trajectoire croissante, comme le prévoyait l'exposé des scénarios. Si l'on considère les émissions totales du système énergétique

(Figure18 : Projections des émissions de GES du secteur de la demande et des secteurs de transformation (production d'électricité).), y compris les secteurs de consommation finale d'énergie et le secteur de transformation (principalement la production d'électricité), les émissions totales de GES augmentent à court terme entre 2025 et 2030, dans les deux scénarios. Dans le scénario de base, les émissions passent de 8 965 kt CO_2eq en 2025 à 10 201 kt en 2030. Dans le scénario optimiste, l'augmentation est similaire, passant de 8 956 kt à 10 294 kt. Malgré des différences marginales dans les niveaux totaux, les contributions sectorielles mettent en évidence une divergence structurelle. En 2030, les émissions du côté de la demande (consommation finale d'énergie) atteignent 6 909 kt CO_2eq dans le scénario de référence et 7 002 kt dans le scénario optimiste, reflétant l'accès accru au GPL et à l'électricité. Le GPL, bien que plus propre en termes de pollution intérieure et d'efficacité, est d'origine fossile et donc pris en compte dans les inventaires d'émissions de GES, contrairement à la biomasse traditionnelle, qui en est largement exclue. Par ailleurs, les émissions du secteur de la transformation, essentiellement dues à la production d'électricité, atteignent 3 292 kt dans les deux scénarios. Alors que les émissions liées à la production sont presque identiques, le total légèrement plus élevé dans le scénario optimiste reflète une transition précoce du bois aux combustibles modernes dans les ménages.

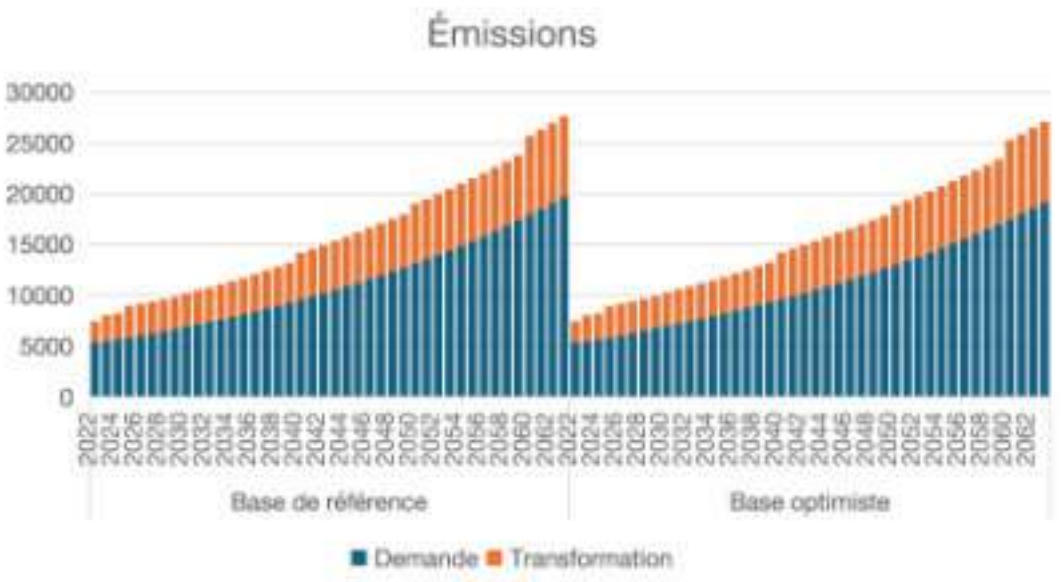


Figure :18 Projections des émissions de GES du secteur de la demande et des secteurs de transformation (production d'électricité)

À moyen terme, entre 2030 et 2040, les émissions totales du scénario de référence augmentent pour atteindre 14 174 kt CO_2eq en 2040, tandis que le scénario de référence optimiste atteint 14 204 kt, soit seulement 0,2 % de plus. Cette convergence des émissions suggère que, même si la combinaison de combustibles évolue, les émissions restent à peu près les mêmes, à moins que des mesures de décarbonisation ne soient adoptées dans le secteur de la transformation. À long terme, de 2040 à 2063, le scénario optimiste commence à présenter des avantages en matière d'atténuation. En 2050, les émissions totales de GES atteignent 19 028 kt CO_2eq dans le scénario de référence, contre 18 893 kt dans le scénario optimiste, soit une différence modeste de 135 kt CO_2eq, ou 0,7 %. Toutefois, en 2063, l'écart se creuse : les émissions passent à 27 614 kt CO_2eq dans le scénario de référence, tandis que le scénario optimiste plafonne à 27 097 kt, soit une différence de 517 kt ou près

de 2 %. Les émissions liées à la demande restent inférieures en 2063 dans le scénario optimiste (19 139 kt) par rapport au scénario de référence (19 660 kt), ce qui reflète une plus grande pénétration de la cuisson propre, de l'électrification et de l'amélioration des technologies d'utilisation finale. Dans l'ensemble, la trajectoire des émissions totales dans le scénario de référence optimiste augmente dans un premier temps en raison du passage à des combustibles fossiles mesurables dans les ménages, mais se stabilise au fil du temps à mesure que les avantages d'une infrastructure énergétique moderne et efficace se concrétisent. Les réductions marginales d'émissions observées à long terme soulignent la nécessité de mesures complémentaires, en particulier l'intégration des énergies renouvelables et l'électrification des transports et de l'industrie, pour tirer pleinement parti des gains obtenus grâce à l'élargissement de l'accès. La trajectoire confirme que l'accès, l'efficacité et la décarbonisation doivent se dérouler en parallèle pour parvenir à une réduction durable des émissions.

L'évolution des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) provenant de la consommation finale d'énergie (CFE) révèle des différences entre le scénario de base et le scénario de base optimiste, en particulier lorsqu'ils sont examinés à court, moyen et long terme. Ces différences sont dues à l'hypothèse sous-jacente du scénario optimiste d'un accès plus rapide à l'électricité et aux technologies de cuisson propres, qui entraîne une modification des types de combustibles utilisés, en particulier dans le secteur des ménages.

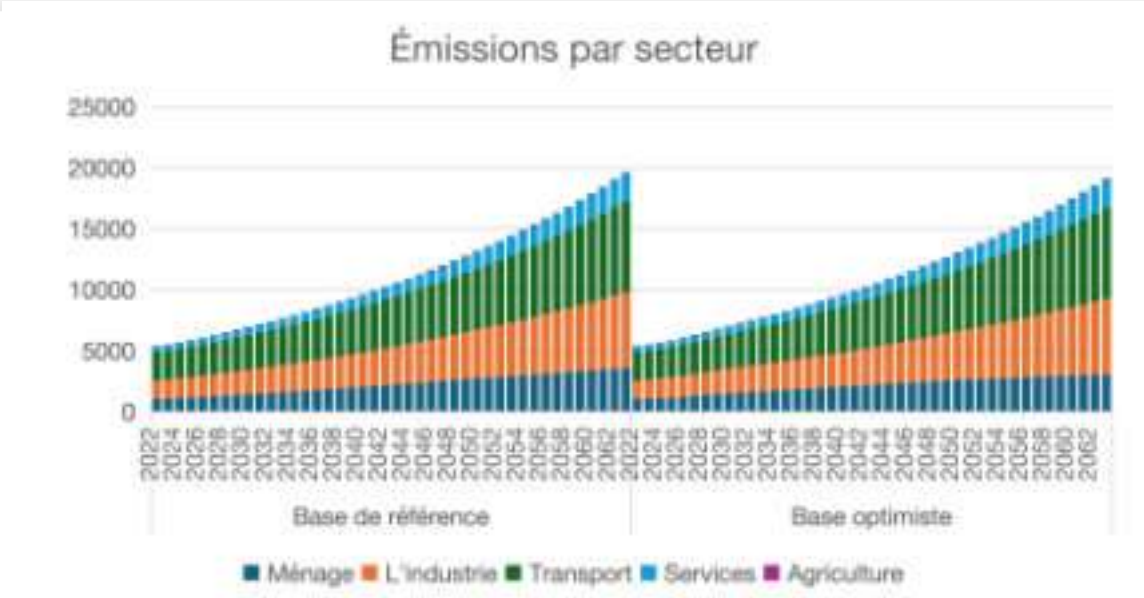


Figure :19 Projections des émissions de GES des secteurs de la consommation finale d'énergie.

À court terme, de 2025 à 2030, les émissions directes totales provenant de la consommation finale d'énergie augmentent pour atteindre 6 909 kt CO_2eq dans le scénario de référence et 7 002 kt CO_2eq dans le scénario de référence optimiste (Figure19 : Projections des émissions de GES provenant des secteurs de la consommation finale d'énergie.). Malgré des émissions globales légèrement plus élevées dans la trajectoire optimiste, cette augmentation est largement due au remplacement de la biomasse traditionnelle, considérée comme neutre en carbone dans les inventaires d'émissions, par des combustibles plus efficaces mais d'origine fossile, tels que le GPL. Cela est particulièrement évident dans le secteur des ménages, où les émissions passent de 1 446 kt CO_2eq dans le scénario de référence à 1 539 kt dans le scénario optimiste d'ici à 2030. Dans le même temps, les secteurs des transports et de l'industrie contribuent chacun à hauteur d'environ 2 850 kt CO_2eq et 2 000 kt CO_2eq respectivement dans les deux scénarios, conservant ainsi leur rôle de deux sources dominantes d'émissions liées à l'énergie. Les émissions provenant des services augmentent pour atteindre environ 599 kt CO_2eq dans les deux cas, reflétant l'augmentation de l'électrification et de l'activité commerciale. Les émissions plus élevées observées dans le scénario optimiste au cours de cette période sont donc transitoires, reflétant l'adoption de vecteurs énergétiques qui remplacent la biomasse traditionnelle et non durable.

de 2 %. Les émissions liées à la demande restent inférieures en 2063 dans le scénario optimiste (19 139 kt) par rapport au scénario de référence (19 660 kt), ce qui reflète une plus grande pénétration de la cuisson propre, de l'électrification et de l'amélioration des technologies d'utilisation finale. Dans l'ensemble, la trajectoire des émissions totales dans le scénario de référence optimiste augmente dans un premier temps en raison du passage à des combustibles fossiles mesurables dans les ménages, mais se stabilise au fil du temps à mesure que les avantages d'une infrastructure énergétique moderne et efficace se concrétisent. Les réductions marginales d'émissions observées à long terme soulignent la nécessité de mesures complémentaires, en particulier l'intégration des énergies renouvelables et l'électrification des transports et de l'industrie, pour tirer pleinement parti des gains obtenus grâce à l'élargissement de l'accès. La trajectoire confirme que l'accès, l'efficacité et la décarbonisation doivent se dérouler en parallèle pour parvenir à une réduction durable des émissions.

L'évolution des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) provenant de la consommation finale d'énergie (CFE) révèle des différences entre le scénario de base et le scénario de base optimiste, en particulier lorsqu'ils sont examinés à court, moyen et long terme. Ces différences sont dues à l'hypothèse sous-jacente du scénario optimiste d'un accès plus rapide à l'électricité et aux technologies de cuisson propres, qui entraîne une modification des types de combustibles utilisés, en particulier dans le secteur des ménages.

de 2 %. Les émissions liées à la demande restent inférieures en 2063 dans le scénario optimiste (19 139 kt) par rapport au scénario de référence (19 660 kt), ce qui reflète une plus grande pénétration de la cuisson propre, de l'électrification et de l'amélioration des technologies d'utilisation finale. Dans l'ensemble, la trajectoire des émissions totales dans le scénario de référence optimiste augmente dans un premier temps en raison du passage à des combustibles fossiles mesurables dans les ménages, mais se stabilise au fil du temps à mesure que les avantages d'une infrastructure énergétique moderne et efficace se concrétisent. Les réductions marginales À moyen terme, de 2030 à 2040, les émissions continuent d'augmenter dans les deux scénarios. En 2040, les émissions totales atteignent 9 572 kt CO_2eq dans le scénario de base et 9 601 kt CO_2eq dans le scénario de base optimiste. Les émissions des ménages restent légèrement plus élevées dans le scénario optimiste (2 087 kt CO_2eq) que dans le scénario de référence (2 058 kt), bien que leur part dans le total commence à diminuer. Les émissions provenant des transports augmentent pour atteindre 3 766 kt CO_2eq, et celles de l'industrie augmentent pour atteindre environ 2 819 kt CO_2eq dans les deux scénarios. Les émissions du secteur des services continuent également à augmenter, atteignant environ 905 kt CO_2eq. Ces chiffres confirment que le secteur des ménages, bien qu'il émette un peu plus dans le scénario optimiste, représente une proportion plus faible des émissions totales à mesure que des changements structurels interviennent dans le bouquet énergétique. Le remplacement continu du bois de chauffage et du charbon de bois par le GPL et l'électricité du réseau, tout en augmentant les émissions mesurables, améliore simultanément l'efficacité, les résultats en matière de santé et la qualité des services, ce qui correspond aux objectifs de la voie optimiste.





À long terme, de 2040 à 2063, l'écart entre les deux scénarios s'inverse. En 2063, les émissions totales du scénario de référence atteignent 19 660 kt CO_2eq, tandis que le scénario de référence optimiste aboutit à un total légèrement inférieur de 19 139 kt CO_2eq, soit une réduction d'environ 2,6 %. Cette différence est principalement due à la baisse des émissions des ménages, qui tombent à 3 072 kt CO_2eq dans le scénario optimiste, contre 3 593 kt CO_2eq dans le scénario de référence. La réduction des émissions des ménages reflète la saturation de l'accès à l'énergie moderne, y compris l'électrification et les solutions de cuisson plus propres, et l'intégration progressive d'appareils à base d'énergies renouvelables qui compensent l'utilisation de combustibles fossiles. Parallèlement, les émissions des transports (7 436 kt CO_2eq) et de l'industrie (6 220 kt CO_2eq) restent largement inchangées dans les deux scénarios et continuent de dominer le profil des émissions nationales. Le secteur des services atteint 2 340 kt CO_2eq en 2063 dans les deux scénarios (Figure19 : Projections des émissions de GES provenant des secteurs de consommation finale d'énergie.), tandis que les émissions provenant de l'utilisation de l'énergie dans l'agriculture restent faibles.



Dans l'ensemble, si le scénario optimiste produit des émissions légèrement plus élevées à court terme en raison du changement de combustible, il permet de réduire progressivement les émissions à long terme en modernisant la consommation d'énergie des ménages ( ). Cette transition souligne l'importance d'une planification énergétique globale qui non seulement améliore l'accès, mais oriente également la demande vers des combustibles et des technologies durables au fil du temps.

Un examen approfondi des émissions de GES par combustible utilisé dans le système énergétique de Madagascar (Figure20 : Projections des émissions totales de GES par combustible utilisé dans les secteurs de la demande et de la transformation.) révèle qu'à court terme, les émissions totales atteindront un niveau de 10 201 kt CO_2eq dans le scénario de base et 10 294 kt CO_2eq dans le scénario de base optimiste. La différence d'émissions est marginale (moins de 1 %), mais la structure des émissions commence à diverger. En 2030, les émissions provenant du diesel dominent les deux scénarios avec 3 712 kt CO_2eq, représentant plus de 36 % du total. Le fioul résiduel suit avec 2 312 kt CO_2eq, tandis que l'essence contribue à hauteur de près de 500 kt CO_2eq. Les émissions de GPL, bien qu'encore modestes (249 kt CO_2eq dans le scénario de base et 445 kt CO_2eq dans le scénario optimiste), sont déjà 79 % plus élevées dans ce dernier en raison de l'adoption rapide de la cuisson propre. Par ailleurs, les émissions provenant du bois, du charbon de bois et du kérosène sont légèrement inférieures dans le scénario optimiste, ce qui suggère un déplacement rapide de la biomasse traditionnelle et des combustibles inefficaces. À moyen terme, de 2030 à 2040, les émissions augmentent pour atteindre 14 174 kt CO_2eq dans le scénario de référence et 14 204 kt CO_2eq dans le scénario optimiste. Le diesel continue de dominer, avec une augmentation de plus de 5 261 kt CO_2eq dans les deux scénarios. Notamment, les émissions de GPL passent à 515 kt CO_2eq dans le scénario de base et à 789 kt CO_2eq dans le scénario optimiste, soit une augmentation de 53 %, ce qui confirme le rôle du GPL dans la transition énergétique des ménages. Les émissions de fioul résiduel restent élevées, atteignant près de 3 000 kt CO_2eq, ce qui témoigne de la dépendance continue à l'égard du fioul lourd pour la production d'électricité. Parallèlement, les émissions liées au bois augmentent plus lentement dans le scénario optimiste, totalisant 1 503 kt CO_2eq contre 1 807 kt CO_2eq dans le scénario de référence en 2040, ce qui indique l'impact à long observées à long terme soulignent la nécessité de mesures complémentaires, en particulier l'intégration des énergies renouvelables et l'électrification des transports et de l'industrie, pour tirer pleinement parti des gains obtenus grâce à l'élargissement de l'accès. La trajectoire confirme que l'accès, l'efficacité et la décarbonisation doivent se dérouler en parallèle pour parvenir à une réduction durable des émissions.

L'évolution des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) provenant de la consommation finale d'énergie (CFE) révèle des différences entre le scénario de base et le scénario de base optimiste, en particulier lorsqu'ils sont examinés à court, moyen et long terme. Ces différences sont dues à l'hypothèse sous-jacente du scénario optimiste d'un accès plus rapide à l'électricité et aux technologies de cuisson propres, qui entraîne une modification des types de combustibles utilisés, en particulier dans le secteur des ménages.

terme de l'adoption de combustibles modernes et des programmes d'accès à l'énergie. À long terme, en 2063, les émissions atteignent 27 614 kt CO_2eq dans le scénario de référence et 27 097 kt CO_2eq dans le scénario de référence optimiste. Alors que le diesel reste le principal contributeur dans les deux cas, les émissions de GPL augmentent pour atteindre 1 522 kt CO_2eq dans le scénario de référence et 1 794 kt CO_2eq dans le scénario optimiste, continuant à remplacer le bois et le charbon de bois, qui émettent collectivement plus de 3 367 kt CO_2eq dans le scénario de référence, contre 3 258 kt CO_2eq dans le scénario optimiste. Les émissions de charbon augmentent aussi régulièrement dans les deux scénarios, atteignant 4 483 kt CO_2eq en 2063, ce qui suggère que la décarbonisation de l'industrie reste un défi sans interventions ciblées. Les profils d'émissions globaux dans les deux scénarios sont structurellement similaires, mais le scénario de référence optimiste intègre un mélange plus équilibré de combustibles, au profit d'alternatives plus propres comme le GPL et l'électricité. Bien que cela entraîne une augmentation des émissions d'origine fossile au cours des premières années, le résultat à long terme est un système énergétique plus moderne, plus efficace et légèrement moins polluant, conformément au scénario d'accès accéléré et de transition progressive vers une énergie durable pour l'utilisation finale.

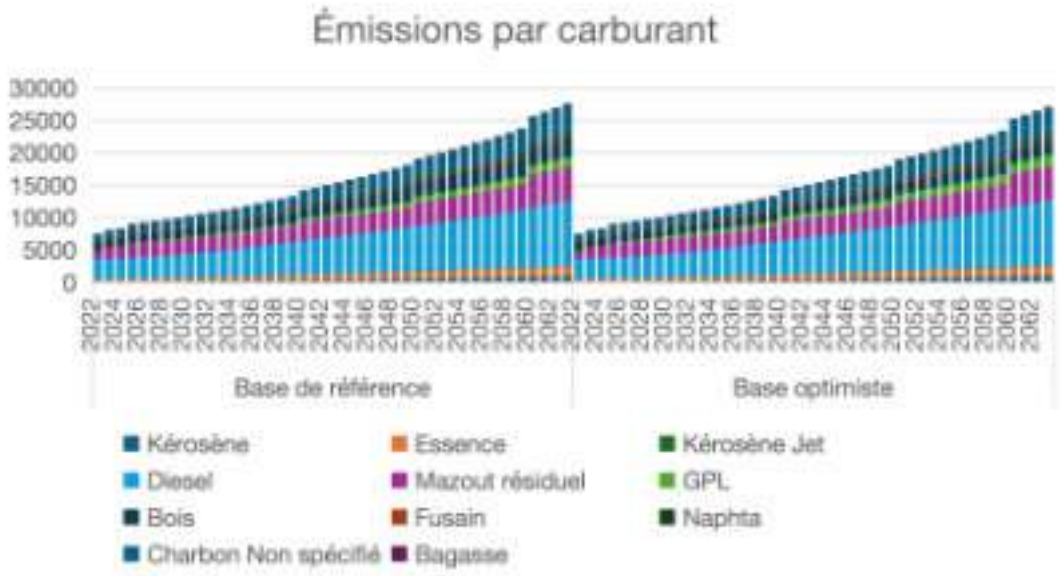


Figure : 20 Projections des émissions totales de GES par combustible utilisé dans les secteurs de la demande et de la transformation

Principales conclusions

L'avenir énergétique de Madagascar dans le cadre des politiques actuelles et dans le cadre d'une voie d'accès accélérée diverge de manière significative à la fois en termes de structure et de résultats. Alors que la demande totale d'énergie finale continue de croître dans les deux scénarios, le scénario de base optimiste présente une trajectoire légèrement plus basse, principalement due à l'adoption plus répandue de la cuisson propre, qui réduit la consommation de bois à mesure qu'elle est remplacée par des appareils plus efficaces et des combustibles modernes. Cette transition réduit la consommation dans le secteur des ménages, et en particulier sa dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle, et soutient une évolution structurelle vers des services énergétiques modernes. L'électricité et le GPL gagnent régulièrement du terrain au cours de toutes les périodes, contribuant à un bouquet énergétique plus durable et à un meilleur accès à l'énergie moderne.

Bien que les émissions de GES soient initialement plus élevées dans le scénario optimiste - en raison du remplacement de la biomasse par des combustibles modernes d'origine fossile - la tendance à long terme est à la baisse des émissions à mesure que les gains d'efficacité, l'électrification et l'intégration des énergies renouvelables s'installent. En 2063, les émissions du scénario optimiste sont inférieures de 2 % à celles du scénario de référence, et les émissions des ménages en particulier sont considérablement réduites. La transformation est particulièrement évidente dans le secteur de l'électricité : la production et la capacité installée augmentent plus rapidement dans le cadre du scénario optimiste, les énergies renouvelables représentant une part croissante de ces deux éléments.

Dans l'ensemble, le scénario de base optimiste montre une voie vers un système énergétique plus propre, plus inclusif et plus efficace. Il montre que les interventions axées sur l'accès, si elles s'accompagnent d'investissements ciblés dans les infrastructures et du déploiement de technologies, peuvent conduire à une transformation à long terme, en apportant des co-bénéfices sociaux et environnementaux sans compromettre la croissance des services énergétiques.

4.2.Les voies de la décarbonisation profonde

Cette section analyse la voie de la décarbonisation profonde, qui explore comment Madagascar peut faire la transition vers un système énergétique à faible émission de carbone aligné sur les objectifs climatiques à long terme. Ce scénario modélise des changements ambitieux dans la technologie, l'utilisation des combustibles et la transformation sectorielle afin de réduire de manière significative les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2063. Il s'appuie sur le scénario de référence optimiste en intégrant des mesures d'atténuation ciblées dans tous les principaux secteurs consommateurs d'énergie. En outre, un scénario de décarbonisation plus ambitieux est examiné - VDP Longer Term (VDP LT) - dans lequel les mesures d'atténuation sont intensifiées après 2040, conduisant à une réduction des émissions

totales, après le pic de 2040. Cet objectif est atteint grâce à l'électrification accrue de tous les secteurs et à la pénétration des technologies de production d'électricité à partir de sources renouvelables à la hauteur du potentiel identifié à Madagascar, d'ici à 2063

Plus précisément, le principal changement dans le secteur des ménages provient de la modification des appareils de cuisson. La part de chaque appareil par type de ménage peut être consultée sur Figure21 : Parts des appareils de cuisson par type de ménage dans le scénario VDP LT pour le scénario VDP-LT et plus en détail dans l'annexe 1. On suppose que les cuisinières électriques atteignent près de 60% dans les foyers urbains électrifiés et 10% dans les foyers ruraux électrifiés, tandis que le reste est occupé par les cuisinières GPL et les cuisinières améliorées à bois et à charbon de bois (notez que puisque tous les foyers sont électrifiés d'ici 2063, la contribution des foyers non électrifiés à la consommation d'énergie est progressivement diminuée).

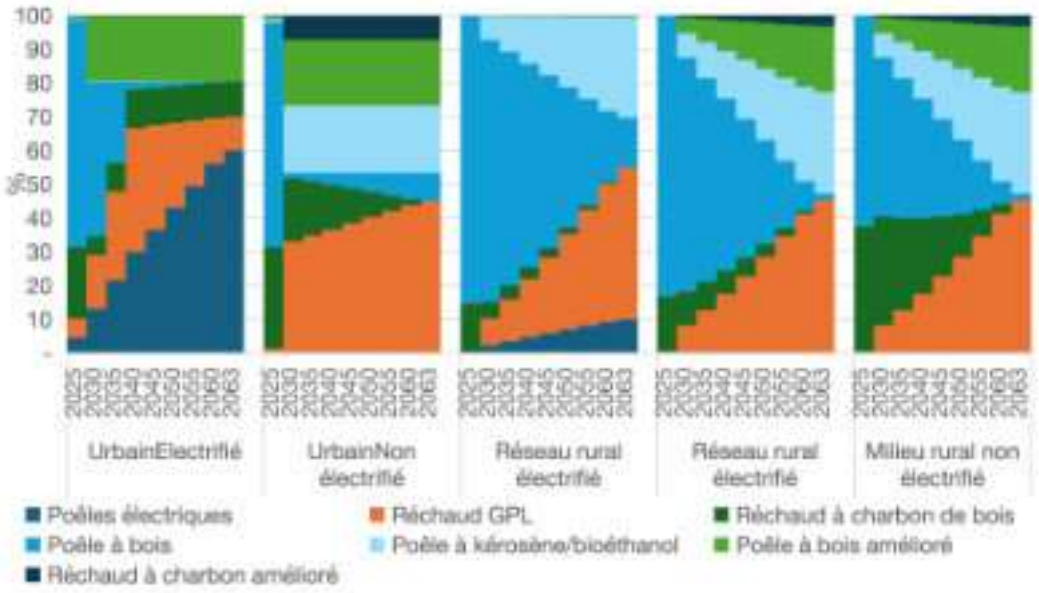


Figure :21 Parts des appareils de cuisson par type de ménage dans le scénario VDP

Dans le secteur des transports, les hypothèses de pénétration des véhicules électriques sont plus agressives dans le scénario VDP LT que dans le scénario VDP (Figure22 : Parts des voitures par type de carburant dans les scénarios VDP.), ce qui conduit à une électrification complète des voitures d'ici 2063. Les bus sont supposés être complètement électrifiés dans les scénarios VDP et VDP LT d'ici 2063 (Figure23 : Parts des bus et des véhicules de transport de marchandises par type de carburant dans le scénario VDP LT.). En outre, 40 % des véhicules de transport de marchandises (correspondant aux véhicules utilitaires légers) sont supposés être électrifiés d'ici 2063 dans le scénario VDP LT, alors que dans le scénario VDP, on suppose qu'il n'y a pas d'électrification du transport de marchandises.

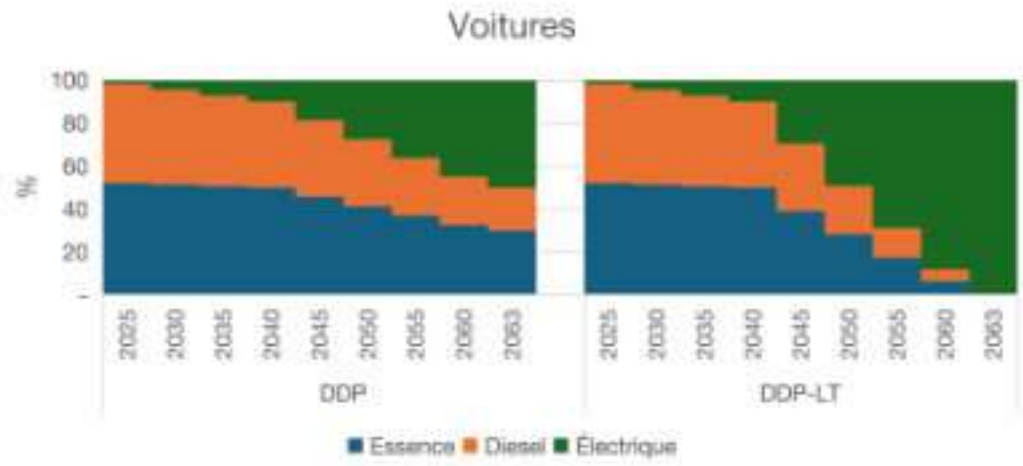


Figure :22 Parts des voitures par type de carburant dans les scénarios VDP

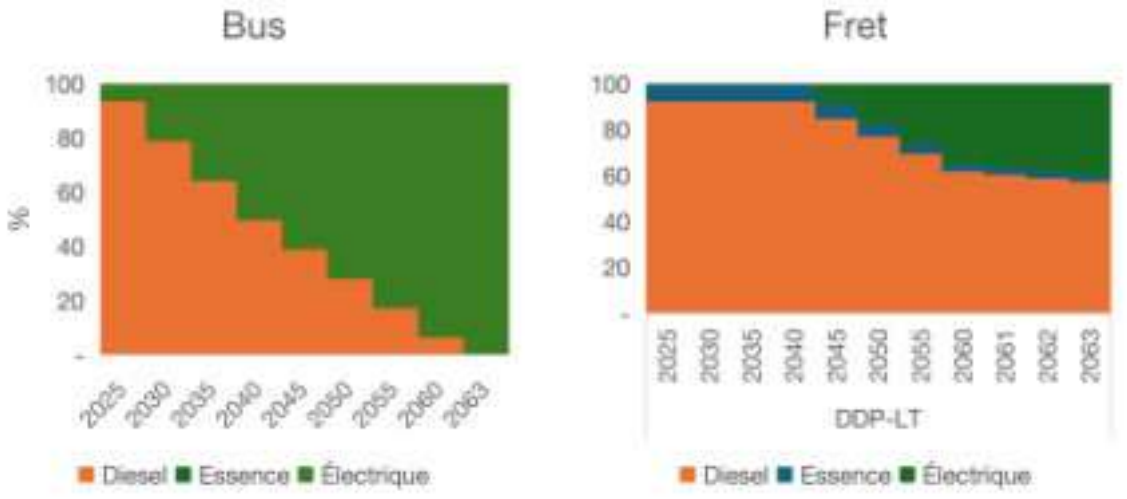


Figure23 : Parts des bus et des véhicules de transport de marchandises par type de carburant dans le scénario VDP LT

Consommation d'énergie finale

À court terme, de 2025 à 2030, la demande totale d'énergie finale augmente régulièrement dans les deux scénarios, passant de 5 904 ktep à 6 204 ktep dans le scénario VDP et de 5 912 ktep à 6 117 ktep dans le scénario VDP LT (Figure24 : Projections de la consommation d'énergie finale par secteur dans les scénarios VDP.). La croissance est modérée, reflétant les interventions de décarbonisation au début de la phase, en particulier dans la consommation des ménages. En 2030, les ménages restent le principal secteur consommateur d'énergie dans les deux scénarios, représentant 49,7 % dans le scénario VDP et 49,0 % dans le scénario VDP LT. L'industrie suit avec 1 174 ktep dans les deux cas, soit environ 19 % du total. Les services représentent 1 209 ktep (19,5 %) dans le scénario VDP et presque autant dans le scénario VDP LT, tandis que la contribution des transports commence à diminuer, représentant un peu moins de 12 % dans les deux cas. Si les valeurs absolues restent proches, la légère diminution de la consommation d'énergie des ménages dans le VDP LT reflète le début d'une évolution vers des appareils plus efficaces et une part plus importante d'électricité et de combustibles propres.

À moyen terme, de 2030 à 2040, la structure sectorielle commence à diverger plus nettement. La consommation totale d'énergie finale augmente pour atteindre 7 454 ktep en VDP et 7 409 ktep en VDP LT en 2040, la VDP augmentant plus rapidement en raison de la demande continue des ménages et des services. Dans le VDP, la demande d'énergie des ménages atteint 3 463 ktep, soit 46,4 % du total, tandis que dans le VDP LT, elle s'élève à 3 418 ktep, soit 46,1 %. La demande industrielle, quant à elle, passe à 1 545 ktep dans les deux scénarios, sa part augmentant progressivement pour atteindre 20,7 % du total. Les services augmentent plus rapidement, atteignant 1 704 ktep (22,9 %) dans le scénario VDP et le même niveau dans le scénario VDP LT, soutenus par la transformation économique structurelle et l'augmentation de l'accès à l'électricité dans les installations urbaines et institutionnelles. La demande de transport reste stable dans les deux cas, ce qui reflète l'électrification précoce et les changements modaux qui commencent à se matérialiser. Ces tendances confirment l'orientation stratégique de la trajectoire VDP LT, qui stabilise la demande globale tout en permettant une décarbonisation plus forte dans tous les secteurs.

À long terme, de 2040 à 2063, les différences entre les deux scénarios deviennent plus prononcées. Dans le scénario VDP, la consommation totale d'énergie finale atteint 10 600 ktep en 2063, alors que dans le scénario VDP LT, elle atteint 10 039 ktep, soit une différence d'environ 560 ktep ou 5,3 %. Cette réduction dans la trajectoire VDP LT est presque entièrement due à des améliorations soutenues de l'efficacité énergétique des ménages et du secteur des services. La consommation d'énergie des ménages dans le scénario VDP diminue légèrement par rapport à son pic pour atteindre 3 077 ktep en 2063 (29 % du total), tandis que dans le scénario VDP LT, elle diminue plus fortement pour atteindre 2 650 ktep (26,4 %), résultat direct d'une électrification poussée et de l'adoption généralisée d'appareils électroménagers efficaces et de solutions de cuisson propres. L'industrie est dominante dans les deux scénarios, atteignant 2 842 ktep (26,8 %) dans chacun d'eux, tandis que le secteur des services devient de plus en plus important, représentant 3 673 ktep (34,6 %) dans les scénarios VDP et VDP LT. Pendant ce temps, les transports poursuivent une très lente tendance à la hausse, atteignant seulement 962 ktep dans le scénario VDP et 827 ktep dans le scénario VDP LT d'ici 2063, preuve d'un transfert modal réussi et de gains d'efficacité dans les technologies des véhicules. La consommation du secteur agricole reste faible tout au long de l'année, augmentant légèrement pour atteindre 46 ktep dans les deux scénarios.

Cette évolution projetée reflète le récit de la voie de la décarbonisation profonde, où la croissance de la demande est découplée des émissions en donnant la priorité à l'efficacité, à l'électrification propre et au développement urbain et industriel durable. Le scénario VDP LT, en particulier, montre comment la planification du système à long terme et l'investissement dans des infrastructures énergétiques modernes peuvent contenir la demande finale d'énergie sans compromettre le progrès économique et social.

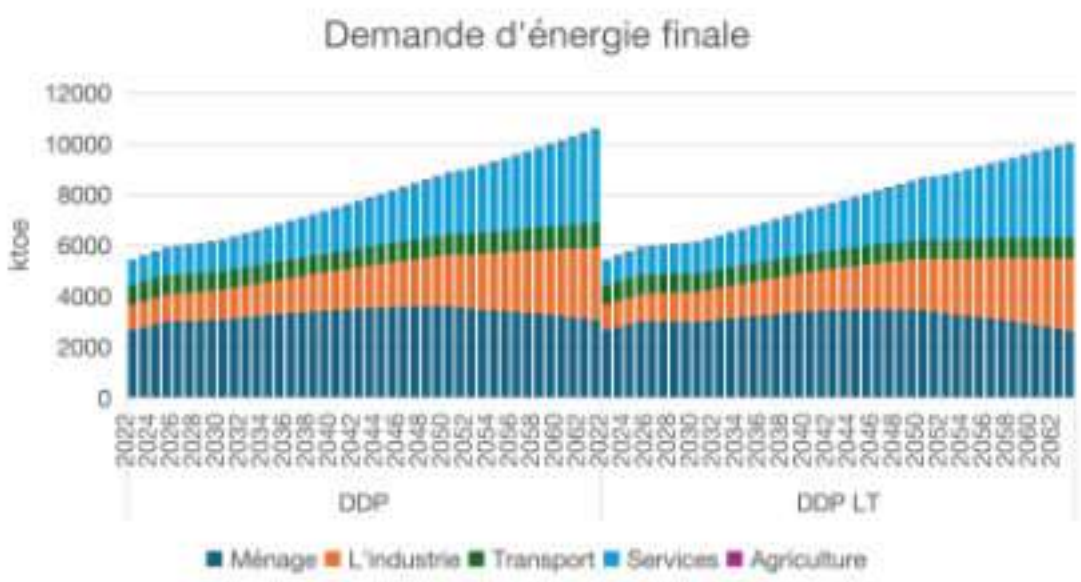


Figure :24 Projections de la consommation finale d'énergie par secteur dans les scénarios VDP

L'effet des hypothèses concernant les appareils de cuisson et les mesures d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel est visible dans la consommation d'énergie finale par combustible dans le secteur résidentiel à Figure25 : Projections de la consommation d'énergie finale par combustible dans les ménages dans les scénarios VDP. . La prédominance de la biomasse (bois et charbon de bois dans le graphique) diminue rapidement, puisqu'en 2063, elle est utilisée dans des appareils efficaces.

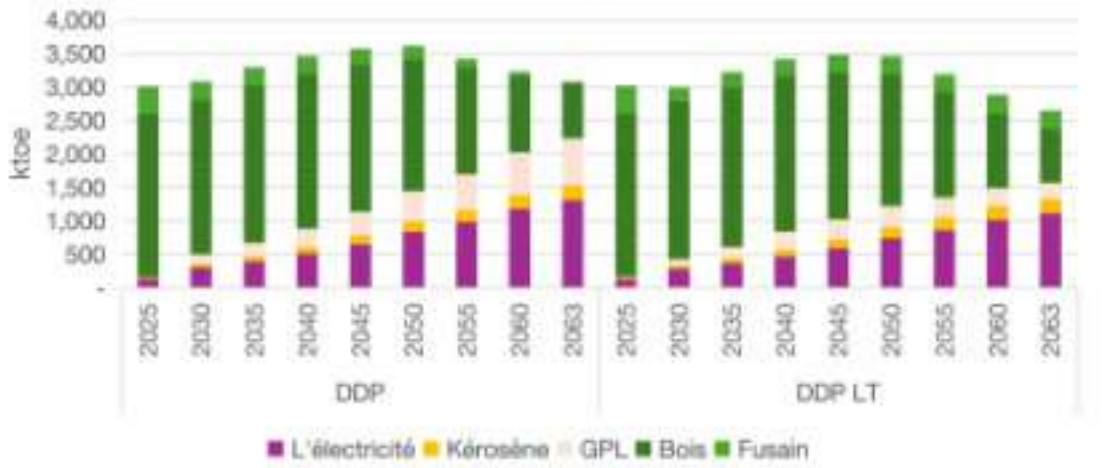


Figure :25 Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans les ménages dans les scénarios VDP

La structure de la consommation finale d'énergie du secteur des transports change considérablement, comme le montre la figure26 : Projections de la consommation finale d'énergie par carburant dans les transports dans les scénarios VDP. , en raison de la modification de la composition du parc de véhicules évoquée dans la section précédente et des actions visant à promouvoir les transports publics et à réduire la demande de mobilité grâce à une planification urbaine appropriée. Dans le scénario VDP LT, l'électricité domine la scène en 2063 en raison de l'électrification complète des voitures et des bus, les produits pétroliers restants couvrant la demande de fret.



Figure :26 Projections de la consommation finale d'énergie par carburant dans les transports dans les scénarios VDP

En ce qui concerne la consommation industrielle, la bagasse et d'autres résidus agroalimentaires devraient être largement utilisés dans les secteurs industriels (principalement l'industrie alimentaire et l'industrie des matériaux de construction), de même que l'électricité dans les autres industries (Figure27 : Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans l'industrie dans les scénarios VDP.), ce qui entraînera une réduction considérable de l'utilisation des combustibles fossiles (et en particulier du charbon, utilisé dans l'industrie du ciment).

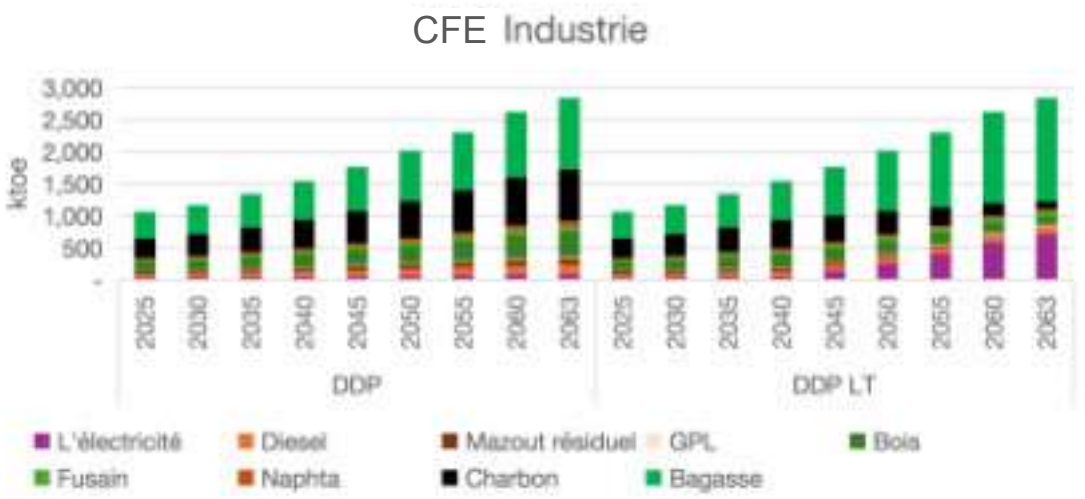


Figure :27 Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans l'industrie dans les scénarios VDP

Au cours de la période à court terme de 2025 à 2030, dans les scénarios VDP et VDP LT, la biomasse traditionnelle reste dominante *(Figure28 : Projections de la consommation d'énergie finale par combustible dans les scénarios VDP.).* En 2030, la consommation de bois représente 53,3 % de la consommation totale d'énergie finale dans le scénario VDP (3 307 ktep) et 55,0 % dans le scénario VDP LT (3 362 ktep), ce qui souligne l'importance continue de la biomasse. L'électricité commence à augmenter de manière plus sensible, atteignant 498 ktep dans le VDP et 478 ktep dans le VDP LT, représentant respectivement 8,0 % et 7,8 % de la consommation totale d'énergie finale. La consommation d'électricité augmente régulièrement dans tous les secteurs, la croissance la plus rapide étant observée dans les ménages et les transports. La consommation de GPL fait plus que doubler entre 2025 et 2030 dans les deux scénarios, passant à 162 ktep dans le scénario VDP et à 107 ktep dans le scénario VDP LT, reflétant les premiers effets des initiatives de cuisson propre. Les combustibles fossiles tels que le diesel et l'essence amorcent un léger déclin. Le diesel passe de 663 ktep à 611 ktep dans les deux scénarios, et l'essence de 131 ktep à 119 ktep. Ces tendances reflètent les premières stratégies de substitution des carburants et l'efficacité croissante du secteur des transports.

Dans l'horizon à moyen terme entre 2030 et 2040, le changement structurel commence à s'accélérer ((Figure28 : Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans les scénarios VDP.). L'électricité grimpe à 858 ktep dans le scénario VDP et atteint 814 ktep dans le scénario VDP LT, représentant respectivement 11,5 % et 11,0 % de la consommation totale d'énergie finale. La demande de GPL augmente également de façon marquée, atteignant 294 ktep en VDP et 294 ktep en VDP LT. La consommation de diesel continue à diminuer régulièrement, tombant à 543 ktep dans les deux scénarios en 2040. En particulier, la consommation d'essence tombe à 102 ktep dans le scénario VDP et à 102 ktep dans le scénario VDP LT, ce qui confirme la poursuite des progrès en matière d'électrification des transports et de transfert modal. La part du bois diminue légèrement mais reste supérieure à 49 % dans VDP et à environ 50 % dans VDP LT. La structure de cette période reflète clairement l'influence croissante des politiques d'électrification et une transition gérée des combustibles fossiles conventionnels, sans baisse significative de la demande totale.

A long terme, de 2040 à 2063, les différences entre les scénarios deviennent plus prononcées (Figure28 : Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans les scénarios VDP.) . L'électricité apparaît comme un vecteur central de la décarbonisation. En 2063, elle atteint 2 275 ktep dans le scénario VDP (21,5 % de la consommation totale d'énergie finale) et 2 323 ktep dans

le scénario VDP LT (23,1 %), reflétant l'électrification rapide des secteurs d'utilisation finale, en particulier dans les ménages, les services et les transports. La demande de GPL continue d'augmenter dans les deux scénarios, atteignant 746 ktep dans le VDP et culminant à 281 ktep dans le VDP LT, cette dernière étant limitée par une transition des combustibles de cuisson fossiles vers l'électricité et les technologies avancées de la biomasse. La consommation de diesel tombe à 490 ktep dans le scénario VDP et à seulement 313 ktep dans le scénario VDP LT, tandis que la consommation d'essence tombe à 59 ktep et 6 ktep, respectivement, ce qui correspond à une quasi-élimination de l'essence dans le scénario à long terme. La consommation de bois et de charbon de bois diverge également : dans le scénario VDP, l'utilisation du bois se maintient à 3 793 ktep (35,8 %), tandis que dans le scénario VDP LT, elle tombe à 2 074 ktep (20,7 %). Cette réduction substantielle illustre le rôle des combustibles modernes et de l'efficacité énergétique dans la réduction de la dépendance à l'égard de la biomasse. De même, la consommation de charbon augmente modestement dans le VDP (803 ktep) mais est progressivement éliminée dans le VDP LT (tombant à 114 ktep d'ici 2063). Ces tendances confirment l'orientation stratégique du scénario VDP LT, qui vise à réduire la demande globale d'énergie grâce à l'efficacité, à l'élimination des combustibles fossiles dans les utilisations finales et à une réduction considérable de la dépendance à l'égard de la biomasse traditionnelle. Le résultat est un système énergétique plus propre et plus électrifié qui soutient la croissance économique tout en réalisant des réductions substantielles des émissions et des gains de résilience.

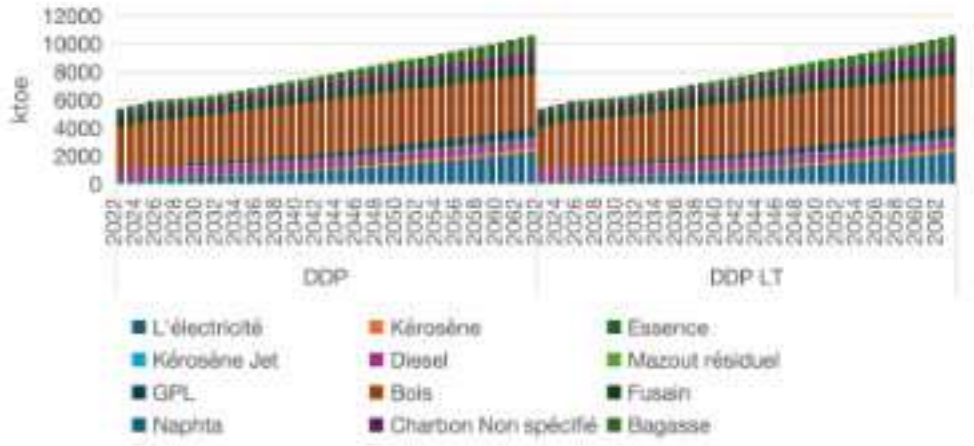


Figure :28 Projections de la consommation finale d'énergie par combustible dans les scénarios VDP

En résumé, pour toutes les périodes, le scénario VDP LT illustre un changement plus rapide et plus profond de la structure énergétique, en donnant la priorité à l'électrification et à la réduction de la demande tout en éliminant progressivement les combustibles fossiles et la biomasse traditionnelle, tandis que le scénario VDP maintient une dépendance résiduelle plus élevée à l'égard des combustibles conventionnels en raison d'hypothèses plus modérées. Les transitions intersectorielles en matière de combustibles dans le scénario VDP LT incarnent l'ambition stratégique d'un système énergétique entièrement décarboné et efficace d'ici le milieu du siècle.

Production d'électricité

La production d'électricité selon les scénarios VDP et VDP LT révèle deux trajectoires distinctes mais stratégiquement alignées pour la transformation à long terme du secteur de l'énergie à Madagascar (Figure29 : Projections de la production d'électricité hors-réseau et sur-réseau, scénarios VDP.). Les deux scénarios s'écartent fortement des tendances historiques ( ), en particulier dans la manière dont ils augmentent la capacité de production et intègrent les technologies hors réseau pour soutenir l'accès universel et la décarbonisation.

De 2025 à 2030, la production d'électricité selon les scénarios VDP et VDP LT suit une trajectoire de croissance presque identique, commençant à 4,13 TWh en 2025 et augmentant à environ 5,96 TWh et 6,01 TWh respectivement en 2030. Au cours de cette période, les deux scénarios mettent l'accent sur le déploiement accéléré des systèmes hors réseau, qui passent de 0,03 TWh en 2025 à 0,63 TWh en 2030 pour le scénario VDP et de même pour le scénario VDP LT. Alors que la composante en réseau reste dominante en termes absolus, l'importance de la production distribuée est déjà évidente, reflétant les efforts politiques pour combler les lacunes d'accès dans les zones rurales et périurbaines. Le scénario VDP LT montre une part hors réseau légèrement plus élevée dans les dernières années de la décennie, ce qui laisse entrevoir un engagement précoce en faveur de la décentralisation structurelle.

Entre 2030 et 2040, la phase à moyen terme voit les scénarios VDP et VDP LT diverger plus nettement en termes d'échelle et de structure. Dans le cadre du scénario VDP, la production totale d'électricité passe de 5,96 TWh en 2030 à 11,45 TWh en 2040, grâce à l'augmentation constante des capacités et à la modernisation du réseau. La production hors réseau passe à 3,12 TWh, soit environ un quart du total. Parallèlement, dans le scénario VDP LT, la production totale passe de 6,01 TWh à 10,92 TWh au cours de la même période. Ces tendances reflètent une intégration plus poussée des mini-réseaux basés sur les énergies renouvelables, des systèmes autonomes et des infrastructures intelligentes, en particulier dans les régions mal desservies et vulnérables au climat. Cette divergence à moyen terme souligne la trajectoire de décentralisation plus forte intégrée dans la stratégie VDP LT et signale un effort plus large pour aligner l'accès à l'énergie sur les objectifs de résilience et d'environnement.

À long terme, de 2040 à 2063, le contraste entre les deux scénarios devient structurel. Le scénario VDP poursuit sa trajectoire ascendante, la production totale d'électricité passant de 11,45 TWh en 2040 à 27,76 TWh en 2063. Les systèmes hors réseau représentent 11,10 TWh en 2063, soit plus de 40 % du mix total, tandis que la production en réseau passe à 16,66 TWh. Ces chiffres marquent un changement important par rapport à la dépendance passée à l'égard des systèmes centralisés à base de combustibles fossiles et reflètent un portefeuille diversifié de solutions énergétiques. Cependant, le scénario VDP LT va encore plus loin, atteignant 52,70 TWh d'ici 2063, soit près du double du total du scénario VDP. Cela est directement lié à la consommation d'électricité, puisque 100 % du transport routier de passagers et 40 % du transport routier de marchandises sont électrifiés, que la demande de services est électrifiée à 50 % et que l'industrie légère a une part d'électricité de 60 %, avec l'électrification complète du secteur résidentiel comme indiqué dans la section précédente (les parts correspondantes dans le scénario VDP sont 50 % de voitures électriques, pas de véhicules électriques pour le transport de marchandises, l'électricité dans l'industrie légère est de 10 % et de 8 % dans les services). Sur ce total, 14,82 TWh proviennent de sources hors réseau, tandis que 37,88 TWh sont fournis par des systèmes connectés au réseau. La transformation à long terme dans le cadre du VDP LT n'est pas seulement quantitative mais aussi qualitative : l'expansion de la production hors réseau est associée à l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables, à l'amélioration de l'intelligence du réseau et au stockage avancé, ce qui se traduit par un système énergétique plus flexible, plus décarboné et plus équitable.

En conclusion, le VDP et le VDP LT s'écartent tous deux de la trajectoire historique de Madagascar en matière d'électricité. Le VDP offre une croissance régulière basée sur des actifs centralisés et décentralisés et le VDP LT présente une trajectoire plus ambitieuse qui reconfigure complètement le secteur. Grâce à des investissements plus importants dans les énergies renouvelables distribuées (à la fois dans les systèmes en réseau et hors réseau) et à la modernisation à long terme du réseau, le VDP LT garantit un système capable de répondre à la demande future tout en atteignant les objectifs du pays en matière d'accès à l'énergie et de lutte contre le changement climatique.



Figure :29 Projections de la production d'électricité hors réseau et en réseau, scénarios VDP

Une analyse de la capacité installée dans le secteur de l'électricité dans le cadre des scénarios VDP et VDP LT révèle un fort contraste en termes d'ambition et d'échelle, en particulier à partir du moyen terme, conformément à l'idée générale d'une décarbonisation profonde (Figure30 : Projections de la capacité électrique en réseau, scénarios VDP.). À court terme (2025-2030), les deux scénarios suivent une trajectoire similaire, avec une augmentation modeste de la capacité installée totale, qui passe de 1 349 MW en 2025 à 2 017 MW en 2030 selon le scénario VDP, et à 2 104 MW selon le scénario VDP LT. La majeure partie de cette croissance dans les deux scénarios provient du déploiement de l'énergie solaire photovoltaïque, en particulier des projets déjà en construction (333 MW à partir de 2025) et des centrales autorisées (270 MW supplémentaires dans le cadre du VDP et du VDP LT d'ici à 2035). Les augmentations de capacité dans l'hydroélectricité restent relativement limitées au cours de cette période dans les deux scénarios, avec seulement une introduction mineure de nouvelles centrales hydroélectriques à petite échelle (par exemple, Mahavola et Antetesambato Hydro). Cependant, le moyen terme (2030-2040) marque le début de la divergence. Dans le scénario VDP, la capacité installée augmente pour atteindre 5 255 MW d'ici 2040, reflétant les ajouts progressifs de solaire photovoltaïque, l'expansion modeste de l'éolien (atteignant 510 MW) et l'expansion de l'hydroélectricité (notamment avec l'introduction de 370 MW de nouveau solaire photovoltaïque et de 192 MW de Sahofika Hydro). En revanche, VDP LT affiche une augmentation plus transformatrice, avec une capacité totale passant à 8 193 MW d'ici 2040, soit près de 56 % de plus que VDP. Cette croissance accélérée est due au déploiement à grande échelle de l'énergie solaire photovoltaïque, qui passe de 429 MW en 2030 à 3 500 MW en 2040, et à un déploiement plus rapide de l'énergie éolienne, qui atteint 1 510 MW contre 510 MW dans le cadre de la VDP (Figure30 : Projections de la capacité de production d'électricité en réseau, scénarios VDP).

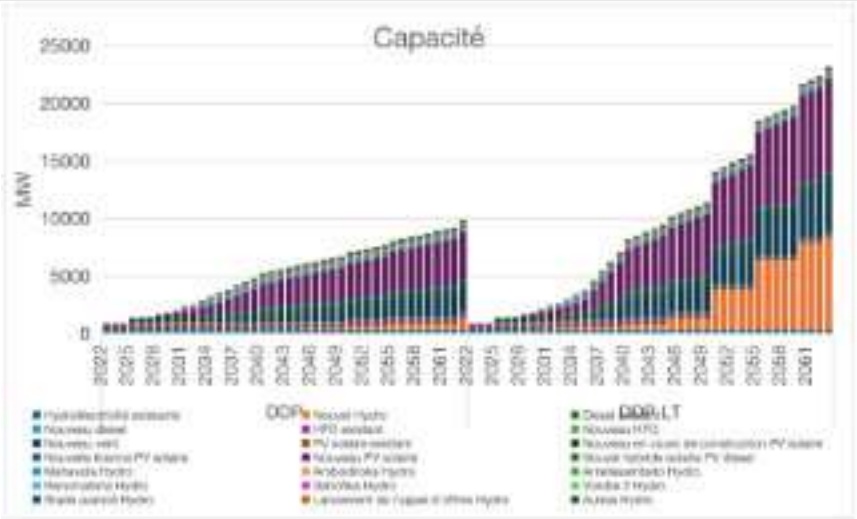


Figure :30 Projections de la capacité de production d'électricité en réseau, scénarios VDP.

Les trajectoires à long terme (2040-2063) mettent pleinement en évidence la transformation structurelle envisagée dans le cadre du VDP LT. La capacité installée totale dans le cadre du VDP passe à 9 831 MW en 2063, le solaire photovoltaïque atteignant 4 000 MW, l'éolien 2 010 MW et la nouvelle capacité hydroélectrique augmentant progressivement jusqu'à 1 012 MW. La capacité basée sur les combustibles fossiles (diesel et HFO) reste constante tout au long de la période en tant qu'options pour la stabilité du système, ce qui limite la décarbonisation globale du système. À l'inverse, dans le cadre du VDP LT, la capacité installée totale grimpe à 23 148 MW d'ici à 2063, soit plus du double du VDP. Cela inclut une immense expansion de l'énergie solaire photovoltaïque à grande échelle, atteignant 8 000 MW, de l'énergie éolienne avec 4 510 MW et de l'énergie hydroélectrique avec 8 000 MW. Cette croissance reflète un abandon décisif des technologies basées sur les combustibles fossiles, avec le remplacement progressif de la capacité HFO existante (tombant à 171 MW après 2045) et l'absence d'ajout de diesel. Par conséquent, le scénario VDP LT articule une vision profondément transformatrice pour le secteur de l'électricité, avec une forte pénétration des sources d'énergie renouvelables, en particulier le solaire et l'hydroélectricité, et un déploiement important de l'éolien. Il souligne la centralité de la production propre à grande échelle et de l'électrification pour la trajectoire de décarbonisation profonde de Madagascar, tandis que le scénario VDP, bien que progressif, conserve une trajectoire de décarbonisation plus incrémentale.

Énergie Émissions de GES

Les trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre des scénarios VDP et VDP LT présentent deux perspectives pour le développement à faible émission de Madagascar, en particulier lorsqu'elles sont examinées à long terme (2040-2063) (Figure31 : Projections des émissions totales de GES du secteur de la demande et du secteur de la transformation (production d'électricité).). Ces différences sont dues non seulement au rythme des réformes structurelles et du déploiement des technologies, mais aussi à l'ampleur de la transformation envisagée dans les secteurs de l'électricité et de la demande.

À court terme, entre 2025 et 2030, les deux scénarios reflètent une augmentation des émissions, mais diffèrent en termes d'ampleur et de répartition. Dans le scénario VDP, les émissions totales passent de 8 675 $ktCO_2eq$ en 2025 à 9 137 $ktCO_2eq$ en 2030, principalement en raison de l'augmentation constante des émissions des secteurs de la demande d'énergie, qui passent de 5 542 CO_2eq à 5 989 $ktCO_2eq$ au cours de la même période. Le secteur de la transformation (principalement la production d'électricité) contribue de manière constante à hauteur de 3 133-3 148 $ktCO_2eq$, ce qui reflète l'utilisation continue de technologies à base de combustibles fossiles dans le mix de production.

Le scénario VDP LT, tout en commençant à un niveau similaire de 8 701 $ktCO_2eq$ en 2025, ralentit la croissance des émissions plus rapidement, atteignant seulement 8 973 $ktCO_2eq$ en 2030. L'écart d'émissions entre les deux scénarios à la fin de cet horizon à court terme, bien que toujours modeste, commence à montrer l'impact des mesures accélérées d'efficacité et de transition énergétique de la stratégie VDP-LT. Entre 2030 et 2040, les tendances à moyen terme accentuent le contraste. Dans le scénario VDP, les émissions continuent d'augmenter régulièrement, passant de 9 137 kt CO_2eq à 10 159 $ktCO_2eq$. Les émissions du secteur de la demande représentent la majeure partie de cette augmentation, passant de 5 989 à 7 011 $ktCO_2eq$, tandis que les émissions du secteur de la transformation se stabilisent à 3 148 $ktCO_2eq$ tout au long de la décennie. Parallèlement, le scénario VDP LT atteint son pic d'émissions de 10 158 $ktCO_2eq$ en 2040, ce qui correspond presque exactement au niveau VDP pour cette année-là. Les émissions liées à la demande dans le scénario VDP LT augmentent plus modérément que le scénario VDP, passant de 5 824 $ktCO_2eq$ à 7 011 $ktCO_2eq$ entre 2030 et 2040, mais contrairement au scénario VDP, les émissions commencent à plafonner puis à diminuer légèrement avant même la fin de la décennie. En outre, les émissions du secteur de la transformation (principalement la production d'électricité) dans le scénario VDP LT restent légèrement inférieures et plus dynamiques, montrant les premiers signes du remplacement structurel des technologies de production à forte intensité de carbone par des alternatives renouvelables.



L'horizon à long terme de 2040 à 2063 marque la période de divergence la plus prononcée entre les deux scénarios. Dans le scénario VDP, les émissions continuent d'augmenter progressivement, passant de 10 159 $ktCO_2eq$ en 2040 à 13 594 $ktCO_2eq$ en 2063. Les émissions liées à la demande dominent l'augmentation, passant de 7 011 à 10 427 $ktCO_2eq$, tandis que les émissions du secteur de la transformation augmentent lentement mais régulièrement, atteignant 3 167 $ktCO_2eq$. En revanche, le scénario VDP LT atteint un pic définitif des émissions totales vers 2040, après quoi une baisse soutenue s'amorce. Les émissions passent de 10 158 $ktCO_2eq$ en 2040 à 6 668 $ktCO_2eq$ en 2063, soit une réduction de plus de 34 %. Cette baisse à long terme est due à des réductions continues des émissions liées à la demande et à la transformation. Les émissions liées à la demande passent de 7 011 $ktCO_2eq$ à seulement 4 282 $ktCO_2eq$, ce qui témoigne de gains importants en termes d'efficacité de l'utilisation finale, d'électrification des technologies à faible taux d'émission et de changements de comportement. Simultanément, les émissions du secteur de la transformation passent de 3 147kt CO_2eq à 2 386 $ktCO_2eq$, reflétant la décarbonisation généralisée du secteur de l'électricité et le remplacement presque complet de la production à base de combustibles fossiles par des systèmes d'énergie renouvelable.

Alors que les scénarios VDP et VDP LT présentent des profils d'émissions similaires à court terme, les trajectoires à long terme divergent en termes d'ambition et de résultats. Le scénario VDP continue de soutenir la croissance avec un contrôle modéré des émissions, ce qui conduit finalement à une augmentation persistante des émissions nationales. Le scénario VDP LT, en revanche, met en œuvre une stratégie de pic et de déclin des émissions, permettant des réductions soutenues au-delà de 2040 et s'alignant plus étroitement sur les objectifs mondiaux de décarbonisation. Il reflète un changement structurel délibéré vers une économie à faible émission de carbone, où l'électricité devient non seulement un vecteur de développement, mais aussi un outil de stabilisation du climat.

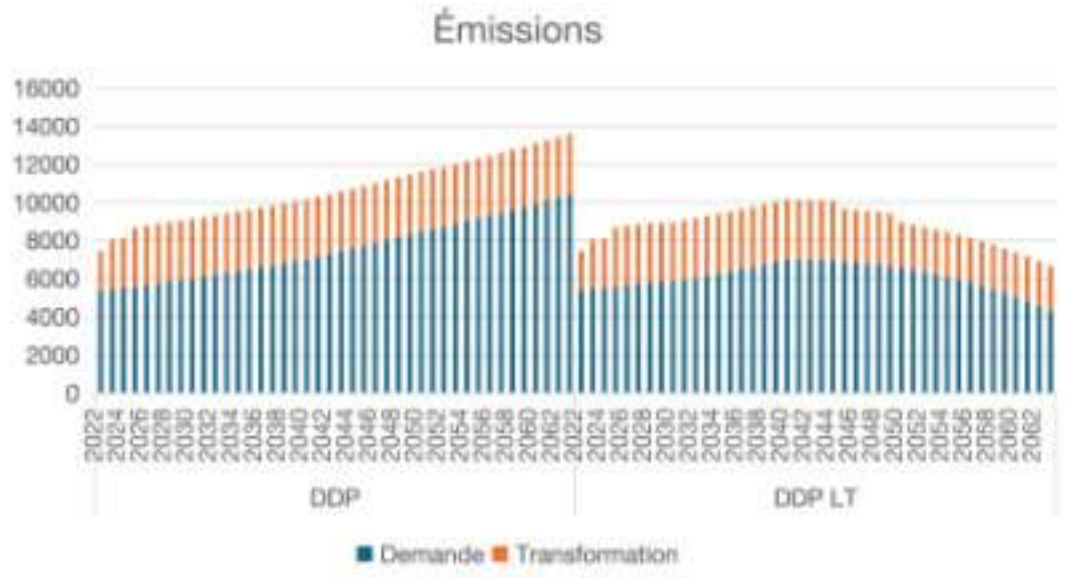


Figure :31 Projections des émissions totales de GES du secteur de la demande et des secteurs de transformation (production d'électricité).

Les émissions de GES par secteur de consommation finale d'énergie révèlent deux trajectoires d'émissions à long terme nettement divergentes, notamment en termes de contributions sectorielles, de dynamique des pics d'émissions et de calendrier de déclin (Figure32 : Projections des émissions de GES provenant des secteurs de consommation finale d'énergie.). D'ici à 2030, les trois principaux secteurs émetteurs dans les deux scénarios sont les transports (34 % dans le scénario VDP contre 35 % dans le scénario VDP LT), l'industrie (30 % dans les deux scénarios) et les ménages (26 % dans le scénario VDP contre 24 % dans le scénario VDP LT). Les services et l'utilisation de l'énergie dans l'agriculture contribuent conjointement à environ 10 % du total. Bien que l'ordre des parts sectorielles reste cohérent, la VDP LT commence à réduire les émissions des ménages et des services en raison de l'adoption rapide d'une meilleure efficacité énergétique dans les bâtiments. À moyen terme (2030-2040)

les différences sectorielles entre les scénarios commencent à se creuser. Dans le scénario VDP, le secteur des ménages continue à se développer régulièrement, atteignant 2 129 $ktCO_2eq$ en 2040 (part de 30 %), et le même niveau dans le scénario VDP LT, bien que ce dernier se stabilise et atteigne son maximum en 2041. Les émissions du secteur des transports diminuent légèrement dans les deux scénarios, mais restent supérieures à 1 700 $ktCO_2eq$. Notamment, le secteur des services atteint 760 $ktCO_2eq$ dans le scénario VDP, alors que dans le scénario VDP LT, il culmine à peu près à la même valeur et reste ensuite pratiquement stable. Les différences de tendances reflètent la manière dont le VDP maintient la dépendance aux énergies fossiles dans les utilisations finales, tandis que le VDP LT accélère l'électrification et les améliorations de l'efficacité dans tous les secteurs après 2040. À long terme (2040-2063), une divergence structurelle devient évidente. Dans le cadre de la VDP, les émissions continuent d'augmenter, passant de 7 011 $ktCO_2eq$ en 2040 à 10 427 $ktCO_2eq$ en 2063. Le secteur des ménages contribue à lui seul à hauteur de 3 155 $ktCO_2eq$ en 2063, soit plus de 30 % du total. L'industrie devient le secteur à la croissance la plus rapide, passant de 2 367 $ktCO_2eq$ en 2040 à 4 354 $ktCO_2eq$ en 2063. Les transports, bien qu'en baisse au départ, se stabilisent et ralentissent leur descente, restant au-dessus de 1 200 $ktCO_2eq$ en 2063. En revanche, le scénario VDP LT permet d'obtenir des réductions absolues dans tous les secteurs à partir de 2040. Les ménages réduisent leurs émissions de 1 299 $ktCO_2eq$ au cours de cette période, ce qui représente près de la moitié de la baisse totale. Les émissions de l'industrie sont réduites de moitié (de 2 367 à 1 147 $ktCO_2eq$), grâce à l'efficacité énergétique, à l'électrification et au changement de combustible, tandis que les transports diminuent plus modestement en raison d'une décarbonisation plus lente du fret et de l'aviation.

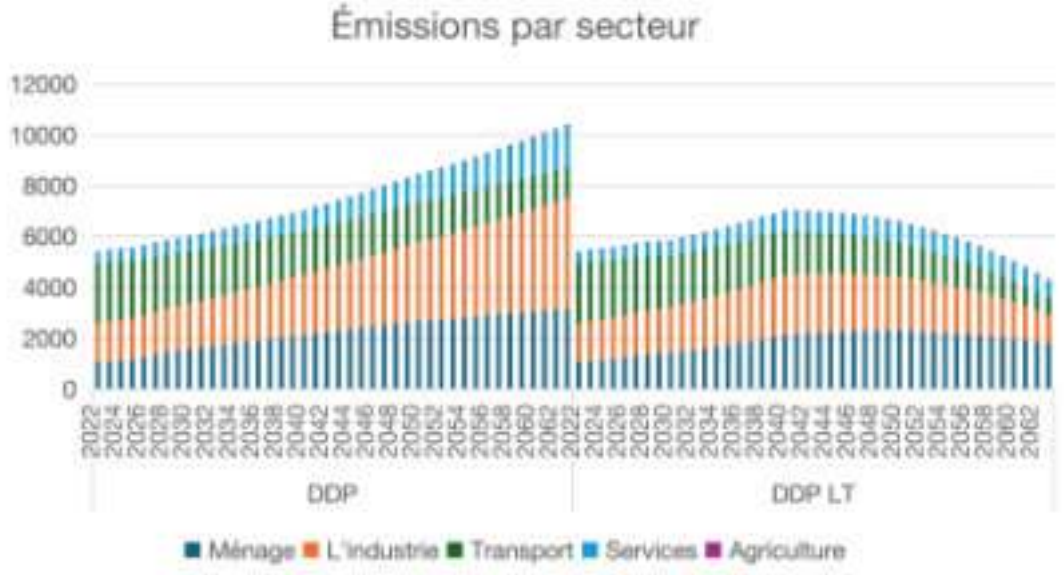


Figure :32 Projections des émissions de GES des secteurs de la consommation finale d'énergie.

Une analyse des émissions par type de combustible met en évidence les différences liées à l'évolution de l'électrification, de la substitution des combustibles et de l'efficacité énergétique (Figure 33 : Projections des émissions totales de GES par carburant utilisé dans les secteurs de la demande et de la transformation). À court terme (2025-2030), le diesel est la principale source d'émissions, contribuant à plus de 33 % du total en 2030. Le fioul résiduel arrive en deuxième position, avec une part d'environ 25 %, suivi du charbon (environ 14 %), du bois (environ 14 %) et de l'essence (moins de 4 %). À moyen terme (2030-2040),

dans le scénario VDP LT, les émissions dues au diesel plafonnent à environ 2 910 $ktCO_2eq$ en 2030, puis commencent à diminuer pour atteindre 2 701 $ktCO_2eq$ en 2040, alors que dans le scénario VDP, elles ne diminuent que de façon marginale. Les émissions dues au fioul résiduel restent élevées dans les deux filières, mais sont progressivement éliminées dans la filière VDP LT après 2040. En revanche, dans le cadre de la VDP, elles augmentent

continuellement pour atteindre 2 350 $ktCO_2eq$ en 2040. Le GPL continue d'augmenter dans les deux scénarios, mais plus fortement dans le scénario VDP LT (904 $ktCO_2eq$ contre 858 $ktCO_2eq$ dans le scénario VDP), ce qui souligne son rôle en tant que combustible de transition dans les ménages. Le charbon de bois et le bois maintiennent des émissions relativement stables dans le cadre du VDP, tandis que dans le cadre du VDP LT, les émissions de bois plafonnent puis commencent à diminuer d'ici 2040, grâce à l'électrification.

À long terme (2040-2063), dans le VDP, les plus grands contributeurs sont le diesel (2 553 $ktCO_2eq$), le fioul résiduel (2 562 $ktCO_2eq$), le charbon (3 138 $ktCO_2eq$) et le bois (1 380 $ktCO_2eq$), ce qui indique une trajectoire qui repose encore sur les combustibles fossiles. Les émissions de GPL augmentent également pour atteindre 2 290 $ktCO_2eq$, ce qui suggère une décarbonisation partielle sans changement complet de combustible. Dans le même temps, le projet VDP LT inverse complètement la trajectoire. Les émissions de diesel passent sous la barre des 2 012 $ktCO_2eq$, celles du fioul résiduel sont ramenées à 1 350 $ktCO_2eq$ et celles du charbon, après avoir culminé à 1 706 $ktCO_2eq$ en 2040, chutent régulièrement à 444 $ktCO_2eq$. Le GPL atteint un pic au milieu du siècle, puis recule légèrement, tandis que les émissions provenant du bois et du charbon de bois diminuent fortement, en particulier dans le secteur des ménages.

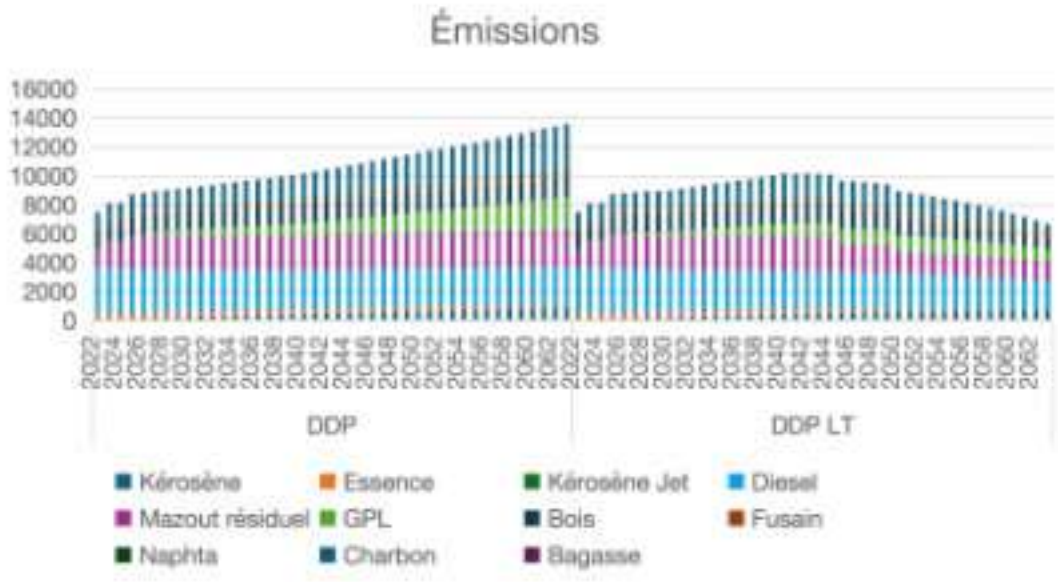


Figure33 : Projections des émissions totales de GES par combustible utilisé dans les secteurs de la demande et de la transformation.

4.2. Comparaisons de scénarios et informations clés

L'évolution comparée de la FEC à travers les quatre scénarios, Baseline, Optimistic Baseline, VDP, et VDP LT, met en évidence l'influence des politiques d'accès à l'énergie et des mesures d'efficacité sur la trajectoire énergétique de Madagascar entre 2022 et 2063 (*Figure34 : Projections de la consommation finale d'énergie à travers les scénarios.*). A court terme (d'ici 2030), la FEC totale varie étroitement de 6 117 ktep (VDP LT) à 6 850 ktep (Baseline). La consommation des ménages domine dans tous les scénarios, représentant 47,5 % dans le scénario de référence (3 257 ktep), mais moins dans le scénario de référence optimiste (46,2 %, 3 087 ktep), le scénario VDP (49,7 %, 3 080 ktep) et le scénario VDP LT (49,0 %, 2 993 ktep). Ces différences reflètent les gains précoces de la cuisson propre et de l'électrification dans les scénarios les plus ambitieux. L'industrie et les services contribuent chacun à hauteur de 19 à 21 %, tandis que la part des transports diminue légèrement en raison des effets initiaux des transferts modaux et de l'efficacité énergétique.

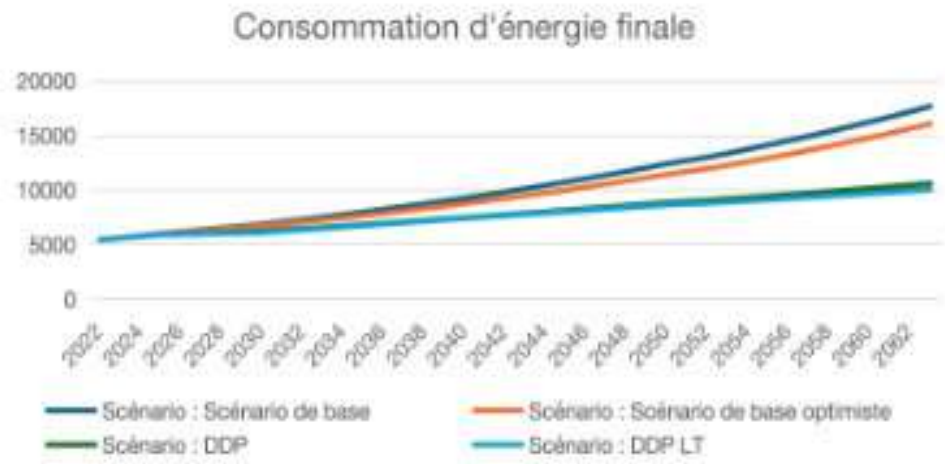


Figure :34 Projections de la consommation d'énergie finale selon les scénarios.

En 2040, les changements sectoriels deviennent plus évidents. La FEC totale passe à 9 259 ktep dans le scénario de référence, à 8 752 ktep dans le scénario de référence optimiste, à 7 454 ktep dans le scénario VDP et à 7 409 ktep dans le scénario VDP LT. La part des ménages diminue dans tous les cas : de 44,7 % dans le scénario de base à seulement 41,5 % dans le scénario de base optimiste, puis à 46,4 % dans le scénario VDP et à 46,1 % dans le scénario VDP LT (*Figure35 : Projections de la consommation finale d'énergie dans les ménages selon les scénarios.*). Le secteur des services augmente considérablement pour atteindre 21,9 % dans le scénario de base et 23,2 % dans le scénario de base optimiste, tout en se stabilisant autour de 22,9 % dans les deux scénarios VDP (*Figure38 : Projections de la consommation d'énergie finale dans les secteurs des services/commerciaux selon les scénarios.)*[6] . L'industrie connaît une croissance constante en termes absolus et relatifs (20,7 % dans les scénarios VDP/VDP LT), ce qui confirme l'augmentation de la demande d'énergie dans le contexte du développement économique (*Figure36 : Projections de la consommation finale d'énergie dans l'industrie selon les scénarios.)*[7] . La baisse de la consommation totale d'énergie finale dans les scénarios VDP souligne l'effet de programmes d'efficacité énergétique plus agressifs.

[6] Notez que dans le graphique pour le FEC dans les services, les lignes pour les scénarios de base et de base optimiste coïncident ainsi que les lignes pour VDP et VDP LT, puisque ces paires de scénarios ont exactement les mêmes hypothèses pour ce secteur.

[7] Notez que dans le graphique avec le FEC pour l'industrie, les lignes pour les scénarios de base et le scénario de base optimiste coïncident puisque ces scénarios ont les mêmes hypothèses pour le secteur. Il en va de même pour les lignes des scénarios VDP et VDP LT, qui envisagent des niveaux différents de changement de combustible mais le même niveau d'efficacité énergétique.

En 2050, la divergence devient encore plus prononcée. La CFE totale atteint 12 710 ktep dans le scénario de base, 11 702 ktep dans le scénario de base optimiste, 8 850 ktep dans le scénario VDP et seulement 8 787 ktep dans le scénario VDP LT. La demande des ménages tombe à 40 % dans le scénario de référence, à 35,1 % dans le scénario de référence optimiste, à 40,8 % dans le scénario VDP et à seulement 31,8 % dans le scénario VDP LT. Les services augmentent à plus de 24 % dans les scénarios de base et optimiste et dominent à 28,3 % dans le scénario VDP LT, sous l'effet de l'urbanisation et de l'électrification. Les parts des transports (*Figure37 : Projections de la consommation finale d'énergie dans les transports selon les scénarios.*) et de l'industrie (*Figure36 : Projections de la consommation finale d'énergie dans l'industrie selon les scénarios.*) sont similaires selon les scénarios, mais la VDP LT affiche des valeurs absolues plus faibles, reflétant les progrès réalisés en matière d'efficacité et d'électrification.

C'est en 2063 que les résultats structurels sont les plus clairs. Le total des FEC culmine à 17 672 ktep dans le scénario de référence, suivi de 16 081 ktep (scénario de référence optimiste), 10 600 ktep (VDP) et 10 039 ktep (VDP LT). Les ménages ne représentent que 33,2 % dans le scénario de référence et tombent à 26,6 % dans le scénario de référence optimiste et à 26,4 % dans le scénario VDP LT, preuve évidente ( ) de l'élimination progressive de la biomasse et des gains d'efficacité. Les services deviennent le plus grand consommateur dans VDP LT, avec 36,6 %, et sont importants dans tous les autres cas (>30 %). L'industrie se stabilise à près de 25 % dans toutes les filières. Le secteur des transports, bien qu'il connaisse une croissance modeste, reste inférieur à 15 % dans les scénarios VDP et VDP LT.

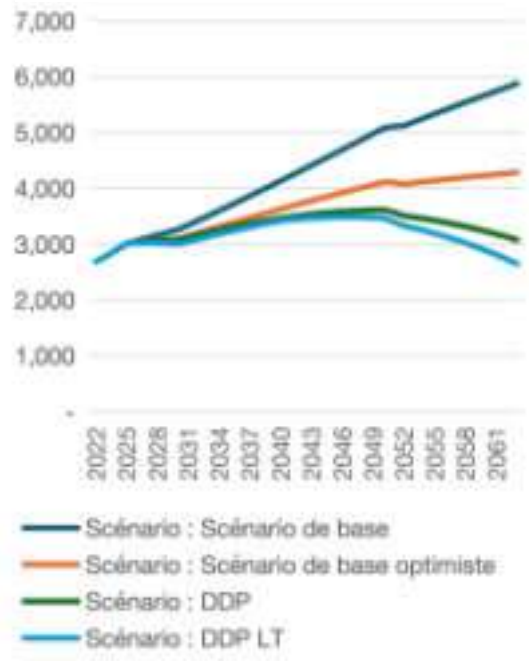


Figure :35 Projections de la consommation d'énergie finale des ménages selon les scénarios.

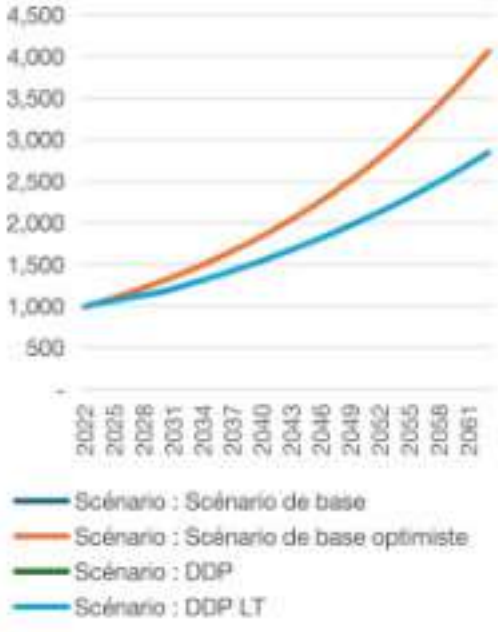


Figure36 : Projections de la consommation d'énergie finale dans l'industrie selon les scénarios

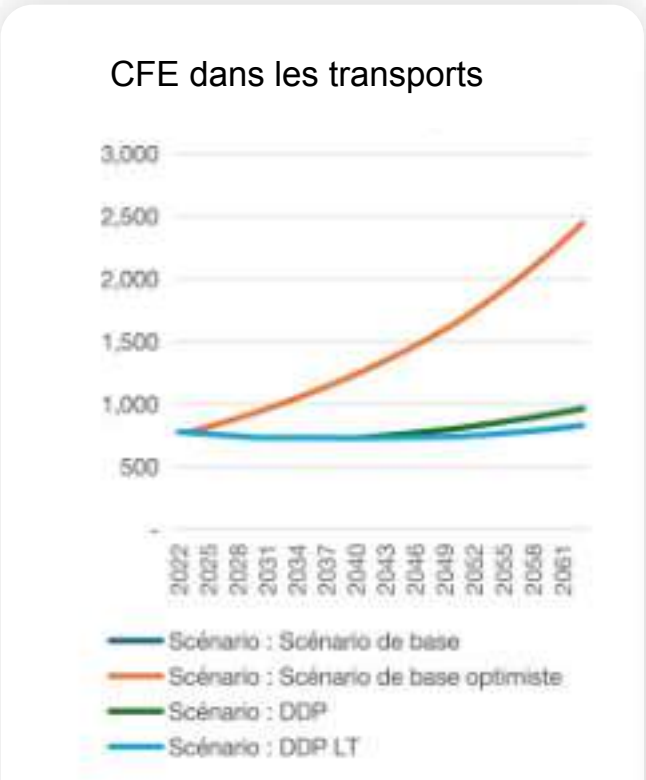


Figure :37 Projections de la consommation d'énergie finale dans les transports selon les scénarios

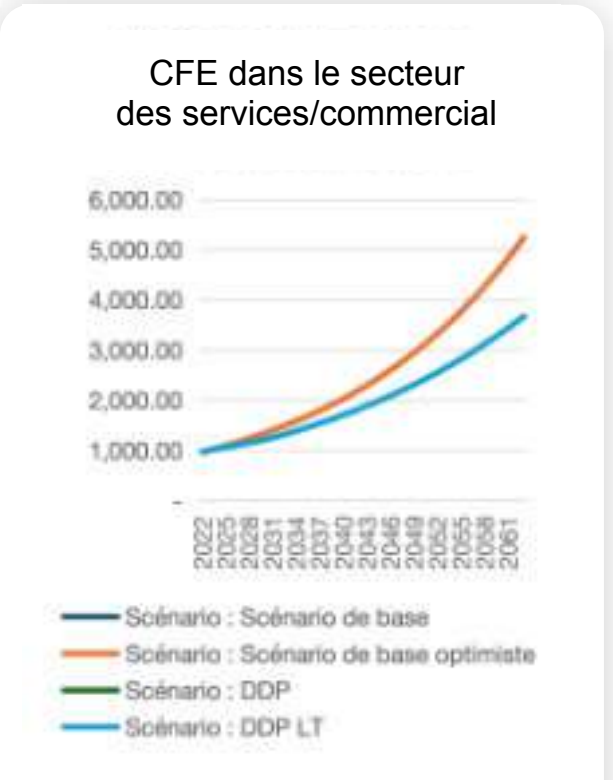


Figure :38 Projections de la consommation finale d'énergie dans les secteurs des services/commerciaux selon les scénarios

La comparaison de la production d'électricité entre les quatre scénarios révèle l'impact transformateur des politiques d'électrification et de l'ambition à l'échelle du système sur la dynamique de l'approvisionnement en énergie entre 2022 et 2063 (*Figure39 : Projections de la production d'électricité entre les scénarios.*). À court terme (2025-2030), la production totale d'électricité augmente dans tous les scénarios, mais reste relativement modeste. En 2030, le scénario de base atteint 5,46 TWh, tandis que le scénario de base optimiste le dépasse légèrement avec 5,62 TWh, grâce à une mise en œuvre plus rapide des mesures d'accès. Les scénarios VDP et VDP LT suivent de près avec 5,96 TWh et 6,01 TWh, respectivement. À moyen terme (2030-2040), des divergences plus marquées apparaissent. En 2040, le scénario de base atteint 9,04 TWh et le scénario de base optimiste 10,16 TWh. Le scénario VDP les dépasse tous les deux avec 11,45 TWh, soutenu par une croissance significative de la production hors réseau (3,12 TWh), qui représente plus de 27 % de son mix de production total. VDP LT suit de près avec 10,92 TWh, dont 2,81 TWh provenant de sources hors réseau. Ces résultats illustrent la façon dont les filières VDP et VDP LT commencent à s'appuyer plus fortement sur l'électrification décentralisée pour favoriser l'accès, en particulier dans les zones mal desservies et éloignées. Contrairement à l'expansion plus linéaire des scénarios de référence et de référence optimiste, les trajectoires VDP et VDP LT combinent les investissements dans le réseau avec le déploiement stratégique de mini-réseaux renouvelables, jetant ainsi les bases d'un changement systémique à long terme. Le long terme (2040-2063) révèle la transformation la plus prononcée. En 2063, le scénario de base atteint 21,69 TWh, le scénario de base optimiste 23,11 TWh et le scénario VDP 27,76 TWh. Toutefois, le scénario VDP LT représente un changement radical, puisqu'il fait plus que doubler le résultat du scénario de base en atteignant 52,70 TWh. Cette expansion s'appuie sur une croissance soutenue de l'offre centralisée et décentralisée.

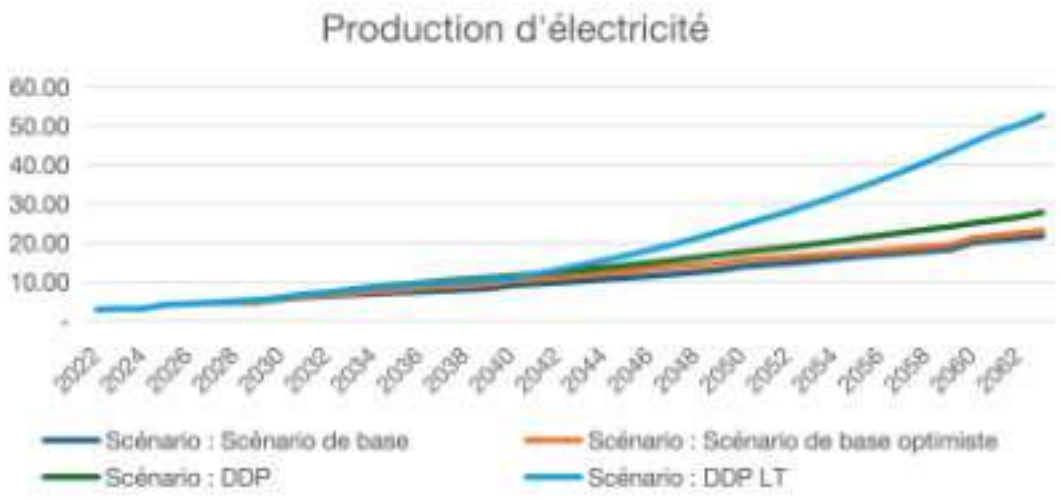


Figure :39 Projections de la production d'électricité selon les scénarios.

Les projections des émissions de GES liées à l'énergie dans les quatre scénarios révèlent des tendances divergentes qui reflètent les hypothèses de chaque scénario sur l'accès à l'énergie, l'électrification, la substitution des combustibles et l'efficacité énergétique (*Figure40 : Projections des émissions totales de GES dans les différents scénarios.*). Entre 2025 et 2030, tous les scénarios montrent une augmentation des émissions totales. En 2030, le scénario de référence atteint 10 201 $ktCO_2$ eq, tandis que le scénario de référence optimiste, qui représente un accès accéléré à l'électricité et à la cuisson propre, produit des émissions légèrement plus élevées, soit 10 294 $ktCO_2$ eq. Cette augmentation marginale est largement due au remplacement de la biomasse traditionnelle (qui est généralement considérée comme neutre en carbone dans la comptabilisation des émissions) par des vecteurs énergétiques fossiles tels que le GPL, en particulier dans le secteur des ménages. L'augmentation des émissions mesurables coïncide toutefois avec l'amélioration de la qualité des services énergétiques, des résultats en matière de santé et de la durabilité environnementale. Parallèlement, les scénarios VDP et VDP LT parviennent à limiter les émissions totales à 9 137 $ktCO_2$ eq et 8 973 $ktCO_2$ eq, respectivement, d'ici à 2030. Ces réductions sont obtenues grâce à des investissements précoces dans l'efficacité énergétique et aux premières étapes de la décarbonisation du secteur de l'électricité. Bien que les émissions du secteur de la transformation restent fixes à environ 3 133 $ktCO_2$ eqpendant cette période dans tous les scénarios, les trajectoires VDP et VDP LT commencent à découpler la croissance de la demande d'énergie de l'augmentation des émissions grâce à des changements structurels et technologiques précoces. À mesure que le système énergétique progresse à moyen terme, de 2030 à 2040, les tendances en matière d'émissions divergent plus nettement entre les scénarios. Dans le scénario de base et le scénario de base optimiste, les émissions totales augmentent régulièrement pour atteindre 14 174 $ktCO_2$ eqet 14 204 $ktCO_2$ eq, respectivement. Si ces totaux sont presque identiques, la composition des émissions diffère. Dans le scénario de référence optimiste, les émissions plus élevées du secteur de la transformation dues à l'augmentation de la production d'électricité par le réseau compensent les réductions dues à des combustibles d'utilisation finale plus propres et à une meilleure efficacité. Toutefois, ces gains restent insuffisants pour inverser la trajectoire ascendante sous-jacente. En revanche, les émissions des scénarios VDP et VDP LT se stabilisent au cours de cette décennie, atteignant respectivement 10 159 $ktCO_2$ eq et 10 158 $ktCO_2$ eq en 2040. Bien que les émissions absolues de ces deux scénarios convergent au cours de cette période, le scénario VDP LT commence à montrer les premiers signes d'un changement structurel, en particulier grâce à des changements dans les intrants de la production d'électricité et à la modération de la demande dans les secteurs des ménages et des services. Les émissions des secteurs des transports et de l'industrie, tout en restant importantes, augmentent plus lentement que dans les scénarios de référence, et une première atténuation est observée grâce à des changements modaux et à l'efficacité énergétique.

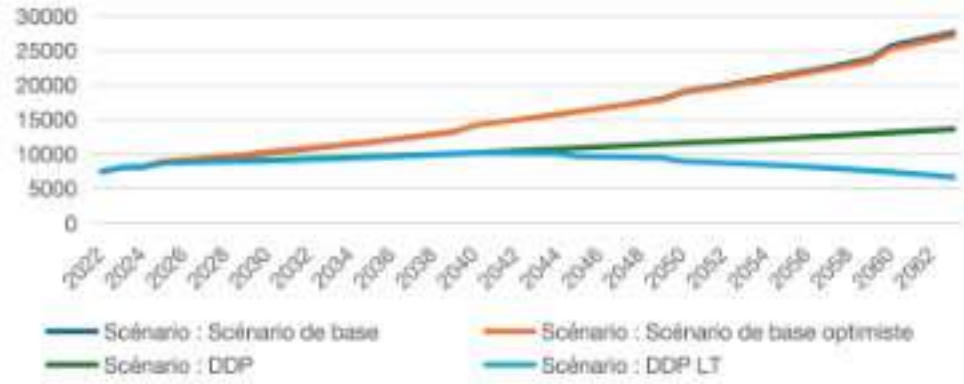


Figure :40 Projections des émissions totales de GES selon les scénarios

À l'horizon à long terme, entre 2040 et 2063, la divergence entre les scénarios devient la plus prononcée (*Figure40 : Projections des émissions totales de GES entre les scénarios*). Le scénario de référence poursuit sa trajectoire ascendante, atteignant 27 614 $ktCO_2$ eq en 2063, tandis que le scénario de référence optimiste parvient à une réduction modeste de 27 097 $ktCO_2$ eq.L'écart entre ces deux scénarios reste relativement faible, soulignant les limites des transitions axées sur l'accès lorsqu'elles ne sont pas associées à des stratégies systémiques de décarbonisation. Dans le scénario VDP, les émissions totales atteignent 13 594 $ktCO_2$ eq, soit une réduction de moitié environ par rapport au scénario de référence, ce qui reflète des transformations progressives mais significatives de l'offre et de la demande d'énergie. Toutefois, le scénario VDP LT réalise une rupture structurelle dans la trajectoire des émissions, atteignant un pic vers 2040 et entamant ensuite un déclin soutenu, culminant avec des émissions totales de seulement 6 668 $ktCO_2$ eqd'ici 2063. Cela représente une réduction de plus de 75 % par rapport au scénario de référence, démontrant le potentiel d'une approche de décarbonisation profonde qui combine l'électrification, le déploiement des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et le changement de combustible dans tous les secteurs.

Une ventilation sectorielle permet de mieux comprendre les tendances décrites ci-dessus. Dans le secteur des ménages, les émissions du scénario de référence atteignent 3 593 $ktCO_2$ eqen 2063, alors que le scénario VDP LT les réduit à seulement 1 783 $ktCO_2$ eq,soit une baisse de 50 %. Dans le secteur industriel, les émissions du scénario de référence atteignent 6 220 $ktCO_2$ eq,ce qui reflète une dépendance continue à l'égard des combustibles fossiles. En revanche, le VDP LT réduit presque de moitié les émissions industrielles, à 1 147 $ktCO_2$ eq, grâce à l'électrification de la chaleur industrielle, à l'efficacité énergétique et à l'adoption de technologies à faible teneur en carbone. Les émissions du secteur des transports sont également réduites, passant de 7 436 $ktCO_2$ eqdans le scénario de référence à 663 $ktCO_2$ eqdans le VDP LT, la mobilité électrique et les transferts modaux devenant prédominants. Le secteur des services voit également ses émissions diminuer, atteignant 2 340 $ktCO_2$ eqdans le scénario de référence et se stabilisant à 674 $ktCO_2$ eqdans le scénario VDP LT. Bien qu'elle représente une part plus faible des émissions globales, l'agriculture affiche une amélioration constante dans tous les scénarios. Outre les réductions des émissions liées à la demande, le secteur de la production d'électricité joue un rôle décisif dans la définition du profil d'émissions à long terme. Les émissions dues à la production d'électricité restent à peu près constantes à 3 148 $ktCO_2$ eqjusqu'en 2040 dans tous les scénarios. Après cette date, le scénario de référence continue à développer la production à base de combustibles fossiles, tandis que le scénario VDP LT s'oriente vers un bouquet d'électricité principalement renouvelable. Par conséquent, en 2063, les émissions du secteur de la transformation tombent à 2 386 $ktCO_2$ eqdans le scénario VDP LT, tandis qu'elles augmentent à 3 168 $ktCO_2$ eqdans le scénario VDP, et restent supérieures à 3 950 $ktCO_2$ eqdans les scénarios de référence et de référence optimiste.

L'analyse présentée ci-dessus indique que les scénarios de référence et de référence optimiste reflètent les risques d'une approche progressive axée principalement sur l'accès sans atténuation globale des émissions. Bien que des améliorations soient apportées aux services énergétiques des ménages et à l'électrification, elles s'accompagnent d'une dépendance continue à l'égard des combustibles fossiles et d'une augmentation des émissions. Le scénario VDP s'écarte sensiblement de cette trajectoire, démontrant les avantages d'interventions coordonnées au niveau de l'offre et de la demande. Enfin, le scénario VDP LT permet de réduire les émissions à moins d'un quart du niveau de référence d'ici à 2063, tout en favorisant l'accès universel à l'énergie et le développement économique. Ce résultat est obtenu grâce à l'intégration systématique des énergies renouvelables, à l'électrification de tous les grands secteurs et à des gains d'efficacité durables.

L'analyse des coûts sociaux annualisés du développement du système énergétique révèle des informations importantes concernant les implications économiques des voies énergétiques alternatives discutées ci-dessus. Le coût total regroupe trois éléments clés : les investissements dans les secteurs de la demande (ménages, industrie, transports, services), les investissements dans le secteur de la transformation (principalement la production d'électricité) et les dépenses liées à l'importation de combustibles fossiles (appelées "ressources"). Dans l'analyse qui suit, ces éléments sont exprimés en millions d'USD constants de 2022.

L'indicateur clé pour évaluer le coût économique des scénarios alternatifs est la différence de coût total par rapport au scénario de référence (*Figure41 : Projections des différences de coûts annualisés entre le scénario de référence et chacun des scénarios.*). Cette différence reflète à la fois l'investissement supplémentaire requis pour les nouvelles technologies et les économies potentielles résultant de la réduction des importations de combustibles fossiles. Ce point est examiné en détail dans les paragraphes suivants.

Sur la période à court terme jusqu'en 2030, le scénario de référence optimiste entraîne une légère augmentation cumulative des coûts par rapport au scénario de référence, soit 7 millions de dollars provenant d'investissements supplémentaires dans les secteurs de la demande, 1 million de dollars provenant d'une légère augmentation des dépenses dans le secteur de la transformation et une augmentation de 255 millions de dollars des coûts d'importation de combustibles, liée à l'utilisation accrue du GPL pour la cuisson et à l'augmentation de la production d'électricité. Au total, cela se traduit par une augmentation cumulative des coûts d'environ 262 millions de dollars au cours de cette période. Ces coûts reflètent la montée en puissance de l'électrification et de l'infrastructure de cuisson propre avant que des gains significatifs en matière d'efficacité énergétique ou de substitution des combustibles ne soient réalisés, et ne sont supérieurs que de 1 % au scénario de référence sur la même période (*figure 41) : Projections des différences de coûts annualisés entre le scénario de référence et chaque scénario*).

En revanche, le scénario VDP génère déjà des économies cumulées d'ici 2030, avec des réductions de coûts totales cumulées d'environ 770 millions de dollars. Celles-ci proviennent principalement des économies réalisées sur les importations de combustibles fossiles, qui s'élèvent à 1236 millions de dollars, associées à une augmentation des investissements du côté de la demande d'environ 423 millions de dollars - en grande partie due aux mesures d'efficacité énergétique et d'électrification - et à une augmentation cumulative des investissements dans la production d'électricité de 43 millions de dollars, qui est plus que compensée par les économies réalisées sur les combustibles. Le VDP permet donc une réduction globale des coûts d'environ 4 % par rapport au scénario de référence sur la période 2025-2030. VDP LT reflète étroitement ces économies à court terme, réalisant des réductions totales de 898 millions de dollars, soutenues par une baisse de 1386 millions de dollars des coûts des combustibles importés et des investissements légèrement plus élevés que VDP dans la transformation, en prévision d'une décarbonisation plus profonde à long terme (*figure 41) : Projections des différences de coûts annualisés entre le scénario de référence et chacun des scénarios*).

Entre 2030 et 2040, la divergence des structures de coûts s'accentue *Figure 41 : Projections des différences de coûts annualisés entre le scénario de base et chaque scénario*). Le scénario de référence optimiste continue de produire des augmentations nettes par rapport au scénario de référence, avec des dépenses cumulées supplémentaires (entre 2030 et 2040) de 1,16 milliard de dollars. Cela reflète des augmentations persistantes dans les trois catégories de coûts, en particulier les importations de combustibles fossiles, qui sont supérieures de 1103 millions de dollars. Le scénario VDP, cependant, produit des économies cumulées de 5,5 milliards de dollars, en raison des effets soutenus de la substitution des combustibles et de l'efficacité énergétique, qui réduisent les

importations de combustibles fossiles de 8,2 milliards de dollars malgré une augmentation des investissements dans la transformation et la demande de 1,05 milliard de dollars et de 1,6 milliard de dollars, respectivement. Le VDP LT atteint 4,8 milliards de dollars d'économies totales par rapport au scénario de référence. Bien que les investissements dans la transformation soient sensiblement plus élevés d'environ 2,2 milliards de dollars au cours de la décennie et les investissements dans les technologies axées sur la demande de 1,6 milliard de dollars, ils sont compensés par des économies de carburant de plus de 8,5 milliards de dollars, ce qui se traduit par un avantage net de 10 % par rapport aux niveaux de coûts de la ligne de base.

Dans l'horizon à long terme de 2040 à 2063, l'impact cumulé de la transformation structurelle de l'énergie est indéniable (*figure 41 : Projections des différences de coûts annualisés entre le scénario de référence et chacun des scénarios*). Le scénario de base optimiste, tout en modérant légèrement la croissance de ses coûts, finit toujours par coûter 3,6 milliards de dollars de plus que le scénario de référence - un résultat dû presque entièrement aux coûts d'importation des combustibles, qui restent constamment plus élevés tout au long de la période. En revanche, le VDP permet de réaliser des économies cumulées de 45 milliards de dollars sur la période 2040 - 2063, ce qui correspond à des économies de 24 % par rapport au scénario de référence, reflétant les effets de la décarbonisation. Les coûts d'importation des carburants sont réduits de 66 milliards de dollars, malgré des investissements supplémentaires sur le site de 12,2 milliards de dollars dans la demande et de 9,2 milliards de dollars dans la transformation. Le VDP LT présente des avantages économiques, en réduisant les coûts totaux de 28 milliards de dollars, soit une baisse de 15 % par rapport à la ligne de base. Les importations de carburant à elles seules sont réduites de 84 milliards de dollars sur cette période, ce qui est le chiffre le plus élevé de tous les scénarios. Toutefois, ces gains nécessitent 14,6 milliards de dollars d'investissements supplémentaires du côté de la demande et 40,4 milliards de dollars dépensés dans le secteur de la transformation, dont une grande partie reflète le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables et l'électrification des utilisations finales.



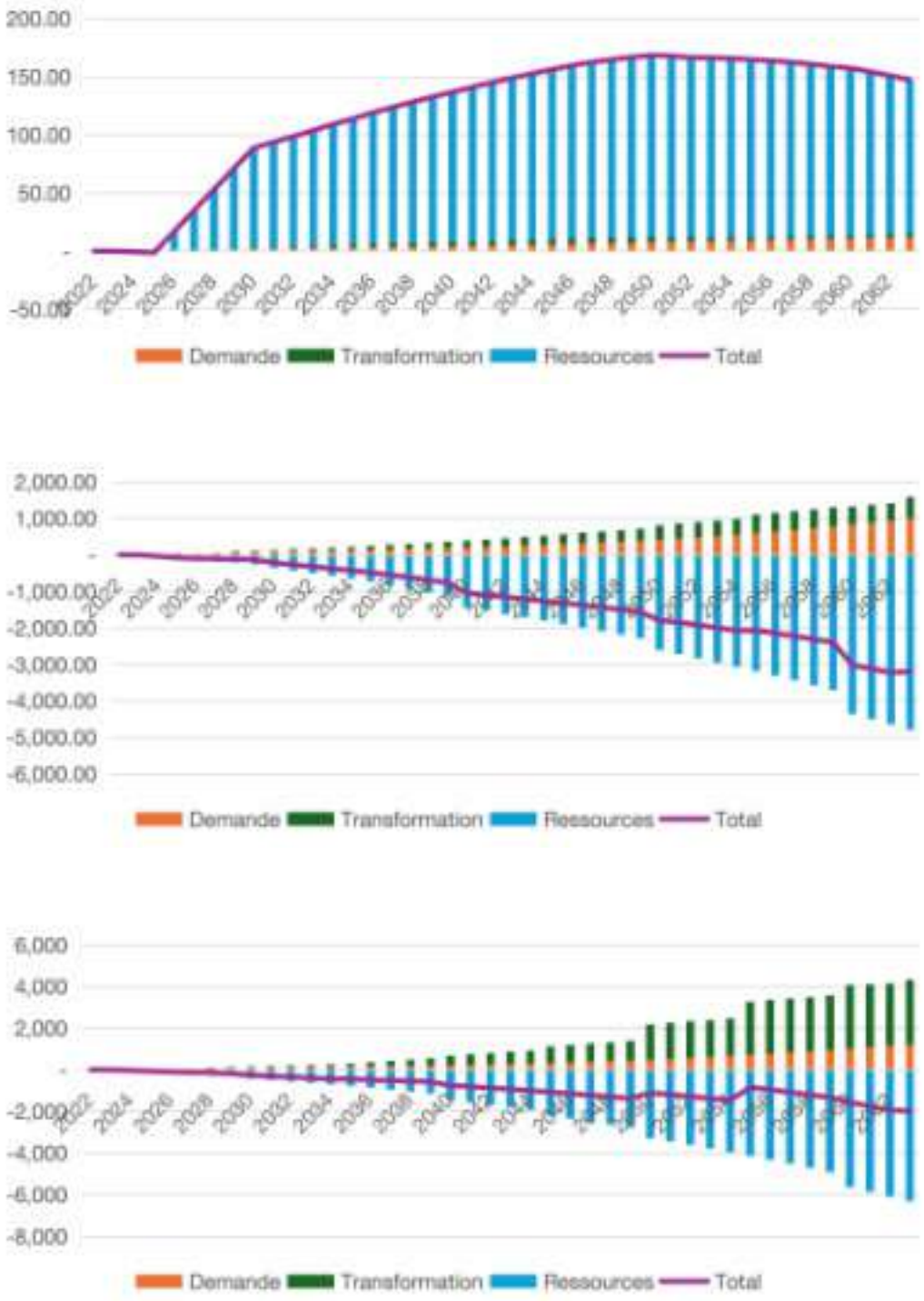


Figure :41 Projections des différences de coûts annualisés entre le scénario de base et chaque scénario.

L'analyse comparative des trajectoires de transition énergétique de Madagascar révèle une hiérarchie claire des résultats entre les scénarios Baseline, Optimistic Baseline, VDP, et VDP LT, façonnée par la profondeur de l'ambition politique en matière d'accès à l'énergie, d'efficacité, d'électrification, et de décarbonisation. En termes de consommation finale d'énergie, les scénarios VDP et VDP LT maintiennent constamment les niveaux de demande les plus bas tout au long de la période 2022-2063,

reflétant des investissements précoces et soutenus dans l'efficacité et les technologies propres. En 2063, la consommation totale d'énergie finale dans le scénario VDP LT est inférieure de 43 % à celle du scénario de référence, en raison du passage de la biomasse traditionnelle à l'électricité et aux combustibles modernes, en particulier dans les secteurs des ménages et des services. La production d'électricité suit une trajectoire similaire. Alors que tous les scénarios augmentent la capacité de production, le scénario VDP LT réalise une transformation fondamentale, avec une production totale plus que doublée par rapport au scénario de référence, grâce à des investissements à grande échelle dans les énergies renouvelables centralisées et les systèmes distribués hors réseau. L'électrification favorise non seulement l'accès, mais aussi la décarbonisation de l'ensemble de l'économie.

Les émissions de gaz à effet de serre suivent des trajectoires divergentes. Le scénario de référence continue d'augmenter fortement, tandis que le scénario VDP LT atteint un pic vers 2040 avant de diminuer régulièrement jusqu'à un niveau inférieur de 75 % à celui du scénario de référence. Cette baisse est rendue possible par une électrification poussée, le déploiement des énergies renouvelables et l'efficacité dans tous les secteurs, avec des réductions notables dans les transports, l'industrie et les ménages. Le scénario VDP réduit également les émissions de près de moitié d'ici 2063 par rapport au scénario de référence.

Ces résultats transformateurs sont non seulement réalisables sur le plan technique, mais également avantageux sur le plan économique. À long terme, tant le scénario VDP que le scénario VDP LT permettent de réaliser des économies par rapport au scénario de référence. Entre 2040 et 2063, le scénario VDP réduit les coûts cumulés du système de 45 milliards de dollars (24 % de moins), principalement en évitant 66 milliards de dollars d'importations de combustibles fossiles, malgré des investissements substantiels dans les secteurs de la transformation et de la demande. Le scénario VDP LT permet de réaliser 28 milliards de dollars d'économies (15 % de moins que le scénario de référence), avec des réductions encore plus importantes des importations de combustibles (84 milliards de dollars), bien qu'il nécessite des investissements initiaux plus importants, en particulier 40,4 milliards de dollars dans la transformation du secteur de l'électricité, ce qui reflète l'ampleur du déploiement des énergies renouvelables.

Au total, les résultats montrent que si la trajectoire VDP LT offre une transition énergétique véritablement transformatrice pour Madagascar, combinant des réductions d'émissions importantes, un accès universel, une demande énergétique réduite et des économies de coûts à long terme, la trajectoire VDP offre un changement plus progressif mais néanmoins solide, avec des économies de coûts à long terme plus importantes. Les approches Baseline et Optimistic Baseline restent bloquées dans des trajectoires à forte intensité fossile et à coûts élevés.

4.4 Contraintes et lacunes des données dans l'élaboration du scénario VDP pour Madagascar

Le développement des scénarios VDP (Deep Decarbonization Pathways) de Madagascar a été entravé par certaines limitations et incertitudes au niveau des données. Le plus important d'entre eux est la disponibilité insuffisante de données sectorielles actualisées et désagrégées, en particulier pour les secteurs du transport et du résidentiel,

qui sont essentielles pour modéliser les tendances de la demande et les possibilités d'atténuation. En général, le bilan énergétique a été utilisé comme principale statistique de référence, puis des estimations raisonnables ont été effectuées pour reproduire la consommation totale par combustible et par sous-secteur telle qu'elle est indiquée dans le bilan énergétique.

Dans le cas du secteur des transports, il n'existait pas de données unifiées et cohérentes sur le parc automobile national. L'équipe a dû compiler des statistiques sur les véhicules à partir de sources multiples. Les rapports de la communication nationale et les stratégies sectorielles reconnaissent notamment la nécessité d'un registre numérique centralisé des véhicules pour faciliter la planification future. Dans le secteur des ménages, les statistiques relatives au pourcentage de ménages utilisant du charbon de bois et du bois n'étaient pas disponibles, c'est pourquoi les estimations ont été réalisées en utilisant les quantités totales de consommation de bois et de charbon de bois indiquées dans le bilan énergétique. La même approche a été utilisée pour les autres combustibles consommés par les ménages. Les détails concernant l'accès des ménages à l'électricité (en réseau, y compris les mini-réseaux et l'accès hors réseau) ont été compilés à partir de différentes sources, à savoir la



Planification énergétique intégrée, le Rapport sur l'électrification (2024), pour 2023, tandis que pour 2024, des données détaillées ont été fournies par l'ADER et ont été incluses dans le modèle.

Pour remédier à ces limitations, plusieurs mesures d'amélioration sont proposées. Premièrement, une feuille de route nationale devrait être établie pour institutionnaliser la collecte de données sur l'énergie, y compris les enquêtes périodiques sur l'énergie des ménages et les audits énergétiques des transports. Deuxièmement, des études de faisabilité ciblées, portant sur les mini-réseaux, la mobilité électrique et les solutions de cuisson modernes, devraient être lancées pour quantifier les besoins d'investissement et évaluer les obstacles à la mise en œuvre. Troisièmement, ces efforts devraient être intégrés dans la révision régulière des documents de planification énergétique tels que le Plan Directeur de Développement Énergétique et le Programme Énergie Intégré (PEI), afin de garantir que les scénarios du VDP soient continuellement affinés sur la base des meilleures données disponibles.

En s'attaquant à ces contraintes fondamentales, on s'assurera que les futures mises à jour des scénarios estimeront de manière plus détaillée les coûts de transition, la diffusion attendue des technologies, et qu'elles tiendront compte des avantages socio-économiques essentiels. L'institutionnalisation d'un cadre solide et intersectoriel de collecte de données est essentielle pour soutenir une planification fondée sur des preuves et renforcer la crédibilité de la stratégie de décarbonisation à long terme.



5 . Principaux domaines d'action et de politique

5.1 Introduction

Les chapitres précédents ont reconstruit chaque système énergétique national en détail et ont projeté son évolution selon des voies de décarbonisation définies. Ce chapitre passe des trajectoires des scénarios aux décisions de terrain qui débloquent ces trajectoires. Le chapitre 5 rassemble donc un portefeuille d'interventions courtes et réalisables pour Madagascar qui correspondent aux sept sous-secteurs de l'ETSAP : électricité, industrie, transport, bâtiments, pétrole et gaz, agriculture et cuisson propre. Ce sont les " points charnières " où l'intention politique rencontre l'ingénierie réglementaire, et où le capital privé reçoit le signal de confiance dont il a besoin pour se mobiliser à grande échelle.

5.2.Élaboration de la liste d'action

Notre point de départ a été le long inventaire des mesures intégrées dans le ETSAP et son document d'accompagnement, les lignes directrices pour les activités à faible impact et à fort impact. Cet inventaire est délibérément extensif, capturant tout le spectre des possibilités dans les cinquante-cinq États membres. Cependant, une liste continentale indifférenciée, aussi complète soit-elle, risque d'être trop abstraite ou trop normative lorsqu'elle est transposée dans des contextes nationaux spécifiques. En conséquence, l'équipe du projet et les groupes de travail des parties prenantes nationales ont entrepris un processus de filtrage dont l'objectif était de distiller une première série d'actions par secteur adaptées aux réalités de Madagascar.

Le filtrage a suivi une logique en trois étapes. La pertinence a consisté à déterminer si la mesure s'attaquait à un goulet d'étranglement identifié au cours de l'année de référence : pertes excessives sur le réseau, lacunes réglementaires, codes de construction obsolètes ou absence de normes pour la réduction des torchères. La faisabilité a examiné la maturité institutionnelle, la marge de manœuvre budgétaire et l'appétit politique, en reconnaissant que certaines idées sont prématurées tant que les conditions préalables - comme un code de réseau robuste ou un réseau de comptage fonctionnel - ne sont pas en place. L'effet de levier catalytique a pesé le rapport entre l'effort de conception de la politique et l'investissement privé en aval ou les économies d'émissions ; dans un contexte de ressources limitées, les actions qui déclenchent d'importants flux de suivi sont les plus importantes.

5.3.Architecture consultative

Garantir à la fois l'appropriation nationale et la comparabilité régionale et continentale nécessitait une approche délibérée de l'engagement. Nous avons donc adopté un processus à quatre niveaux, commun aux trois pays, mais suffisamment souple pour tenir compte de leur diversité :

1. **Consultations bilatérales** : Les spécialistes de l'équipe du projet ont rencontré séparément ou en petits groupes les régulateurs, les services publics, les ministères concernés et les observateurs de la société civile. Ces rencontres ont permis de mettre en évidence des contraintes granulaires - remises tarifaires informelles, goulets d'étranglement au niveau des permis, champs de données manquants - souvent invisibles dans les rapports officiels.
2. **Présélection et évaluation initiale** : sur la base de ces données bilatérales, une première liste d'activités potentielles a été dressée, chacune étant accompagnée d'une première estimation d'impact tirée de l'expérience internationale ou de calculs technico-économiques approximatifs. Ces estimations étaient délibérément prudentes, l'objectif étant d'encadrer une conversation et non de la devancer.
3. **Atelier national multipartite :** Les projets d'actions et leurs impacts indicatifs ont été présentés à l'ensemble du groupe de travail lors d'ateliers physiques. Les participants ont interrogé les hypothèses, proposé d'autres mécanismes de mise en œuvre et affiné les objectifs quantitatifs.
4. **Fenêtre de refroidissement et de ratification :** Dans les quarante-huit heures, le jeu de diapositives affiné et un compte rendu succinct des délibérations de l'atelier ont été diffusés par voie électronique. Les parties prenantes disposaient alors d'une semaine pour faire part de leurs commentaires. Le silence à l'issue de cette période valait assentiment. Ce n'est qu'à l'issue de cette période que les activités ont été considérées comme approuvées et donc prêtes à être intégrées dans le scénario du VDP.

Ce protocole a trois objectifs. Premièrement, il fournit une piste d'audit transparente à des fins de référence future et de diligence raisonnable de la part des donateurs. Deuxièmement, il établit un équilibre entre l'inclusivité et la rapidité de décision, évitant ainsi la paralysie itérative tout en respectant les voix légitimes. Troisièmement, il ancre chaque activité dans un registre public de co-création, protégeant ainsi les instruments politiques à venir contre les critiques d'imposition technocratique.

5.4.Philosophie de conception des cartes d'activité

Les interventions étant essentiellement douces - lois, réglementations, normes, programmes de renforcement des capacités -, elles n'ont pas le coût d'un milliard de dollars associé à la construction d'une centrale électrique ou d'un réseau de distribution d'électricité. Leur principale exigence en matière de ressources est l'expertise technique : des économistes, des juristes, des ingénieurs et des spécialistes de l'engagement social qui peuvent rédiger, comparer, consulter et finaliser les instruments. À des fins de budgétisation, nous avons donc adopté une mesure délibérément simple : le nombre total de jours-personnes requis, multiplié par un tarif professionnel forfaitaire de 1 000 USD par jour. Cette approche peut sembler réductrice, mais elle présente trois avantages : la clarté, la comparabilité et l'extensibilité rapide dès qu'une définition plus précise du champ d'application devient possible.

Chaque activité fait l'objet d'une fiche en deux parties. La section 1 présente un synopsis exécutif - exposé des motifs, description de l'intervention, impact à l'horizon 2030, horizon de mise en œuvre, budget indicatif et cartographie institutionnelle. La section 2 développe la substance technique, énumère les étapes, met en évidence les éléments facilitateurs et les risques, et esquisse un dispositif de suivi léger.

5.4.1.Alignement temporel sur l'horizon de modélisation

L'horizon de modélisation de la voie de la décarbonisation profonde s'étend jusqu'en 2063, conformément à l'Agenda 2063. Cependant, dans la pratique politique, l'impulsion décisive se trouve dans le prochain cycle électoral ou la fenêtre de planification fiscale. C'est pourquoi le chapitre 5 limite ses mesures quantitatives d'ambition à 2030, reflétant la première phase de mise en œuvre de l'ETSAP et l'horizon temporel utilisé dans les orientations de l'UA sur les fruits les plus faciles à cueillir. En comprimant l'horizon, nous rendons le suivi crédible, nous réduisons les erreurs de prévision et nous produisons des indicateurs clés de performance qui peuvent être directement insérés dans les cadres de dépenses à moyen terme ou les plans de développement nationaux.

Cela ne veut pas dire que les actions cessent d'avoir de l'importance après 2030. Elles sont plutôt conçues comme des catalyseurs : une fois adoptées, elles propagent les avantages à moyen et à long terme : les règles d'approvisionnement en énergies renouvelables restent en vigueur, les étiquettes énergétiques des bâtiments continuent d'orienter les choix des consommateurs, les normes de réduction des torchères préservent les budgets consacrés au méthane. Ainsi, des dépenses de conseil modestes au cours de la présente décennie peuvent bloquer les baisses structurelles d'émissions et les flux d'investissement pendant trente ans ou plus.

5.4.2.Interfaçage avec les analyses de scénarios et les données du chapitre 4

Bien que ce chapitre soit autonome, son architecture a été conçue en parfaite adéquation avec l'analyse des scénarios. Chaque ICP principal - réduction des pertes, part des énergies renouvelables, indice d'efficacité des appareils - alimente directement les fichiers de paramètres du modèle LEAP. Réciproquement, les résultats de LEAP informent les contrôles de chaque ICP. Si le modèle montre que même un déploiement maximal de compteurs intelligents ne peut réduire les pertes que de dix points de pourcentage, l'activité ne peut pas promettre quinze pour cent. Cette poignée de main entre la vision qualitative et la précision quantitative constitue le cadre caché du chapitre.

La comptabilisation de l'impact des GES reste ancrée dans le chapitre 4. Les lecteurs y trouveront les économies d'émissions cumulées, les coûts marginaux de réduction et les courbes d'investissement. Le chapitre 5 n'a donc pas besoin de reproduire ces chiffres. Sa valeur réside dans la définition de qui doit faire quoi, dans quel délai et avec quelle modeste enveloppe de ressources pour rendre ces économies réelles.

5.4.3.Suivi et rapports de haut niveau

Etant donné l'état naissant des systèmes de données énergétiques dans tout Madagascar, le suivi doit se faire avec parcimonie. Chaque fiche d'activité prescrit donc un seul examen annuel des progrès au Comité national de pilotage de la transition énergétique (CNPT), ou à un organe comparable décidé dans chaque pays, avec un bref résumé transmis à l'AFREC pour insertion dans le tableau de bord continental de l'ETSAP. Le comité évaluera le succès principalement par rapport à des marqueurs binaires ou facilement vérifiables "règlement publié", "instrument tarifaire publié", "première cohorte d'auditeurs certifiés". Lorsqu'il existe des ensembles de données plus riches (déploiement de compteurs intelligents, enregistrements de NEV), ils seront exploités, mais le régime de suivi s'abstient d'inventer des mesures que les agences ne peuvent actuellement pas soutenir.

À la fin du chapitre 5, le lecteur devrait disposer d'une carte claire, spécifique à chaque pays mais harmonisée à l'échelle du continent, des actions immédiates - des actions suffisamment modestes pour être financées par une ligne de conseil de routine, mais suffisamment puissantes pour infléchir les courbes d'émissions, attirer des capitaux privés et ancrer une culture de l'efficacité et de l'innovation dans le paysage énergétique de l'Afrique. Dans l'architecture de la voie de la décarbonisation profonde, ces politiques sont les fondations.

5.5.Secteur de l'électricité

Tableau7 : Promouvoir l'adoption des énergies renouvelables pour les réseaux et les systèmes de production décentralisés

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Promouvoir l'adoption des énergies renouvelables pour les réseaux et les systèmes de production décentralisés**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Électricité - Accès universel et mix énergétique propre
Raison d'être	La production d'électricité par le réseau est toujours dominée par le fioul ou le diesel, bien que l'île dispose de ressources hydroélectriques, solaires et éoliennes de premier ordre. Les coûts élevés de débarquement des combustibles importés se traduisent par des tarifs de détail parmi les plus élevés de la région. Un cadre de passation des marchés modernisé et des règles d'approvisionnement direct peuvent débloquer des capitaux privés et soulager les tensions chroniques de trésorerie de la JIRAMA.
Intervention de base	Rédiger et publier un décret sur l'approvisionnement direct en énergies renouvelables qui : (i) impose des enchères inversées concurrentielles pour le photovoltaïque, l'éolien et l'hydroélectricité au fil de l'eau à l'échelle de l'entreprise. (ii) autorise les accords de rachat d'actions par les entreprises ; et (iii) met en place un système de facturation nette pour les systèmes sur toiture d'une puissance inférieure à 100 kW, le tout soutenu par un supplément tarifaire pour le stockage des batteries.
Impact attendu en 2030	Une diminution de 15 % de l'utilisation des combustibles fossiles et une augmentation globale de la consommation d'énergie sont observées pour l'amélioration du taux d'accès à l'électricité.

Horizon de mise en œuvre	Début T3 2025 Achèvement T4 2027
Budget indicatif	60 Working days (WD) × 1 000 USD = 60 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère de l'énergie et des hydrocarbures (MEH) (chef de file) - ARELEC - JIRAMA - PIP privées

Détails techniques

Description détaillée

Le décret définira la conception des enchères (multi-acheteurs, paiement à l'offre, plafond d'indexation du prix des combustibles), les formulaires standard des accords d'achat d'électricité et un cadre de facturation nette pour le photovoltaïque C&I. Des dispositions relatives au stockage sur batterie seront également incluses. Un fonds de garantie de paiement, financé par les économies réalisées sur les taxes sur les carburants, permet à la JIRAMA de se prémunir contre les risques liés à l'achat d'électricité. Un manuel de passation des marchés conforme à la banque de développement des AAE et un modèle de salle de données pour les producteurs indépendants complètent le dispositif.

Principaux résultats et étapes

Budget assuré	Q4 2025	Avis d'appel d'offres annoncé
Diffusion d'un projet de règlement zéro	Q2 2026	Projet soumis au ministère
Atelier de consultation nationale	Q3 2026	≥ 80 participants ; commentaires enregistrés au
Décret publié au Journal officiel et entré en vigueur	Q3 2027	Publication journal officiel
Lancement du premier appel d'offres IPP	Q4 2027	Appel d'offres pour 20 MW d'énergie solaire

Facilitateurs essentiels

- Mécanisme de garantie partielle des risques pour les donateurs,
- Révision du code de la réseaux

Analyse de la gestion des risques

Risques	**Mesures d'atténuation**
Conflits fonciers,	Parcs solaires pré-zonés.
Risque de change	Mécanismes d'atténuation du risque de change des banques de développement.

Suivi et rapports	• Le MEH publie une mise à jour trimestrielle de la capacité d'ER Les progrès de la capacité d'ER sont téléchargés sur le tableau de bord de l'AFREC.
Prochaines étapes immédiates	• Approuver le cahier des charges • Budget sécurisé • Lancement de l'appel à manifestation d'intérêt pour les consultants • Mission initiale prévue en janvier 2026

Tableau8 : Application des normes pour les réseaux de distribution intelligents

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Application des normes pour les réseaux de distribution intelligents**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Électricité - Modernisation des infrastructures et efficacité énergétique
Raison d'être	Les pertes techniques et non techniques atteignent 29 %, ce qui est l'un des taux les plus élevés d'Afrique. Le manque de visibilité entrave l'intégration des énergies renouvelables et pèse sur les finances de la JIRAMA. Une norme obligatoire de réseau intelligent réduira les pertes, améliorera les revenus et créera une flexibilité opérationnelle.
Intervention de base	Publier un code des réseaux intelligents imposant le déploiement progressif des réseaux de transport d'électricité : (i) Compteurs AMI, (ii) Déploiement du système SCADA, (iii) les protocoles de cybersécurité, et (iv) un système d'incitation à la réduction des pertes lié à la révision des tarifs.
Impact attendu en 2030	Diminution des pertes de réseau à 15 % grâce à l'amélioration de l'efficacité.
Horizon de mise en œuvre	Début T3 2025 Achèvement T4 2027
Budget indicatif	80 WD × 1 000 USD = 80 000 USD
Chef de file et partenaires	ARELEC (chef de file) - JIRAMA - MEH

Détails techniques

Description détaillée	Le code prescrit des compteurs AMI conformes à DLMS/COSEM, un backhaul 4G/NB-IoT, un registre des actifs étiquetés dans le SIG et une cybersécurité ISO 27001. Le déploiement commence par≥ 10.000 clients urbains (Antananarivo, Toamasina) puis périurbains. La fixation des tarifs inclut un bonus/pénalité " loss glide-path ".

Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q4 2025	Avis d'appel d'offres annoncé
	Projet de code achevé	Q2 2026	Publié pour commentaire
	Déploiement pilote de l'AMI (1 000 mètres)	Q2 2027	Taux de réussite en lecture de 95
	Le code est publié dans la gazette et son application commence	Q4 2027	Publication au journal officiel
Facilitateurs essentiels	• Cofinancementdes donateurs pour les compteurs • Couverture du réseau mobile		
Mesures d'atténuation			
Analyse de la gestion des risques	Résistance des utilisateurs informels	Tarif social – conception	
	Falsification de compteur	Scellés inviolables	
Suivi et rapports	• Audit du facteur de perte vérifié annuellement par l'ARELEC et téléchargé sur le site de l'AFREC.		
Prochaines étapes immédiates	• Approuver le cahier des charges • Engager un consultant pour la spécification des compteurs • Lancement du portail de consultation publique		

Tableau9 : Développer un plan d'électrification pour les zones rurales

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Développer les mini-réseaux pour l'accès aux zones rurales**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Électricité - Accès universel à l'électricité
Raison d'être	Seule une petite partie des ménages dispose de l'électricité ; la majorité d'entre eux vivent dans des communautés isolées, entourées de forêts, où l'extension du réseau n'est pas rentable au cours de la présente décennie. Les mini-réseaux solaires hybrides peuvent fournir une énergie fiable et permettre des utilisations productives, mais le financement et la clarté réglementaire font défaut.
Intervention de base	Mise en œuvre d'un **programme d'extension du mini-réseau** : (i) sélection géospatiale pour identifier les villages prioritaires, (ii) appel d'offres d'investissement dans le cadre de groupements

Impact attendu en 2030	PPP, (iii) licence rationalisée avec concession de 15 ans, (iv) subvention basée sur les résultats financée par le panier de donateurs, et (v) normes techniques pour l'interconnexion future du réseau. Augmentation de 15 % de la consommation d'énergie primaire en augmentant l'accès au tarif de l'électricité avec zéro émission ajoutée.
Horizon de mise en œuvre	Début T4 2025 Achèvement T4 2029
Budget indicatif	100 WD × 1 000 USD = 100 000 USD
Chef de file et partenaires	ADER (Agence d'électrification rurale) (chef de file) - MEH - JIRAMA

Détails techniques

Description détaillée	Le modèle SIG classe les localités en fonction de l'écart de LCOE entre l'extension du réseau et les hybrides PV-batterie ou mini-hydraulique-batterie avec une éventuelle solution de secours (par exemple, biogaz, diesel). Les villages sont regroupés en lots PPP (~ 1 MW chacun). Les concessionnaires reçoivent des subventions de viabilité par connexion sur la base d'une mise sous tension vérifiée. Le contrat de concession comprend une clause d'interconnexion une fois que la ligne MV est passée. Les coopératives locales reçoivent une formation à l'exploitation et à la gestion ; un comité tarifaire intégrant la dimension de genre est mis en place.

Principaux résultats et étapes

Budget assuré	Q4 2025	Avis d'appel d'offres annoncé
Atlas de l'examen analytique des règlements	Q4 2027	Atlas en ligne
Documents d'appel d'offres PPP	Q2 2028	Délivré
Clôture financière pour les 10 premiers lots	Q4 2029	AAE signés

Facilitateurs essentiels

- Panier de donateurs
- Sociétés malgaches d'EPC ayant fait leurs preuves

	Risques	**Mesures d'atténuation**
Analyse de la gestion des risques	Risque de change,	Indexation des tarifs en monnaie locale
	Acceptation de la communauté	Planification participative.

Suivi et rapports	• Progrès trimestriels d'ADER (connexions, temps de fonctionnement). • Mise à jour annuelle du tableau de bord de l'AFREC.
Prochaines étapes immédiates	• Approuver le mandat • Publication d'un avis de marché • Mobiliser les experts en SIG et en réglementation • Calendrier de la mission de démarrage

5.6.Secteur de la cuisson propre

Tableau10 : Innover et planifier des solutions de cuisson propre

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Innover et planifier des solutions de cuisson propre**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Cuisson propre - Accès universel et santé
Raison d'être	Dans plus de 80 % des ménages, la cuisson se fait encore au bois de chauffage ou au charbon de bois, ce qui entraîne l'un des taux de déforestation les plus élevés au monde et de graves problèmes de pollution de l'air intérieur. Les projets pilotes des ONG sont prometteurs, mais le pays ne dispose pas d'une stratégie intégrée pour développer le GPL, la cuisson électronique, le gel à l'éthanol et les fourneaux à biomasse avancés.
Intervention de base	Élaborer et adopter une stratégie de cuisson propre pour la période 2027-2030 : (i) fixe des objectifs progressifs en matière d'accès aux carburants modernes (électricité, biogaz, bioéthanol, biomasse durable, GPL, etc, (ii) lance un programme d'échange de bouteilles de GPL et de remise sur les cuisinières électroniques financé par des fonds axés sur les résultats, (iii) regroupe les crédits carbone pour subventionner les utilisateurs ruraux, et (iv) intègre une campagne nationale de changement de comportement axée sur l'égalité des sexes. Le zonage de la distribution de GPLest lié à l'investissement dans le stockage en vrac.

Impact attendu en 2030	**Cibles :**	**2030**	**2063**
	Cuisson propre Total	50%	100%
	Cuisson urbaine propre	100%	100%
	Cuisson propre en milieu rural	24%	100%

Horizon de mise en œuvre	Début Q4 2025 Achèvement T4 2027

Budget indicatif	40 WD × 1 000 USD = 40 000 USD
Chef de file et partenaires	MEH (chef de file) - Ministère de la santé - LPG Association MG - Fédération des femmes - Clean-Cooking Alliance

Détails techniques

Description détaillée	La stratégie quantifie la demande par région, cartographie les chaînes d'approvisionnement et fixe des objectifs. Un guichet de financement basé sur les résultats (RBF) rémunère les distributeurs par application vérifiée de GPL, d'e-cooker ou de fourneau à biomasse efficace ; un plafond de prix rural de 50 % est financé par l'agrégation de carbone Gold-Standard. Des projets pilotes d'éthanol-gel dans les districts de la ceinture de canne à sucre réduisent la pression exercée par le bois de chauffage. Le changement de comportement est assuré par des agents de santé communautaires et des feuilletons radiophoniques sur la bande FM.		
Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q1 2026	Avis d'appel d'offres annoncé
	Diffusion d'un projet de stratégie zéro	Q3 2026	Document sur le site web de la MEH
	Consultation nationale terminée	Q4 2026	Commentaires incorporés
	Approbation du Cabinet et publication au journal officiel	Q2 2027	Publication au journal officiel
	Fenêtre RBF opérationnelle	Q4 2027	Première tranche versée
Facilitateurs essentiels	• Financement des banques de développement • Schéma existant d'échange de cylindres • Microfinancement existant pour les femmes		

	Risques	Mesures d'atténuation
Analyse de la gestion des risques	Hausse des prix du GPL	stabilisateur du prix des carburants
	Fuites de subventions.	Suivi des bons numérisés.
	Abordabilité en milieu rural	Suivi des bons numérisés.

Suivi et rapports	• Module d'enquête annuelle auprès des ménages sur les combustibles de cuisson. • Résumé envoyé à l'AFREC.
Prochaines étapes immédiates	• Délivrer le cahier des charges • Faites appel à un spécialiste de la cuisson propre • Atelier de démarrage en février 2026.

5.7.Secteur des bâtiments

Tableau11 : Étiquetage énergétique des bâtiments

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	Normes minimales d'efficacité énergétique et de performance thermique des bâtiments
Secteur / Poursuites de haut niveau	Bâtiments - Efficacité énergétique
Raison d'être	L'urbanisation rapide autour d'Antananarivo et des centres côtiers alimente la demande de refroidissement et de ventilation électriques. En l'absence de normes contraignantes, le nouveau parc immobilier s'enferme dans une inefficacité coûteuse. L'AfREC soutiendra bientôt le développement de codes ; cette action intègre les spécificités climatiques locales et les voies de mise en œuvre.
Intervention de base	Élaborer et appliquer le code d'efficacité énergétique des bâtiments (BEEC) qui fixe des normes obligatoires pour l'enveloppe (valeur U, SHGC) et les équipements pour tous les nouveaux bâtiments ≥ 100 m² à partir de 2029 ; comprend des lignes directrices pour la conception bioclimatique passive et une liste de contrôle de la conformité pour les bureaux de permis municipaux.
Impact attendu en 2030	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire grâce à l'amélioration de l'efficacité
Horizon de mise en œuvre	Démarrage au 1er trimestre 2026 Achèvement au 1er trimestre 2028
Budget indicatif	100 WD × 1 000 USD = 100 000 USD[8]
Chef de file et partenaires	Ministère de l'Infrastructure et de l'Urbanisme (chef de file) - AFREC - Municipalités - Ordre national des architectes

Détails techniques

Description détaillée	Le code prescrit l'indice U des toits pour les régions montagneuses et côtières, le SHGC, le facteur de lumière du jour, etc. Application pilote à Antananarivo, Toamasina et Fianarantsoa avant le déploiement à l'échelle nationale. Un calculateur en ligne aide les constructeurs.		
Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q1 2026	Avis d'appel d'offres annoncé

	Publication du projet de BEEC	Q4 2027	Publié en ligne
	Consultation publique	Q1 2028	Commentaires résolus
	Code publié au Journal officiel	Q3 2028	Les 10 premiers projets enregistrés
	Formation des inspecteurs	Q4 2028	≥100 inspecteurs
Facilitateurs essentiels	• Support technique de l'AFREC. • L'adhésion des municipalités		
	Risques	**Mesures d'atténuation**	
Analyse de la gestion des risques	Prime de coût des matériaux Inspection limitée	Seuils progressifs Cours d'apprentissage en ligne	
Suivi et rapports	• Audit annuel des permis. • Envoi à l'AFREC des statistiques de conformité du BEEC.		
Prochaines étapes immédiates	• Mise en place de la taskforce BEEC • mobiliser l'assistance technique de l'AFREC. • étude de base des valeurs U typiques.		

Tableau12 : Lignes directrices nationales globales pour la performance énergétique des bâtiments

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Lignes directrices nationales globales pour la performance énergétique des bâtiments**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Bâtiments - Efficacité énergétique
Raison d'être	Au-delà des codes applicables aux nouvelles constructions, les rénovations et les petits bâtiments ont besoin d'une feuille de route claire pour réduire leur consommation d'énergie. Les lignes directrices qui traduisent les paramètres des codes en solutions de conception pratiques et en procédures d'audit accéléreront la transformation du marché et débloqueront les flux de financement vert.
Intervention de base	Rédiger et publier des lignes directrices sur la performance énergétique couvrant les ensembles de rénovation (isolation des toits, ombrage, ventilation naturelle), les protocoles d'audit énergétique, les technologies de construction intelligente et les instruments de financement ; lier les lignes directrices au système d'étiquetage "green-bond" (obligations vertes).

Impact attendu en 2030	Diminution supplémentaire de 10 % de la consommation d'énergie primaire dans le secteur grâce à l'amélioration de l'efficacité.
Horizon de mise en œuvre	Début T3 2026 Achèvement au 1er trimestre 2027
Budget indicatif	40 WD × 1 000 USD = 40 000 USD[9]
Chef de file et partenaires	Ministère du pétrole et de l'énergie (chef de file) - Ministère des travaux publics (chef de file) - GBA (Builders Assoc.) - PURA - Autorités gouvernementales locales - ECREEE

Détails techniques

Description détaillée	Lignes directrices sur l'utilisation du confort adaptatif pour les climats tropicaux humides et les climats des hautes terres ; proposition d'ensembles de travaux de rénovation optimisés en termes de coûts (par exemple, toiture réfléchissante + isolation + ventilateur de plafond). Modèle d'audit standardisé basé sur la norme ISO 52 000. Le cadre des obligations vertes lie la réduction du taux d'intérêt à la conformité aux lignes directrices.

Principaux résultats et étapes

Budget assuré	Q3 2026	Avis d'appel d'offres annoncé
Ateliers de consultation dans le pays	Q2 2027	Les événements régionaux ont donné lieu à une vaste consultation.
Préparation d'un projet de lignes directrices	Q4 2027	Projet de lignes directrices sur le site web du ministère
Validation des lignes directrices	Q1 2028	Lignes directrices publiées

Facilitateurs essentiels

- Assistance technique d'un bailleur de fonds pour la formation à la simulation thermique
- Marché émergent des obligations vertes

	Risques	**Mesures d'atténuation**
Analyse de la gestion des risques	Un nombre limité d'entreprises de rénovation, Coût financier élevé	Programme de formation des entrepreneurs Ligne de crédit concessionnelle

Suivi et rapports

- Enquête semestrielle sur les surfaces rénovées
- Données au NETSC et à l'AFREC.

[9] Comme cela a été discuté lors de l'atelier de consultation, les deux activités dans le secteur du bâtiment gagneraient à être déployées de manière intégrée et elles pourraient également permettre d'améliorer l'efficacité des ressources.

Prochaines étapes immédiates	• Projet de cahier des charges • Obtenir une subvention pour l'assistance technique • Lancer une étude de référence sur l'intensité énergétique.

5.8.Secteur industriel

Tableau13 : Cadre réglementaire de l'efficacitéénergétique pour la décarbonisation de l'industrie

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Cadre réglementaire sur l'**efficacité **énergétique pour la décarbonisation de l'industrie**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Industrie - Efficacité énergétique et compétitivité
Raison d'être	L'agroalimentaire, le textile, l'exploitation minière et le ciment absorbent déjà 24 % de l'électricité nationale et 60 % du mazout. En l'absence de règles d'efficacité précoce, l'expansion industrielle prévue dépassera le réseau et la facture d'importation de diesel.
Intervention de base	Rédiger et promulguer un **décret sur l'efficacité énergétique dans l'industrie** rendant obligatoires les audits énergétiques conformes à la norme ISO 50001 tous les trois ans pour les installations > 0,5 GWh anr- ¹, imposant des plans d'action de gestion et récompensant la conformité par des certificats d'économie d'énergie négociables compensés par l'impôt sur le revenu des sociétés.
Impact attendu en 2030	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire du secteur grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique
Horizon de mise en œuvre	Démarrage au 1er trimestre 2026 Achèvement au deuxième trimestre 2028
Budget indicatif	100 WD × 1 000 USD = 100 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère de l'industrie et du commerce (chef de file) - ARELEC - Chambre de commerce - ONUDI - SACREEE

Détails techniques

Description détaillée	Le décret établit des modèles de rapport, des critères de qualification des auditeurs et des règles d'échange de certificats hébergés sur un registre ARELEC. Des audits pilotes dans cinq sites phares (mine de chromite, brasserie, rizerie, usine textile, four à ciment) permettent d'affiner les critères de référence.		
Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q1 2026	Avis d'appel d'offres annoncé
	Projet de règlement et delignes directrices	Q3 2026	Diffusé à l'industrie

	Audits pilotes (5 usines)	Q4 2026	Rapports présentés
	Règlement publié au Journal officiel	Q4 2027	Règlement dans la Gazette
	Première émission de certificat	Q2 2028	Certificats publiés sur le site web du gouvernement

Facilitateurs essentiels	• Support technique • L'adhésion des autorités fiscales

	Risques	**Mesures d'atténuation**
Analyse de la gestion des risques	Pénurie d'auditeurs La réaction de l'industrie.	Andres.Esteban@gopa.de Approche fondée sur les sanctions et les incitations, étayée par une analyse coûts-avantages

Suivi et rapports	• Rapport annuel audit-conformité établi par l'ARELEC • Données globales sur les économies d'énergie transmises à l'AFREC
Prochaines étapes immédiates	• Création d'une task-force interministérielle de rédaction • Obtenir un financement • Lancement d'un appel d'offres pour un audit pilote

5.9.Secteur des transports

Tableau14 : Définition du champ d'application, pilotage et déploiementdes véhicules à énergie nouvelle (NEV)

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Définition du champ d'application, pilotage et** déploiement **des véhicules à énergie nouvelle (NEV)**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Transport - Amélioration du système de transport public, décarbonisation et qualité de l'air
Raison d'être	Les deux-roues dominent le trafic urbain et représentent 55 % de la consommation d'essence. La baisse du coût des batteries et l'abondance de l'énergie solaire constituent un argument commercial en faveur des deux-roues électriques et des taxis électriques, mais les investisseurs ont besoin d'une politique claire et d'une infrastructure de recharge.
Intervention de base	Élaborer une feuille de route nationale pour les véhicules électriques et électroniques, promulguer un décret d'incitation à la

	mobilité électronique (droit d'importation de 0 % pour les véhicules électriques et électroniques et les taxis électroniques, rabais modulés pour l'immatriculation), piloter trois itinéraires de bus électriques à Antananarivo et installer 20 chargeurs rapides à courant continu alimentés par des toits photovoltaïques.
Impact attendu en 2030	• 10 % des nouvelles ventes de véhicules 4W seront électriques • 50% des nouveaux 2W seront électriques • activités multimodales mises en œuvre pour réduire de 30 % l'augmentation de la demande de transport • Pour les bus, augmentation de 25 % par rapport au scénario de référence en raison de l'abandon de la voiture particulière et de l'arrivée de nouveaux clients.
Horizon de mise en œuvre	Démarrage au 1er trimestre 2026 Achèvement T4 2027
Budget indicatif	50 WD × 1 000 USD = 50 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère des Transports (chef de file) - ARELEC - JIRAMA - Ville d'Antananarivo - SACREEE

Détails techniques

Description détaillée	La feuille de route analyse la parité du coût total de possession (TCO), l'impact sur le réseau et le potentiel d'assemblage local. Un décret accorde une exonération de droits de douane pendant cinq ans et des remises échelonnées (150 USD pour les e-2W, 1 000 USD pour les e-taxis). Projets pilotes : 60 e-bus sur trois corridors BRT ; 20 chargeurs rapides (60-150 kW) avec ombrage PV. La télémétrie des données alimente la gestion de la charge de la JIRAMA.		
Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q1 2026	Avis d'appel d'offres annoncé
	Finalisation de l'étude de faisabilité	Q3 2026	Rapport approuvé
	Décret d'incitation publié au Journal officiel	Q4 2026	Règlement dans la Gazette
	Lancement de projets pilotes de bus électriques	Q4 2027	3 ≤ Itinéraires e-bus
	Durée de vie des couloirs de première charge	Q4 2027	20 chargeurs opérationnels
Facilitateurs essentiels	• financement concessionnel des bus		

	mobilité électronique (droit d'importation de 0 % pour les véhicules électriques et électroniques et les taxis électroniques, rabais modulés pour l'immatriculation), piloter trois itinéraires de bus électriques à Antananarivo et installer 20 chargeurs rapides à courant continu alimentés par des toits photovoltaïques.
Impact attendu en 2030	• 10 % des nouvelles ventes de véhicules 4W seront électriques • 50% des nouveaux 2W seront électriques • activités multimodales mises en œuvre pour réduire de 30 % l'augmentation de la demande de transport • Pour les bus, augmentation de 25 % par rapport au scénario de référence en raison de l'abandon de la voiture particulière et de l'arrivée de nouveaux clients.
Horizon de mise en œuvre	Démarrage au 1er trimestre 2026 Achèvement T4 2027
Budget indicatif	50 WD × 1 000 USD = 50 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère des Transports (chef de file) - ARELEC - JIRAMA - Ville d'Antananarivo - SACREEE

Détails techniques

Description détaillée	La feuille de route analyse la parité du coût total de possession (TCO), l'impact sur le réseau et le potentiel d'assemblage local. Un décret accorde une exonération de droits de douane pendant cinq ans et des remises échelonnées (150 USD pour les e-2W, 1 000 USD pour les e-taxis). Projets pilotes : 60 e-bus sur trois corridors BRT ; 20 chargeurs rapides (60-150 kW) avec ombrage PV. La télémétrie des données alimente la gestion de la charge de la JIRAMA.		
Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q1 2026	Avis d'appel d'offres annoncé
	Finalisation de l'étude de faisabilité	Q3 2026	
	Décret d'incitation publié au Journal officiel	Q4 2026	Règlement dans la Gazette
	Lancement de projets pilotes de bus électriques	Q4 2027	3 ≤ Itinéraires e-bus
	Durée de vie des couloirs de première charge	Q4 2027	20 chargeurs opérationnels
Facilitateurs essentiels	• financement concessionnel des bus • écosystème de téléphonie mobile		

	Risques	Mesures d'atténuation
Analyse de la gestion des risques	Coupures d'électricité	Batterie de secours pour les chargeurs afin de soutenir le réseau avec, si possible, l'installation de systèmes photovoltaïques distribués.
	L'anxiété des consommateurs face à l'autonomie	Campagne d'éducation du public
Suivi et rapports	• Données trimestrielles sur l'immatriculation des véhicules et rapports sur l'utilisation des chargeurs soumis au NETSC.	
Prochaines étapes immédiates	• Projet de cahier des charges • Obtenir une subvention • Organisation d'une table ronde des importateurs automobiles	

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	Transport - Planification intégrée de l'utilisation du sol, de l'énergie et du transport
Secteur / Poursuites de haut niveau	Planification intégrée de l'utilisation du sol, de l'énergie et des transports
Raison d'être	L'extension urbaine rapide à Antananarivo et dans les villes côtières allonge les trajets domicile-travail, augmente la demande d'énergie pour les transports et complique la planification de l'expansion du réseau. Un plan directeur intégrant la croissance urbaine et les corridors d'énergie et de transport de masse permettra de réduire les émissions futures et d'optimiser la mise en place des infrastructures.
Intervention de base	Produire un plan directeur national de développement axé sur les transports en commun (TOD) : (i) Zonage piloté par SIG pour une densité d'utilisation mixte, (ii) cartographie des corridors pour les infrastructures ferroviaires, routières et énergétiques, (iii) une boîte à outils réglementaire pour les incitations à l'aménagement du territoire et le plafonnement des places de stationnement, (iv) plate-forme de coordination interministérielle.
Impact attendu en 2030	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire dans le secteur grâce à l'amélioration de l'efficacité • écosystème de téléphonie mobile

	Risques	Mesures d'atténuation
Analyse de la gestion des risques	Coupures d'électricité	Batterie de secours pour les chargeurs afin de soutenir le réseau avec, si possible, l'installation de systèmes photovoltaïques distribués.
	L'anxiété des consommateurs face à l'autonomie	Campagne d'éducation du public
Suivi et rapports	• Données trimestrielles sur l'immatriculation des véhicules et rapports sur l'utilisation des chargeurs soumis au NETSC.	
Prochaines étapes immédiates	• Projet de cahier des charges • Obtenir une subvention • Organisation d'une table ronde des importateurs automobiles	

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Planification intégrée de l'utilisation du sol, de l'énergie et des transports**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Transport - Planification intégrée de l'utilisation du sol, de l'énergie et du transport
Raison d'être	L'extension urbaine rapide à Antananarivo et dans les villes côtières allonge les trajets domicile-travail, augmente la demande d'énergie pour les transports et complique la planification de l'expansion du réseau. Un plan directeur intégrant la croissance urbaine et les corridors d'énergie et de transport de masse permettra de réduire les émissions futures et d'optimiser la mise en place des infrastructures.
Intervention de base	Produire un plan directeur national de développement axé sur les transports en commun (TOD) : (i) Zonage piloté par SIG pour une densité d'utilisation mixte, (ii) cartographie des corridors pour les infrastructures ferroviaires, routières et énergétiques, (iii) une boîte à outils réglementaire pour les incitations à l'aménagement du territoire et le plafonnement des places de stationnement, (iv) plate-forme de coordination interministérielle.
Impact attendu en 2030	Diminution de 10 % de la consommation d'énergie primaire dans le secteur grâce à l'amélioration de l'efficacité

Horizon de mise en œuvre	Démarrage au 1er trimestre 2027 Achèvement T4 2029
Budget indicatif	100 WD × 1 000 USD = 100 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère de l'aménagement du territoire (chef de file) - MoT - MEH - Municipalités

Détails techniques

Description détaillée	Le modèle SIG superpose la densité de population, la valeur foncière, le réseau énergétique et les couloirs de transport pour définir les zones TOD. La boîte à outils réglementaire offre des bonus de ratio de surface de plancher (FAR)[10(,)] l'élimination du stationnement minimum, des liens avec les bâtiments verts. La plateforme de gouvernance relie les ministères et les groupes de travail municipaux ; le plan de financement cartographie la capture de la valeur foncière.

Principaux résultats et étapes

Ensemble de données SIG de base complet	Q4 2027	En ligne
Projet de plan directeur de la TOD	Q2 2028	Affiché
Sessions de consultation publique (≥ 6 villes)	Q4 2028	Rapports
Adoption du plan final	Q4 2029	Décret et arrêtés municipaux

Facilitateurs essentiels

- Assistance technique
- Volonté politique des municipalités

	Risques	**Mesures d'atténuation**
Analyse de la gestion des risques	Complexité du régime foncier	Cartographie participative
	Chevauchement des mandats	Protocole d'accord entre les ministères

Suivi et rapports

- Enquête semestrielle sur la mobilité urbaine.
- Progrès transmis à l'AFREC.

[10] L'octroi de "bonus FAR" permet aux promoteurs de construire plus de surface de plancher que ce qui est normalement autorisé. Il s'agit d'une mesure incitative souvent utilisée dans les zones de développement axées sur les transports en commun afin d'encourager les projets à forte densité et à usage mixte à proximité des corridors de transport public.

Prochaines étapes immédiates	• Projet de cahier des charges • Obtenir une subvention • Mobiliser un consortium SIG/planification • Coordination des donateurs • Atelier de démarrage Mai 2027

5.10.Secteur de l'agriculture

Tableau16 : Développement des chaînes d'approvisionnement en bioénergie

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	Développement des chaînes d'approvisionnement en bioénergie
Secteur / Poursuites de haut niveau	Agriculture - Carburants renouvelables et emplois ruraux
Raison d'être	Les balles de riz, la pulpe de café et le fumier de bétail sont en grande partie gaspillés ou brûlés ouvertement. La collecte structurée et la conversion en biogaz, en briquettes et en éthanol peuvent remplacer le diesel et le charbon de bois, créer des emplois et alimenter des mini-réseaux ruraux.
Intervention de base	Établir quatre centres régionaux de biomasse, piloter 15 digesteurs de biogaz modulaires (50 m³) et publier une norme de biomasse durable alignée sur les principes du Forest Sterwardship Council (FSC) et les marchés volontaires du carbone.
Impact attendu en 2030	• Augmentation de 10 % de la consommation d'énergie primaire dans le secteur en augmentant l'accès au taux d'électricité avec zéro émission ajoutée
Horizon de mise en œuvre	Démarrage au deuxième trimestre 2026 Achèvement T4 2028
Budget indicatif	70 WD × 1 000 USD = 70 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère de l'agriculture (chef de file) - ADER - Coopératives agricoles - FAO - SACREEE

Détails techniques

Description détaillée	La cartographie SIG permet de repérer les regroupements de matières premières dans un rayon de 30 km autour des centres de broyage. Les centres abritent des broyeurs, des séchoirs et des briqueteries ; les digesteurs alimentent les réseaux villageois de 60 kW. La norme sur la biomasse plafonne les taux d'extraction et définit la traçabilité.		
Principaux résultats et étapes	Budget assuré	Q2 2026	Avis d'appel d'offres annoncé

	L'atlas de la biomasse est achevé	Q4 2026	Atlas téléchargé
	Élaboration d'une norme de durabilité	Q2 2027	Projet en ligne
	Sites d'implantation sécurisés et protocoles d'accord signés	Q1 2028	≥ 2 protocoles d'accord
	Mise en service des premiers digesteurs	Q4 2028	≥ 2

Facilitateurs essentiels	• Soutien de la FAO • Réseau de vulgarisation • Demande de crédits carbone

	Risques	**Mesures d'atténuation**
Analyse de la gestion des risques	Saisonnalité des matières premières	Contrats d'enlèvement à long terme
	Conflits fonciers	Accords fonciers communautaires
Suivi et rapports	• Audit annuel du débit de biomasse et de la durée de fonctionnement du digesteur • Résumé pour le NETSC et l'AFREC.	
Prochaines étapes immédiates	• Engager un consultant • Lancer la cartographie des parties prenantes • Projet de norme de durabilité	

Tableau17 : Déployer des micro-réseaux alimentés par des énergies renouvelables pour les applications agricoles

Synopsis exécutif

Nom de l'activité	**Déployer des micro-réseaux alimentés par des énergies renouvelables pour des applications agricoles**
Secteur / Poursuites de haut niveau	Agriculture - Utilisation productive de l'énergie et emplois ruraux
Raison d'être	L'irrigation par pompe diesel domine dans les plaines rizicoles, coûtant aux agriculteurs > 0,45 USD kWh-¹ et émettant 0,3 Mt CO_2 par an-¹. Les micro-réseaux solaires hybrides dotés de pompes efficaces peuvent réduire les coûts d'exploitation, le gaspillage d'eau et les émissions, mais il manque un cadre de déploiement et un financement à des conditions préférentielles.

Intervention de base	Élaborer des lignes directrices sur les micro-réseaux d'irrigation, identifier 30 groupes d'irrigation hautement prioritaires et lancer un prêt concessionnel/un guichet de subvention mixte par l'intermédiaire du Fonds de développement agricole pour les hybrides PV-pompe (15-100 kW) et les systèmes de goutte-à-goutte économes en eau.
Impact attendu en 2030	• Augmentation de 15 % de la consommation d'énergie primaire dans le secteur en augmentant l'accès au taux d'électricité avec zéro émission ajoutée.
Horizon de mise en œuvre	Démarrage au deuxième trimestre 2026 Achèvement T2 2029
Budget indicatif	80 WD × 1 000 USD = 80 000 USD
Chef de file et partenaires	Ministère de l'agriculture (chef de file) - ADER - Agricultural Dev. Fonds de développement agricole - GCF

Détails techniques

Description détaillée	Les lignes directrices définissent les spécifications techniques (générateur photovoltaïque + Li-ion + pompes VSD), les objectifs d'efficacité de l'utilisation de l'eau, le modèle d'exploitation et de gestion et les options tarifaires. Le SIG classe les groupes d'irrigation en fonction de la nappe phréatique et de la valeur des cultures. Fenêtre de prêt définissant l'année de grâce, le taux d'intérêt, le mélange de subventions. Formation pour les opérateurs de pompes et les associations d'utilisateurs d'eau.

Principaux résultats et étapes

Budget assuré	Q2 2026	Avis d'appel d'offres annoncé
Rédaction de lignes directrices	Q4 2026	Lignes directrices en ligne
Publication de la liste des sites prioritaires	Q2 2027	Projet en ligne
Ouverture du guichet de prêt de la NDB	Q1 2028	Circulaire
Mise en service des deux premiers micro-réseaux	Q2 2029	≥ 100 kW

Facilitateurs essentiels

- Cofinancement du Fonds mondial de lutte contre le sida, la tuberculose et le paludisme
- coopératives agricoles

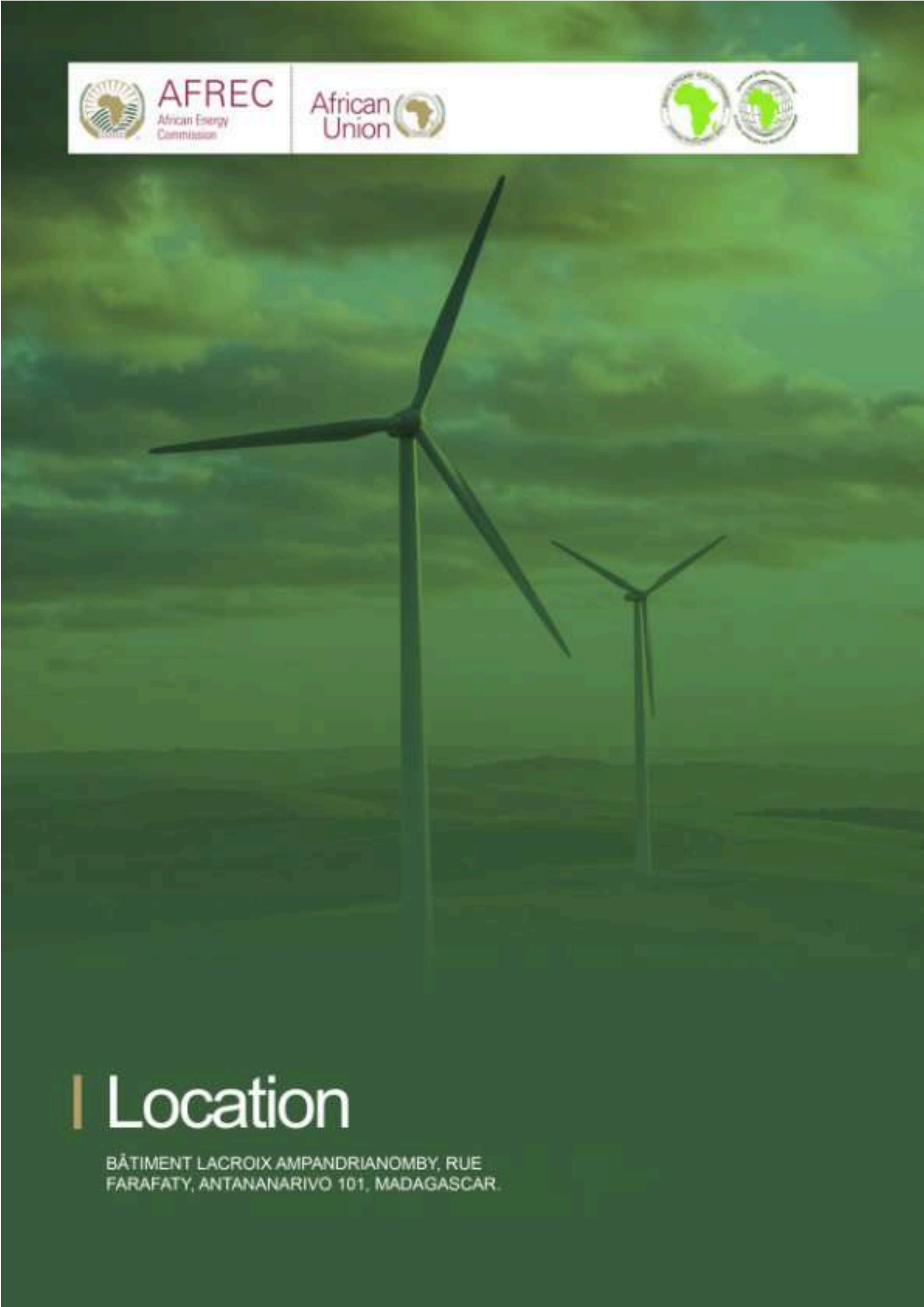
	Risques	Mesures d'atténuation
Analyse de la gestion des risques	Défaut de remboursement	Modèle de location d'appareils
	Flux de trésorerie saisonnier	Tarif à la pompe
	Lacunes techniques en matière d'O&M	Surveillance à distance
Suivi et rapports	• Rapports de performance semestriels (kWh, diesel déplacé) au ministère et à l'AFREC.	
Prochaines étapes immédiates	• Engager un consultant • projet de conditions du produit de prêt • la sensibilisation de la communauté.	

Annexe 1 : Données détaillées du modèle

Cette annexe est incluse sous forme de fichier Excel intégré. Veuillez cliquer sur cette icône pour y accéder.

Annexe 2 : Résultats détaillés du modèle

Cette annexe est incluse sous forme de fichier Excel intégré. Veuillez cliquer sur cette icône pour y accéder.



AFREC
African Energy Commission

African Union

Location

BÂTIMENT LACROIX AMPANDRIANOMBY, RUE FARAFATY, ANTANANARIVO 101, MADAGASCAR.