



Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

**PROJET D'AMELIORATION DE LA GOUVERNANCE ET
DES OPERATIONS DANS LE SECTEUR
D'ELECTRICITE (PAGOSE)**

SOMMAIRE

Section 1	Résumé exécutif	8
1.	INTRODUCTION	9
2.	SYNTHESE DES RESULTATS	11
2.1.	PREPARATION DES DONNEES D'ENTREE DU PLAN DE DEVELOPPEMENT (SECTION 2)	11
2.1.1.	MISE A JOUR DE L'ETUDE DE LA DEMANDE	11
2.1.2.	MISE A JOUR DE LA BANQUE DE PROJETS A DEVELOPPER	12
2.1.2.1.	CENTRALES EXISTANTES	13
2.1.2.2.	CENTRALES HYDROELECTRIQUES ENGAGEES ET CANDIDATES	13
2.1.2.3.	CENTRALES SOLAIRES ENGAGEES ET CANDIDATES	14
2.1.2.4.	CENTRALES THERMIQUES ENGAGEES ET CANDIDATES	14
2.2.	PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT DES MOYENS DE PRODUCTION DU RI (SECTION 3)	15
2.3.	ETUDE DU RENFORCEMENT ET DE L'EXPANSION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DU RI (SECTION 4)	17
2.4.	PLAN D'INVESTISSEMENT DES AUTRES RESEAUX SECONDAIRES DE TRANSPORT (HORS RI) DE LA JIRAMA (SECTION 5)	20
2.5.	RESULTATS CONSOLIDES PRODUCTION – TRANSPORT POUR LE RI	21
2.6.	PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION DES CENTRES ISOLES DE LA JIRAMA (SECTION 6)	23
3.	CONCLUSIONS GENERALES ET RECOMMANDATIONS	24
Section 2	Préparation des données d'entrée du plan de développement	25
4.	MISE A JOUR DE L'ETUDE DE LA DEMANDE	26
4.1.	APPROCHE GENERALE ET PERIMETRE DE L'ETUDE	26
4.2.	METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL	28
4.2.1.	Taux de couverture géographique	28
4.2.2.	Taux de desserte	29
4.2.3.	Consommation unitaire	29
4.2.4.	Consommation industrielle courante et services	30
4.2.5.	Consommation Haute Tension (gros industriels) et projets industriels spécifiques	30
4.2.6.	Energie à produire et puissance de pointe pour la consommation résidentielle, l'industrie courante et les services	30
4.2.7.	Monotone de charge	30
4.2.8.	Raccordement des réseaux secondaires	33
4.2.8.1.	RAPPEL METHODOLOGIQUE	33
4.2.8.2.	RESEAU DE TOAMASINA (RIT)	34
4.2.8.3.	RESEAU DE FIANARANTSOA (RIF)	35
4.2.8.4.	ANALYSE ECONOMIQUE DU RACCORDEMENT DE TOLIARA	36
4.2.8.5.	RACCORDEMENT DE FENOARIVO EST ET FOULPOINTE AU RI TANA	36
4.3.	PREVISION DE LA DEMANDE	37
5.	MISE A JOUR DE LA BANQUE DE PROJETS A DEVELOPPER	40
5.1.	METHODOLOGIE	40
5.2.	LE PARC DE PRODUCTION EXISTANT	40
5.2.1.	Centrales existantes hydroélectriques	41

5.2.1.1.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDEKALEKA	42
5.2.1.2.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANDRAKA	43
5.2.1.3.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANANDONA	44
5.2.1.4.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTELOMITA	45
5.2.1.5.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TSIAZOMPANIRY	46
5.2.1.6.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHANIVOTRY	47
5.2.1.7.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE VOLOBE	48
5.2.1.8.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NAMORONA	49
5.2.1.9.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAROANTSETRA	50
5.2.1.10.	CENTRALES HYDROELECTRIQUES D'ANKAZOBE ET IHOSY	51
5.2.2.	Centrales existantes thermiques	51
5.2.2.1.	RI TANA	51
5.2.2.2.	RI TOAMASINA	52
5.2.2.3.	RI FIANARANTSOA	53
5.2.2.4.	CENTRES ISOLES DE LA JIRAMA	54
5.2.3.	Autres énergies renouvelables	56
5.3.	LES PROJETS DE CENTRALE	56
5.3.1.	General	56
5.3.2.	Centrales engagées	56
5.3.2.1.	CENTRALE SOLAIRE DE GREEN YELLOW	57
5.3.2.2.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHITSY	57
5.3.2.3.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MADO	58
5.3.2.4.	AJOUT D'UN QUATRIEME GOUPE A LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDEKALEKA	59
5.3.3.	Centrales candidates hydroélectriques	60
5.3.3.1.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTETEZAMBATO	60
5.3.3.2.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHOFIKA (PHASE 1)	61
5.3.3.3.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE VOLOBE AMONT	63
5.3.3.4.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE RANOMAFANA	64
5.3.3.5.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'AMBODIROKA	65
5.3.3.6.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTAFIFO	66
5.3.3.7.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE LOHAVANANA	67
5.3.3.8.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHAVOLA	68
5.3.3.9.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TALAVIANA	69
5.3.3.10.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TSINJOARIVO	70
5.3.3.11.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NAMORONA 2	70
5.3.3.12.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDRANOMAMOFONA	71
5.3.3.13.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE BEVORY	72
5.3.3.14.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHALANONA	72
5.3.3.15.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANJIALAVA	73
5.3.3.16.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE FANOVANA	74
5.3.3.17.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHATSARA	74
5.3.3.18.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE LOKOHO	75
5.3.3.19.	CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NOSY AMBOSITRA	75
5.3.3.20.	AUTRES PROJETS	76
5.3.4.	Synthèse des projets hydroélectriques	76
5.3.5.	Centrales candidates thermiques	77
5.3.5.1.	METHODOLOGIE	77
5.3.5.2.	PROJETS TYPES	78
5.3.6.	Les autres énergies renouvelables	79
5.3.6.1.	PHOTOVOLTAÏQUE	79
5.3.6.2.	INTRODUCTION SUR L'INTERET DU STOCKAGE PAR BATTERIE	81
5.3.6.3.	EOLIEN	82
5.3.6.4.	BIOMASSE	83

Section 3 Plan de développement au moindre coût des moyens de production du RI **84**

6. DONNEES D'ENTREE **85**

6.1.	METHODOLOGIE GENERALE	85
6.2.	LA DEMANDE	87
6.2.1.	Rappel des résultats de l'étude de la demande	87
6.2.2.	Prise en compte des projets photovoltaïques	88
6.2.2.1.	PROJETS SANS STOCKAGE	88
6.2.2.2.	PROJETS AVEC STOCKAGE	88
6.3.	LA BANQUE DE PROJETS DES MOYENS DE PRODUCTION	88

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

6.4.	DONNEES GENERALES DE CALCULS	90
6.4.1.	Cout de défaillance	90
6.4.2.	Prix du carburant gazole et HFO	90
6.4.3.	Cout d'exploitation et maintenance, taux de disponibilité et durée de vie des installations	91
6.4.4.	Conditions hydrologiques et productible des centrales hydroélectriques	91
7.	CALCUL D'OPTIMISATION DU PLAN DE PRODUCTION DU RI	91
7.1.	CAS DE BASE ET CRITERES DE SENSIBILITE	91
7.2.	SCENARIO DE BASE (PDMC)	92
7.2.1.	Stratégie du PDMC (placement des ouvrages)	92
7.2.2.	Détails et Analyse du PDMC	93
7.2.2.1.	REPARTITION DES SOURCES D'ALIMENTATION	93
7.2.2.2.	PREVISIONS DES PUISSANCES ET DE L'ENERGIE	95
7.2.3.	Investissements et coûts moyens de production	98
7.3.	ANALYSE DE SENSIBILITE	101
7.3.1.	Influence des projets solaires	101
7.3.2.	Simulation avec le scénario demande basse pour les projets HT	103
7.3.3.	Simulation avec le scénario demande haute pour les projets HT	105
7.3.4.	Augmentation du prix de combustibles de 30 %	107
7.3.5.	Baisse du prix des combustibles de 30 %	108
7.3.6.	Retard de 2 ans sur la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux	108
7.3.7.	Retard de 2 ans sur la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux, mais non simultanément	109
7.3.7.1.	RETARD DE 2 ANS SUR LA DATE DE MISE EN SERVICE AU PLUS TOT D'ANTETEZAMBATO	110
7.3.7.2.	RETARD DE 2 ANS SUR LA DATE DE MISE EN SERVICE AU PLUS TOT DE VOLOBE	110
7.3.7.3.	RETARD DE 2 ANS SUR LA DATE DE MISE EN SERVICE AU PLUS TOT DE SAHOFIKA	111
7.3.7.4.	CONCLUSIONS PAR RAPPORT AUX RETARDS SUR LE DEVELOPPEMENT DES DIFFERENTS OUVRAGES HYDROELECTRIQUES	111
7.3.8.	Alternative Ranomafana	111
7.3.9.	Influence du taux d'actualisation	112
7.3.10.	Augmentation des coûts d'investissements des ouvrages hydroélectriques	113
7.4.	SYNTHESE	113
8.	CONCLUSION SUR LE PLAN DE PRODUCTION	115
Section 4 Etude du renforcement et de l'expansion des réseaux de transport et distribution du RI		116
9.	METHODOLOGIE DETAILLEE DES SIMULATIONS DE RESEAU	117
9.1.	OBJECTIFS DES SIMULATIONS DU RESEAU DE TRANSPORT ET METHODOLOGIE GENERALE	117
9.1.1.	Etudes statiques	117
9.1.2.	Etudes dynamiques	118
9.2.	PLAGES DE FREQUENCE ET TENSION	118
9.2.1.	Plages de fréquence	118
9.2.2.	Plages de tension	119
9.3.	SCENARII ET RESULTATS	119
9.4.	MODELISATION DU RESEAU ET HYPOTHESES DE CALCUL	119
9.4.1.	Documents de référence	119
9.4.2.	Architecture du réseau existant	120
9.4.3.	Modélisation du réseau interconnecté actuel et futur	120
9.4.4.	Hypothèses de répartition de la demande	121
9.4.5.	Optimisation du plan de tension	121
9.4.6.	Modélisation des centrales pour les simulations dynamiques	121
9.4.6.1.	EXCITATION ET REGULATEUR DE TENSION	121
9.4.6.2.	TURBINE HYDRAULIQUE ET REGULATION DE VITESSE	122
9.4.6.3.	TURBINE THERMIQUE ET REGULATION DE VITESSE	123

9.4.7.	Affichage et conventions sous PowerFactory	123
10.	ETUDE DU RESEAU ELECTRIQUE	125
10.1.	ETUDE DE L'ANNEE 2017 (RESEAU ACTUEL)	125
10.1.1.	Etat du réseau actuel	125
10.1.2.	Etude statique	125
10.2.	ETUDE DE L'ANNEE 2021	126
10.2.1.	Etat du réseau cible	126
10.2.1.1.	PRODUCTION	126
10.2.1.2.	TRANSPORT	126
10.2.2.	Etude statique	126
10.2.2.1.	REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION	126
10.2.2.2.	REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION	127
10.2.2.3.	REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE	127
10.2.3.	Etude dynamique	128
10.2.3.1.	SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION	128
10.2.3.2.	SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE	128
10.2.3.3.	SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE	128
10.3.	ETUDE DE L'ANNEE 2024	132
10.3.1.	Etat du réseau cible	132
10.3.1.1.	PRODUCTION	132
10.3.1.2.	TRANSPORT	132
10.3.2.	Etude statique	132
10.3.2.1.	REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION	132
10.3.2.2.	REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION	133
10.3.2.3.	REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE	133
10.3.3.	Etude dynamique	134
10.3.3.1.	SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION	134
10.3.3.2.	SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE	134
10.3.3.3.	SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE	134
10.4.	ETUDE DE L'ANNEE 2035	138
10.4.1.	Etat du réseau cible	138
10.4.1.1.	PRODUCTION	138
10.4.1.2.	TRANSPORT	138
10.4.2.	Etude statique	138
10.4.2.1.	REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION	138
10.4.2.2.	REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION	139
10.4.2.3.	REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE	139
10.4.2.4.	CALCUL DE COURT-CIRCUIT	139
10.4.3.	Etude dynamique	140
10.4.3.1.	SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION	140
10.4.3.2.	SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE	140
10.4.3.3.	SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE	140
10.5.	CONCLUSIONS DE L'ETUDE DE RESEAU	144
11.	DETAIL DES PROJETS DU RESEAU DE TRANSPORT HTB	145
11.1.	LIGNE 63 KV TANA OUEST 2 - AMBODIVONA	145
11.2.	BOUCLE 63 KV & RENFORCEMENTS DE TANA	146
11.3.	INTERCONNEXION 220 KV TANA NORD 2 - TOAMASINA	147
11.4.	INTERCONNEXION 220 KV TANA NORD 2 – TANA SUD 3 – AMBATOLAMPY – ANTSIRABE	149
11.5.	INTERCONNEXION 220 KV ANTSIRABE – AMBOSITRA - FIANARANTSOA	150
11.6.	BOUCLE 220 KV & RENFORCEMENTS 63 KV DE TANA	151
11.7.	LIGNE 63 KV TOAMASINA – FENOARIVO EST	152
11.8.	LIGNE 63 KV TANA SUD 2 - ANALAVORY	152
11.9.	LIGNE 63 KV NAMORONA – MANANJARY - MANAKARA	153
12.	PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT	154
12.1.	PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT CORRESPONDANT AU PDMC DES MOYENS DE PRODUCTION	154

12.2. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT POUR LES STRATEGIES ALTERNATIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION	157
13. ESTIMATION DES INVESTISSEMENTS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DU RI	160
13.1. METHODOLOGIE	160
13.2. CHIFFRES CLEFS POUR LE CALCUL DES INVESTISSEMENTS	160
13.3. BESOINS EN INVESTISSEMENT	161
Section 5 Plan d'investissement des autres réseaux de transport (hors RI) de la JIRAMA	162
14. PLAN D'INVESTISSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION	163
14.1. INTRODUCTION	163
14.2. MAHAJANGA	163
14.3. AMBANJA – NOSY BE	164
14.4. ANDAPA – SAMBAVA	166
14.5. AMBILOBE - ANTSIRANANA	167
15. ESTIMATION DES INVESTISSEMENTS DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	169
15.1. RESEAUX DE TRANSPORT	169
15.1.1. Ligne Ambodiroka – Anjiajia – Ankazomborona – Mahajanga	170
15.1.2. Ligne Bevory – Ambanja – Nosy Be	171
15.1.3. Ligne Lokoho – Andapa – Sambava	171
15.1.4. Ligne Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana	172
15.2. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT (HORS RI)	174
15.3. RESEAUX DE DISTRIBUTION	175
15.3.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements	175
15.3.2. Besoins en investissements de distribution	176
Section 6 Plan d'investissement production et distribution des CI de la JIRAMA	177
16. ETUDE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE POUR LES CI DE LA JIRAMA	178
16.1. APPROCHE GENERALE ET PERIMETRE DE L'ETUDE	178
16.2. METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL	180
16.2.1. Taux de couverture géographique	180
16.2.2. Taux de desserte	181
16.2.3. Consommation unitaire	181
16.2.4. Consommation industrielle et des services	182
16.2.5. Energie à produire et puissance de pointe	182
17. ANALYSE DES MOYENS DE PRODUCTION ET COMPARAISONS ECONOMIQUES	182
17.1. BANQUE DE PROJETS	182
17.2. COMPARAISON ECONOMIQUE	183
17.2.1. RI Alaotra Mangoro	183
17.2.1.1. FAISABILITE TECHNIQUE DU PROJET	183
17.2.1.2. INTERET ECONOMIQUE DU PROJET	184
17.2.2. Antsohihy	185
17.2.3. Sakahara	185
17.2.4. Betioky	186
17.2.5. Morondova	186

18. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION POUR LES CI DE LA JIRAMA	188
18.1. PRODUCTION	188
18.1.1. Méthodologie	188
18.1.2. Plan de développement des CI étendus	189
18.1.2.1. RI ALAOTRA MANGORO	189
18.1.2.2. ANTSOHIHY	189
18.1.2.3. MORONDOVA	189
18.1.2.4. SAKARAH	190
18.1.2.5. BEFANDRIANA	190
18.1.2.6. MAROANTSETRA	190
18.1.2.7. TAOLANARO	191
18.1.2.8. TOLIARY	191
18.1.3. Plan de développement des autres CI	192
18.2. RESEAUX DE DISTRIBUTION	193
18.2.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements	193

ANNEXE 1 Synthèse des résultats de l'étude de la demande

ANNEXE 2 Détail des chiffres de l'étude de la demande pour le Réseau Interconnecté

ANNEXE 3 Comparaisons économiques relatives au raccordement des réseaux secondaires de Toamasina, Fianarantsoa Fenoarivo Est-Foulpointe et Toliara

ANNEXE 4 Schéma unifilaire du RI transmis par la JIRAMA (pointe Octobre 2017)

ANNEXE 5 Réseau actuel – Cartes et calculs de répartition de puissances

ANNEXE 6 Réseau prévisionnel en 2021 – Cartes et Calculs de répartition de puissances

ANNEXE 7 Réseau prévisionnel en 2024 – Cartes et Calculs de répartition de puissances

ANNEXE 8 Réseau prévisionnel en 2035 – Cartes et Calculs de répartition de puissances

ANNEXE 9 Comparaisons économiques pour les moyens de production à mettre en œuvre dans les réseaux secondaires

ANNEXE 10 Analyses économiques pour l'expansion des centres isolés sélectionnés

ANNEXE 11 Plan de développement des centres isolés étendus

ANNEXE 12 Plan de développement des centres isolés restants

ANNEXE 13 Réseau prévisionnel en 2035 – Carte intégrant les centres isolés

SECTION 1

RESUME EXECUTIF

1. INTRODUCTION

L'étude du Plan de Développement au Moindre Coût (PDMC) pour le secteur de l'électricité à Madagascar a fait l'objet du Contrat N° 01/17/MEH/SG/DGE/PAGOSE entre le Ministère de l'Eau, de l'Energie et des Hydrocarbures (MEH) et ARTELIA Eau & Environnement (le Consultant). Ce contrat est entré en vigueur le 13 octobre 2017 et la prestation de services a commencé le 14 novembre 2017. Deux avenants ont par ailleurs été contractualisés et mis en vigueur, le 20 avril 2018 pour le premier puis le 9 novembre pour le second.

L'objectif de l'étude est d'élaborer un plan de développement au moindre coût à l'horizon 2035 qui soit utilisable par le gouvernement de Madagascar et les bailleurs de fonds qui seront amenés à s'engager rapidement dans la mise en œuvre des projets prioritaires. Il convient au préalable de rappeler que l'élaboration de ce PDMC est basée uniquement sur des critères techniques et économiques objectifs. Le PDMC n'est pas destiné à définir les modes de financement, ni les montages contractuels des projets, et ne considère aucun intérêt particulier. De par sa méthodologie et son périmètre global qui couvre l'ensemble du mix énergétique avec le réseau de transport, **l'étude du PDMC est conduite pour servir l'intérêt général de Madagascar** au sens large. Les résultats présentés dans ce rapport devront ensuite être complétés par une étude financière qui permettra de confirmer ou de départager les scénarios de développement, sur base des différentes contraintes contractuelles ou capacités à investir, etc. Cette étude financière n'est pas traitée dans le cadre de ce rapport.

Une première mission du Consultant à Madagascar en novembre 2017 a permis de recueillir de nombreuses données et de rencontrer les principaux acteurs intervenant tant au niveau de la consommation, de la production ou du transport d'électricité. La liste ci-dessous rappelle les principaux organismes consultés :

- Ministère de l'énergie et des hydrocarbures (MEH)
- Banque Mondiale
- Autorité de Régulation de l'Electricité (ARELEC), encore dénommé actuellement Office de Régulation de l'Electricité (ORE)
- Jiro sy rano malagasy (JIRAMA) - Direction de la Planification Stratégique

Conformément à la feuille de route adoptée lors de cette première mission, et conformément aux Termes de Référence de l'étude, le périmètre de la présente étude est limité aux zones couvertes par les réseaux de transport existants ou futurs à l'horizon 2035. Ainsi, l'élaboration du PDMC est articulée autour du réseau interconnecté principal, dénommé RI dans la suite de ce rapport (dont le périmètre de départ est le réseau d'Antananarivo) et des autres réseaux de transports dits « secondaires ».

Une deuxième mission du Consultant à Madagascar en décembre 2017 a permis de coordonner avec le MEH le processus de validation des données d'entrée de l'étude. Ainsi, ARTELIA a pu finaliser dès début janvier 2018 ces données et dresser la liste exhaustive des projets à prendre en compte ainsi que les caractéristiques détaillées des projets de production. A ce sujet, précisons que toutes les caractéristiques relatives aux aménagements hydroélectriques en projet de Sahofika, Antetazambato, Volobe Amont et Ranomafana sont issues des données communiquées officiellement par les différents développeurs concernés.

De nombreuses autres missions ont ensuite été organisées à Antananarivo durant l'année 2018 avec au final un atelier de travail étalé sur trois semaines en novembre 2018 avec le comité technique malagasy, pour mettre à jour les données d'entrée et finaliser le rapport dans le cadre de l'avenant N°2 au contrat.

Le présent rapport regroupe l'ensemble des différentes étapes de l'étude ainsi qu'un résumé exécutif. Pour en faciliter sa lecture, sa structure est découpée en 6 sections, la première section étant dédiée au résumé exécutif de l'étude.

L'étude de la demande en électricité, traitée dans la section 2, est la première étape de l'étude du PDMC. Elle consiste à projeter la consommation électrique potentielle de Madagascar jusqu'en 2035 et d'en déduire la production nécessaire en énergie et en puissance. L'objectif de cette étude de la demande est de déterminer deux scénarios de la demande d'électricité :

- un scénario de référence réaliste et ambitieux,
- et un scénario haut, volontariste, en cohérence avec la Stratégie Nationale de l'Electricité faisant actuellement l'objet d'une étude séparée.

La prévision de la demande d'électricité est un élément essentiel puisqu'elle conditionne la mise en service des nouveaux moyens de production et des réseaux associés.

L'étude du parc de production d'électricité, traitée également dans la section 2, est la deuxième étape de l'étude du PDMC. L'étude de la demande faite au préalable a permis de déterminer la production d'électricité nécessaire en énergie et en puissance. Cette deuxième étape permet de définir les moyens disponibles pour atteindre cette production. L'objectif de cette étude de l'offre est de recenser :

- Les moyens de production existants, leurs performances énergétiques et leurs dates de déclassement prévues,
- Les projets de nouvelles centrales, leurs performances énergétiques, les coûts et délais de construction associés,

A l'étape suivante, l'étude du PDMC des moyens de production du Réseau Interconnecté (RI), traitée dans la section 3, consiste à élaborer le plan de développement optimal (au moindre coût) à l'horizon 2035. Le principe général de ce PDMC est le suivant :

A partir :

- de la capacité et de la durée de vie résiduelle du système existant,
- de la demande prévisionnelle (incluant les pertes réseaux)
- et d'un catalogue de projets programmés (engagés) et candidats,

il est déterminé la séquence optimale de mise en service des projets candidats qui permettra de satisfaire la demande au moindre coût. Ce choix des moyens de production influence le choix du développement du réseau de transport.

Ainsi, l'étude du réseau de transport interconnecté (RI), traitée dans la section 4, est menée en parallèle avec l'étude de la section 3. L'étude de la demande faite au préalable a permis de déterminer la production d'électricité nécessaire en énergie et en puissance. Puis, l'étude du parc de production a permis de définir les moyens disponibles pour atteindre cette production. Enfin, sur base des dates de mise en service optimales des ouvrages de production, l'étude du réseau de transport traite des ouvrages de lignes et postes permettant de distribuer cette énergie jusqu'au postes source de distribution. L'objectif de cette étude est de :

- Décrire les principaux projets de transports à venir et leur date prévisionnelle de mise en service
- Optimiser ces projets et s'assurer du bon fonctionnement prévisionnel de l'ensemble du réseau par des simulations

- Elaborer le plan d'investissement pour le réseau de transport

Le plan d'investissement du réseau de distribution est ensuite évalué de façon globale et statistique en fonction de la projection de la demande.

La section 5, quant à elle, présente l'étude du plan d'investissement (production, transport et distribution) pour les réseaux secondaires qui ne seront pas raccordés au RI à l'horizon du plan directeur :

- Réseau d'Ambilobe - Antsiranana
- Réseau de Mahajanga
- Réseau d'Ambanja – Nosy Be
- Réseau d'Andapa – Sambava

Enfin, la section 6 présente le plan d'investissement production et distribution des centres isolés de la JIRAMA dont le raccordement au réseau interconnecté ou aux réseaux secondaires n'est pas programmé à l'horizon de l'étude, leur mode d'électrification étant plus économique en réseau isolé.

2. SYNTHÈSE DES RESULTATS

2.1. PREPARATION DES DONNEES D'ENTREE DU PLAN DE DEVELOPPEMENT (SECTION 2)

2.1.1. MISE A JOUR DE L'ETUDE DE LA DEMANDE

L'ensemble des résultats globaux et détaillés commune par commune de la projection de la demande à l'horizon 2035 est présenté en annexe. Les résultats du scénario de référence pour la demande résidentielle, industrielle (courante) et tertiaire aboutissent à une puissance de 571 MW à l'horizon du plan, soit environ 2,5 fois plus importante qu'en 2017.

Tabl. 1 - Evolution de la demande résidentielle, industrielle (courante) et tertiaire à l'horizon 2035

	unité	2017	2035
TOTAL population Madagascar	nb hab	25 052 202	40 562 463
Sous-Total population périmètre RI	nb hab	3 683 725	14 780 635
Sous-Total population raccordée dans le périmètre RI	nb hab	1 741 655	6 596 660
Taux de couverture RI	%	14,7%	36,4%
Taux de desserte zone RI	%	47,3%	44,6%
Total Production dans le périmètre RI	GWh	1 180	2 829
Total Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	232	571

A cette demande est ajoutée des projets industriels spécifiques de grande envergure qui sont pris en compte de façon analytique dans le cadre de cette étude. Trois scénarios (bas, moyen et haut) ont alors été élaborés.

Au global, la projection de la demande consolidée incluant la consommation résidentielle, l'industrie courante, les services et les projets industriels d'envergure est présentée sur le graphique ci-dessous.

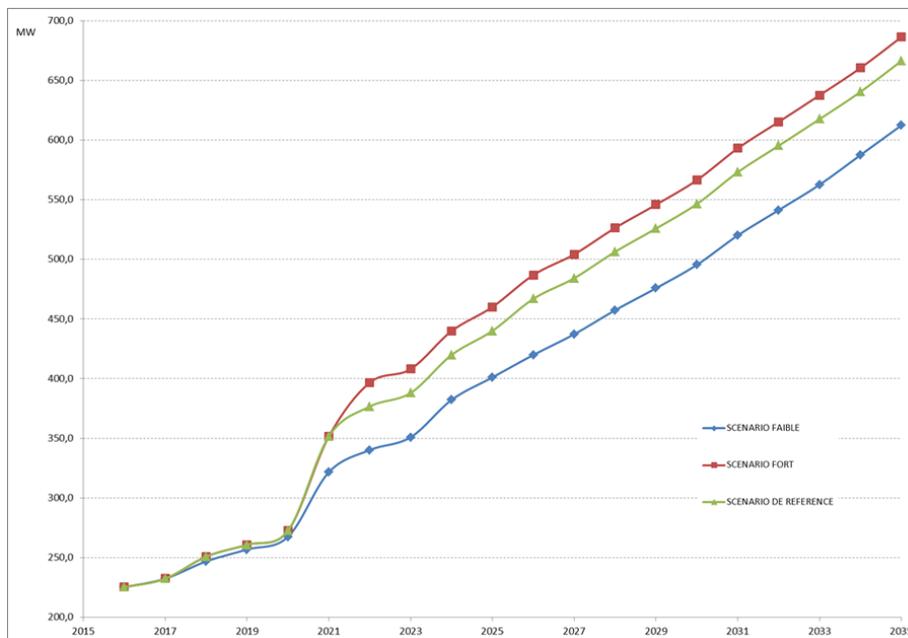


Fig. 1. Projection de la puissance de pointe consolidée pour le RI à l'horizon 2035

En 2035, la puissance de pointe appelée dans le scénario de référence est de 666 MW. Par ailleurs, nous visualisons sur ces courbes une accélération apparente de la demande en 2021 et 2024. Cette augmentation correspond en fait au « transfert » de demande des réseaux secondaires déjà existants de Toamasina et Fianarantsoa respectivement raccordés au RI en 2021 et 2024 ainsi que l'arrivée de projets industriels structurants.

2.1.2. MISE A JOUR DE LA BANQUE DE PROJETS A DEVELOPPER

Cette partie de l'étude concerne les moyens de production d'électricité sur l'ensemble des réseaux interconnectés de Madagascar. Ces moyens de production ont été classés en 3 catégories :

- Les centrales existantes
- Les centrales engagées (programmées)
- Les centrales candidates

Les centrales engagées (ou programmées) sont les centrales dont la décision de construction a été prise, le financement acquis et pour lesquelles une date de mise en service a été fixée.

Les centrales candidates regroupent les aménagements en projet actuellement portés par les différents développeurs et les centrales identifiées ayant fait l'objet d'études avancées. Leurs dates de mise en service sont déterminées par le logiciel d'optimisation en fonction de l'évolution prévue pour la demande énergétique (cette étape est décrite dans la section suivante).

2.1.2.1. CENTRALES EXISTANTES

Actuellement, sur le réseau interconnecté d'Antananarivo, le parc de production est essentiellement composé d'ouvrages hydroélectriques et thermiques. En thermique, la puissance installée est de 288 MW pour une puissance disponible de 240 MW. Parmi ce parc thermique, de nombreuses centrales gazole et HFO ont été mises en service ou réhabilitées entre 2015 et 2017. En hydroélectricité, la puissance installée est d'environ 152 MW, répartie entre 3 aménagements principaux (Andekalaka – 95 MW¹, Mandraka – 24 MW et Sahanivotry – 18 MW).

Sur le réseau secondaire de Toamasina, le parc de production est composé de la centrale hydroélectrique de Volobe (6,76 MW équipé) et de 71 MW installés en thermique (pour seulement 28 MW disponibles).

Enfin, le parc de production du réseau secondaire de Fianarantsoa est composé de 2 centrales hydroélectriques (Namorona – 5,6 MW et Manandray – 0,45 MW) et de 10 MW installés en thermique (pour 6 MW disponibles).

2.1.2.2. CENTRALES HYDROELECTRIQUES ENGAGEES ET CANDIDATES

Le tableau ci-après récapitule les projets de centrales hydroélectriques engagés et candidats.

Tabl. 2 - Synthèse des projets hydroélectriques

	Projet	Puissance (MW)	Energie (GWh)	Investissement (Million €)	Date de mise en service prévue ou au plus tôt	Raccordement prévu au Réseau
Engagés	Mahitsy	22	85.5	37	sept-19	RI
	Mado	2	9	12	Aout 2018	RI
	Andekaleka 4	34	139.9	33	2021	RI
Candidats	Antetезambato	142	908	289.8	2022	RI
	Antetезambato extension	60	376	110	2024	RI
	Sahofika	192	1685	588.3	2024	RI
	Sahofika extension	108	635	50	2026	RI
	Ranomafana	93	393	255	2023	RI
	Antafofo	160	1220	410	2028	RI
	Lohavanana	120	915	460	2028	RI
	Mahavola	300	1870	480 pour la phase 1 130 pour la phase 2	2030	RI
	Talaviana	21	143	52	2025	RI
	Tsinjoarivo	21	115	85	2026	RI
	Fanovana	9.2	62	22.1	2025	RI
	Volobe	120	717	307.8	2022	RI
	Ambodiroka	42	359.8	207.2	2023	RI Mahajanga
	Namorona 2	16	70	37	2026	RI Fianarantsoa
	Andranomafana	15	110	57	2026	RI Antsirana+Ambilobe
	Bevory	16.2	83.5	78.6	2025	RI Nosy Be + Ambanja
	Sahalanona	19	69.5	53	2026	Manakara
	Anjialava	6	41	12	2026	Sambava, Andapa
	Lokoho	6	41	26	2026	Sambava, Andapa
	Anosy Ambositra	20	158	40	2026	Toliara, Morondava, Manja, Morombe
Mahatsara	7.3	48	33.5	2025	Mananjary	

¹ Puissance installée : 92 MW, décomposé en 29 MW pour les deux premiers groupes et 34 MW pour le troisième groupe. Cette centrale peut cependant être exploitée à la puissance maximale de 95 MW.

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)**RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE**

Rappelons qu'à des fins d'équité entre tous les projets, le mode de calcul du coût d'investissement présenté dans le tableau ci-dessus intègre systématiquement le coût d'investissement de la ligne d'évacuation du projet vers le poste du réseau interconnecté le plus proche (actuel ou futur). Le coût des lignes de raccordement entre ces postes et le réseau interconnecté actuel, s'il est nécessaire de les construire, ou de les renforcer, est pris en compte dans le cadre du plan d'expansion du réseau de transport.

2.1.2.3. CENTRALES SOLAIRES ENGAGEES ET CANDIDATES

Le projet solaire de GreenYellow, avec une puissance de 20 MWc est engagé et a été mis en service à l'été 2018.

Le projet solaire de Scaling Solar avec une puissance de 20 MWc et une capacité de stockage de 37 MWh avec 7,4 MW installé, a été considéré comme candidat. D'autres projets types de différentes puissances ont par ailleurs été pris en compte pour analyser l'impact lié à l'augmentation du taux de pénétration des énergies solaires dans le mix énergétique.

2.1.2.4. CENTRALES THERMIQUES ENGAGEES ET CANDIDATES

Le tableau ci-après récapitule les projets thermiques candidats types pris en compte dans le cadre du PDMC.

Coût de production des centrales thermiques.

Tabl. 3 - Coût de production des centrales thermiques.

Taux d'actualisation	10.0%		
Paramètres	Unit	Peak	Mix
Combustible		Diesel	HFO
Puissance installée	MW	20	40
Facteur de charge	%	10%	20%
Maintenance (% de temps)	%	9.0%	9.0%
Indisponibilité (% de temps)	%	5.0%	5.0%
Consommation des auxiliaires	%	4.0%	5.0%
Production nette d'énergie	GWh	15	58
Discount Rate	%	10.0%	10.0%
Durée de construction	Years	1	2
Durée de vie économique	Years	15	20
Taux financier	%/Year	6%	6%
Year -4	%	0%	0%
Year -3	%	0%	0%
Année -2	%	0%	40%
Année -1	%	100%	60%
Coût d'investissement	EUR/kW	1000	1200
Coût total équivalent	M EUR	20.6	50.6
Intérêts pendant la construction	%	3%	5%
Annuités	M EUR	2.7	5.9
Coûts d'O&M fixes	EUR/kW.y	20.0	40.0
Coûts d'O&M variables	EUR/MWh	6.0	6.0
Densité	kg/l	0.84	0.93
Consommation spécifique	g/kWh	240	200
Coût du combustible	EUR/kWh	0.26	0.147
Coût de l'énergie	EUR/kWh	0.276	0.155
Coût variable	EUR/kWh	0.282	0.161
Coût fixe	EUR/kWh	0.214	0.131
Coût total	EUR/kWh	0.496	0.292

2.2. PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT DES MOYENS DE PRODUCTION DU RI (SECTION 3)

Le tableau suivant synthétise les résultats des différents tests de sensibilité effectués.

Tabl. 4 - Synthèse des tests de sensibilité effectués

Scénario	Somme des coûts actualisés	Ecart / PDMC	Ecart / PDMC	CMLT	Commentaires
	M€	M€	%	c€/kWh	
PDMC	1 921	-	-	9,0	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Avec Scaling solar (nouveau design)	1 934	12	0,6%	9,1	Coût du plan identique au PDMC si le coût de Scaling solar reste inférieur à 12c€/kWh Caractéristiques Scaling solar : 20 Mwc avec stockage batterie 7,4 MW - 37 MWh Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Avec ajout de solaire avec stockage 70 Mwc	1 980	58	3,0%	9,3	Coût du plan identique au PDMC si le coût de Scaling solar reste inférieur à 9,8c€/kWh Caractéristiques solaire : 70 Mwc avec stockage batterie 25,8 MW - 129 MWh Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Retard de 2 ans sur les 4 principaux ouvrages hydroélectriques	2 234	313	16,3%	10,5	Antetézambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2029)
Retard de 2 ans pour Volobé uniquement	1 972	50	2,6%	9,3	Antetézambato (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2026) - Volobe (2029)
Retard de 2 ans pour Antetézambato uniquement	1 973	51	2,7%	9,3	Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2026) - Antetézambato (2031)
Retard de 2 ans pour Sahofika uniquement	1 933	12	0,6%	9,1	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2028)
Demande HT basse	1 764	-157	-8,2%	9,2	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2031)
Demande HT haute	1 931	10	0,5%	9,1	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Scénario + 30% sur les coûts des combustibles	1 964	43	2,2%	9,3	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028) - Talaviana (2032)
Scénario - 30% sur les coûts des combustibles	1 875	-46	-2,4%	8,8	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Taux d'actualisation à 6%	2 486	565	29,4%	8,7	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2027) - Talaviana (2032)
Ranomafana fixé en 2024	2 021	100	5,2%	9,5	Antetézambato (2022) - Volobe (2022) - Ranomafana (2024) - Sahofika (2025) - Sahofika extension (2030)
Coût Antetézambato +10%					Pas d'incidence sur le placement des ouvrages
Coût Volobé +10%					Pas d'incidence sur le placement des ouvrages
Coût Sahofika +10%					Pas d'incidence sur le placement des ouvrages

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Scénarios complémentaires	Somme des coûts actualisés	Ecart	Ecart	CMLT	Commentaires
	M€	M€	%	c€/kWh	
Retard de 2 ans sur les 4 principaux ouvrages hydroélectriques	2 234	-	-	10,5	Antetazambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2029)
Retard de 2 ans des ouvrages hydroélectriques & avec Scaling solar (nouveau design)	2 240	6	0,2%	10,5	Coût du plan identique au "PDMC+hydro 2ans" si le coût de Scaling solar reste inférieur à 15,2c€/kWh Caractéristiques Scaling solar : 20 MWc avec stockage batterie 7,4 MW - 37 MWh Antetazambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2029)
Retard de 2 ans des ouvrages hydroélectriques & ajout solaire avec stockage 70 MWc	2 255	21	0,9%	10,6	Coût du plan identique au "PDMC+hydro 2ans" si le coût de Scaling solar reste inférieur à 15,1c€/kWh Caractéristiques solaire : 70 MWc avec stockage batterie 25,8 MW - 129 MWh Antetazambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2030)
Retard de 2 ans des ouvrages hydroélectriques & ajout solaire avec stockage 140 MWc	2 298	64	2,9%	10,8	Coût du plan identique au "PDMC+hydro 2ans" si le coût de Scaling solar reste inférieur à 13,5c€/kWh Caractéristiques solaire : 140 MWc avec stockage batterie 51,6 MW - 258 MWh Antetazambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2031)

Le Plan de Développement au moindre coût des moyens de production, et ses analyses de sensibilité, a mis clairement en avant les conclusions suivantes :

- La nécessité de développer au plus tôt des projets hydroélectriques structurants est confirmée. Au vu des projections de la demande, il est nécessaire de développer 3 ouvrages, et ce sont Antetezambato, Volobe et Sahofika qui présentent les meilleures caractéristiques pour le plan de développement. Ces ouvrages doivent être développés dès qu'ils sont disponibles.
- Les résultats montrent que le développement au moindre coût du mix énergétique utilise la production thermique comme variable d'ajustement. Elle est utilisée pour attendre la mise en service des ouvrages hydroélectriques majeurs, et pour répondre à la demande de pointe à la fin du plan. Cela implique notamment de ne pas renouveler les contrats IPP des centrales thermiques existantes afin d'augmenter la flexibilité dans le mode d'exploitation de ces centrales thermiques, et d'en diminuer le coût de production.
- Compte tenu des caractéristiques des ouvrages hydroélectriques du mix énergétique, le développement de projets solaires ne peut être économique que s'il est développé avec du stockage pour déplacer la production vers la pointe du soir et assurer une puissance garantie. Les résultats montrent qu'un coût de production du solaire inférieur à environ 15 c€/kWh pourrait être économique si les trois projets hydroélectriques structurants sont retardés de deux ans. Si les mises en services de ces ouvrages hydroélectriques étaient maintenues aux dates du PDMC, alors ce coût économique plafond serait ramené à 12c€/kWh. Par ailleurs, il est important de souligner qu'en cas de développement du solaire, l'intérêt est de mettre en service ce mode production le plus rapidement possible afin de pouvoir substituer de la production thermique avant l'arrivée de l'hydroélectricité à grande échelle. Enfin, contenu de l'arrivée prochaine de l'hydroélectricité à grande échelle, le Consultant recommande de rester sur un niveau de puissance installée totale de l'ordre de 50 MWC avec stockage.
- Les tests de sensibilité sur les coûts du thermique, la projection de la demande, le taux de pénétration du solaire, les retards potentiels de mise en service des ouvrages hydroélectriques, ainsi que l'augmentation de leur coûts d'investissement de 10% ne modifient pas le placement des projets hydroélectriques, ce qui confirme la robustesse du plan de développement présenté.
- Le test de sensibilité réalisé en fixant la date de mise en service de Ranomafana permet d'apprécier le surcoût que cela engendrerait sur le plan de développement (+100 million, soit environ 5%). Cela montre qu'il n'est pas économique de développer un quatrième ouvrage hydroélectrique majeur à l'horizon du plan

2.3. ETUDE DU RENFORCEMENT ET DE L'EXPANSION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DU RI (SECTION 4)

L'étude et la simulation du réseau interconnecté est une étape déterminante qui permet de valider et d'affiner les investissements prévus en matière d'équipements de production et de lignes de transport.

Le plan d'expansion et de renforcement du réseau de transport utilise comme données d'entrées à la fois les projections de la demande et le Plan de Développement au Moindre Coût (PDMC) des moyens de production obtenu à l'étape précédente. Les études électriques couvrent la période 2017-2035. Trois années cibles sont étudiées dans le cadre de cette étude : 2021, 2024 et 2035. Ces trois années correspondent aux dates clés du PDMC des moyens de production. Le réseau

prévisionnel cible est alors modélisé sous PowerFactory de la société DigSILENT. Plusieurs simulations de situations critiques permettent alors de valider la fiabilité, l'efficacité et la sûreté des réseaux prévisionnels. Si nécessaire, le plan de tension est optimisé par l'ajout de moyens de compensation (réactance, banc de capacités, etc.) afin de respecter les tolérances en vigueur.

Dans cette étude, 9 projets de transport structurant sont apparus comme prioritaires :

- 1) Ligne 63 kV Tana Ouest 2 – Ambodivona (évacuation de la centrale de Mahitsy)
- 2) Boucle 63 kV & renforcements de Tana
- 3) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina
- 4) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe
- 5) Interconnexion 220 kV Antsirabe – Ambositra - Fianarantsoa
- 6) Boucle 138 kV & renforcements de Tana
- 7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est
- 8) Ligne 63 kV Tana Sud 2 – Analavory
- 9) Ligne 63 kV Namorona – Mananjary - Manakara

Les principales caractéristiques et les coûts associés à ces projets, ainsi que les dates optimisées de mise en service sont synthétisés dans le tableau suivant.

Projets de transport	Longueur Totale [km]	Coût Lignes [M€]	Coût Postes [M€]	Coût Total [M€]
1) Ligne 63 kV Tana Ouest 2 – Ambodivona	10	2.56	4.18	6.74
2) Boucle 63 kV & renforcements de Tana	24	4.50	16.03	20.54
3) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina	320	87.45	65.47	152.92
4) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe	150	42.75	53.22	95.97
5) Interconnexion 220 kV Antsirabe – Ambositra – Fianarantsoa	202	57.57	37.83	95.40
6) Boucle 220 kV & renforcements de Tana	52	14.10	35.06	49.16
7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est	92	15.69	4.82	20.51
8) Ligne 63 kV Tana Sud 2 – Analavory	84	14.32	4.24	18.56
9) Ligne 63 kV Namorona – Mananjary - Manakara	198	25.65	6.03	31.68
TOTAL	1132	264.59	226.89	491.48

Tabl. 5 - Résumé du plan d'investissement des projets de transport

Les résultats de l'étude de réseau jusqu'à l'horizon 2035 sont très satisfaisants. La plupart des faiblesses du réseau actuel sont résolues dès les premières simulations du réseau prévisionnel 2021. En effet, à partir de cette date, le réseau résiste à des perturbations importantes et assure le

critère N-1 pour la plupart des cas. A cette date, l'interconnexion avec Antsirabe reste inchangée (ligne vétuste simple terre en 63 kV), le critère N-1 n'est donc pas assuré pour cette partie du réseau. De plus, la réserve tournante sera insuffisante pendant les périodes d'étiage en 2021 engendrant des risques de défaillances. Ces problématiques doivent être résolues dès 2022 d'après le plan prévisionnel avec l'arrivée des premiers ouvrages hydroélectriques structurants (Volobe amont et Antetezambato) ainsi que le renforcement de l'axe Antsirabe –Tana par une ligne 220 kV.

D'autre part, le niveau de tension des lignes ainsi que le plan de tension global ont été optimisés. A ce sujet, la ligne d'interconnexion en 220 kV entre Tana Nord 2 et Toamasina permet de respecter tous les critères de tension, N-1 et thermiques. Des projets industriels et structurants pour la région de Tamatave étant planifiés, les simulations de l'interconnexion avec un niveau de tension 138 kV ne convergeraient pas (dégradation du plan de tension trop importante pour cette charge à 290 km de Tananarive). De la même façon, la ligne 220 kV proposée pour l'interconnexion entre Antananarivo et Fianarantsoa respecte tous les critères de tension et de charge à l'horizon du plan. Le choix du 220 kV pour la boucle d'alimentation de Tananarive correspond aussi à un besoin justifié de standardisation du réseau de transport exprimé par la JIRAMA. Enfin, des simulations menées avec une extrapolation de la demande à l'horizon 2050 ont aussi permis de vérifier que le dimensionnement de ces lignes structurantes était suffisant pour garantir un fonctionnement normal sur toute la durée de vie économique de ces ouvrages.

Les études dynamiques donnent également des résultats satisfaisants dans le sens où ils donnent un bon ordre d'idée de la robustesse du réseau futur. Il est cependant important de mentionner qu'une étude dynamique précise requiert les données exactes des alternateurs et des lignes. Dans cette étude de plan directeur, des hypothèses ont été prises pour la modélisation des centrales. Ces hypothèses, correspondant à des valeurs typiques, sont suffisantes pour répondre aux objectifs d'une étude de plan directeur mais elles devront être vérifiées et affinées en phase d'exécution des projets. Il faut aussi noter que la stabilité globale du réseau dépend d'une bonne répartition de la réserve de « puissance réglante » sur les centrales. En début de plan, les centrales thermiques doivent notamment participer à cette réserve tournante (contrairement à la pratique actuelle d'exploitation du RIA) afin d'assurer la stabilité globale du réseau.

Enfin, les simulations ont montré que l'accroissement des transits, la longueur importante des nouvelles lignes en antenne et l'éloignement des principales centrales provoquent, à la suite d'un défaut, des oscillations de puissance et de fréquence sur le réseau à partir de 2022. Ces oscillations de puissance peuvent nuire à la stabilité du réseau, provoquant un « pompage » de la tension et de la fréquence dans certaines conditions. Afin de prévenir ce risque, le Consultant préconise donc la mise en place de boucles de régulations dites PSS (Power System Stabilizer) sur les futures centrales. Des régulations de ce type ont été nécessaires pour faire converger les simulations dynamiques, ce qui montre leur importance. Il serait aussi important de dimensionner les alternateurs des futurs ouvrages hydroélectriques importants avec une capacité de « black-start » leur permettant de mettre leur ligne sous tension et de pouvoir fonctionner avec une longue ligne faiblement chargée. Dans le cas contraire, des inductances shunt devront être installées pour pallier à cette problématique.

Concernant les réseaux de distribution, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2018 - 2035 atteignent environ 155 MEUR pour le Réseau Interconnecté.

Ce montant se décompose comme suit :

- Investissement en lignes MT (20 kV) : _____ 76,4 MEUR, soit 2 316 km de ligne MT
- Investissement en lignes BT (400 V) : _____ 51 MEUR, soit 4 568 km de ligne BT
- Investissement en postes MT/BT : _____ 27,8 MEUR, soit 4 413 postes

2.4. PLAN D'INVESTISSEMENT DES AUTRES RESEAUX SECONDAIRES DE TRANSPORT (HORS RI) DE LA JIRAMA (SECTION 5)

Le périmètre du Plan de développement au Moindre Coût comprend également les centres isolés équipés de mini-réseaux :

- Mahajanga
- Ambilobe – Antsiranana
- Ambanja – Nosy Be
- Andapa - Sambava

Pour chacun de ces centres isolés il existe un projet de centrale hydroélectrique pour l'alimentation du réseau secondaire interconnecté. Nous avons fait une comparaison économique entre un scénario de référence correspondant au développement de ces projets et un cas de figure alternatif où l'accroissement de la demande serait couvert par une augmentation de la capacité thermique en hybridation avec du solaire photovoltaïque ou de l'éolien.

Les résultats des comparaisons économiques aboutissent à confirmer les projets de réseau secondaire :

- Pour le réseau de Mahajanga, l'étude aboutit à un Taux de Rentabilité Interne de 11,2%. La construction de l'aménagement d'Ambodiroka et de sa ligne de raccordement est donc économique. La somme des coûts actualisés est alors de 242 M€ sur la période 2018-2035.
- Pour le réseau d'Amboanja – Nosy Be, l'étude aboutit à un Taux de Rentabilité Interne de 12,9%. La construction de l'aménagement de Bevory et de sa ligne de raccordement ainsi que la liaison sous-marine est donc économique. La somme des coûts actualisés est alors de 96 M€ sur la période 2018-2035.
- Pour le réseau d'Andapa - Sambava, l'étude aboutit à un Taux de Rentabilité Interne de 10,5%. La construction de l'aménagement de Lokoho et de sa ligne de raccordement est donc économique. La somme des coûts actualisés est alors de 38 M€ sur la période 2018-2035.
- Pour le réseau d'Ambilobe – Antsiranana, l'étude aboutit à un Taux de Rentabilité Interne de 20,6%. La construction de l'aménagement d'Andranomamofona et de sa ligne de raccordement est donc économique. La somme des coûts actualisés est alors de 223 M€ sur la période 2018-2035.

Les investissements de transport à réaliser, pour les lignes et postes en 138 kV et 63 kV, sont résumés dans le tableau suivant pour chaque réseau secondaire étudié.

Tabl. 6 - Résumé des coûts des projets de transport estimés

Projets de transport	Date mise en service	Nouvelles Lignes	Longueur [km]	Tension [kV]	Coût ligne [M€]	Coût postes [M€]	Coût total Projet [M€]
1	2023	Ambodiroka – Anjiajia – Ankazomborona – Mahajanga	170	138	34	16,5	50,5
2	2025	Bevory – Ambanja – Nosy Be	64	63	22	5	27
3	2026	Lokofo – Andapa – Sambava	90	63	14,5	5	19,5
4	2026	Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana	170	63	23,5	5	28,5
TOTAL					94	31,5	125,5

Concernant les réseaux de distribution, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2018 - 2035 atteignent près de 60 MEUR pour l'ensemble des 4 réseaux considérés.

Ce montant se décompose comme suit :

- Investissement pour le réseau de distribution d'Ambilobe - Antsiranana _____ 20 MEUR
- Investissement pour le réseau de distribution de Mahajanga _____ 28,6 MEUR
- Investissement pour le réseau de distribution d'Ambanja - Nosy Be _____ 5,8 MEUR
- Investissement pour le réseau de distribution d'Andapa - Sambava _____ 2,7 MEUR

2.5. RESULTATS CONSOLIDES PRODUCTION – TRANSPORT POUR LE RI

Une fois l'étude du réseau de transport finalisée, les résultats obtenus à partir des calculs d'optimisation sur le plan de développement des moyens de production peuvent maintenant être consolidés avec le plan d'investissement du réseau de transport.

Le PDMC des moyens de production qui correspond à la stratégie de développement la plus économique pour Madagascar a été établie sur base des données d'entrées du scénario de base.

Le tableau ci-dessous résume les coûts consolidés Production-Transport du PDMC ainsi que les résultats pour deux tests représentatifs : scénario avec deux ans de retard sur les ouvrages hydroélectriques et un scénario avec l'ajout d'un quatrième ouvrage hydroélectrique structurant (Ranomafana)

Tabl. 7 - Résumé des coûts consolidés Production-Transport du RI

De 2018 à 2035	PDMC	Analyses de sensibilité		
		Retard 2 ans	Ranomafana fixé en 2024	
Somme des coûts actualisés Production - Transport	2 223	2 515	2 323	M €
Ecart / PDMC		292	100	M €
Taux d'actualisation	10%	10%	10%	
Somme de la production actualisée	21 234	21 234	21 234	GWh
Coût moyen actualisé Production - Transport (ou CMLT)	10,5	11,8	10,9	c€/kWh

Rappelons que la part du transport dans le coût marginal long terme du PDMC de 10,5 c€/kWh (consolidé production-transport) représente 1,5 c€/kWh.

Les courbes ci-dessous qui représentent l'évolution du coût de production moyen (incluant le transport) permettent de bien comprendre l'impact de l'hydroélectricité sur l'évolution du coût du kWh. En effet, dès 2022, le coût moyen actualisé de production chute en dessous de 11c€/kWh grâce à l'énergie hydroélectrique d'Antetazambato et Volobe qui permet de substituer une grande partie de la production thermique. Et dès 2024, l'arrivée de Sahofika avec sa grande capacité de stockage, suivi de son extension en 2028, permet de maintenir durablement le coût moyen actualisé de production/transport en dessous de 9c€/kWh. Il est important de souligné que parmi ces trois ouvrages structurants sélectionnés pour le PDMC, seul l'ouvrage de Sahofika présente un réservoir suffisant pour assurer une régulation intersaison, ce qui lui confère des niveaux de puissance garantie tout à fait adaptés aux besoins du réseau interconnecté.

Les courbes ci-dessous montrent également qu'un retard de deux ans des ouvrages hydroélectrique structurants a un impact très négatif sur les coûts de production en attendant les premiers ouvrages en 2024. Enfin, le scénario avec Ranomafana montre très clairement qu'un quatrième ouvrage hydroélectrique structurant à l'horizon de l'étude entrainerait une hausse du coût du kWh du fait de la surproduction hydroélectrique qui en découlerait.

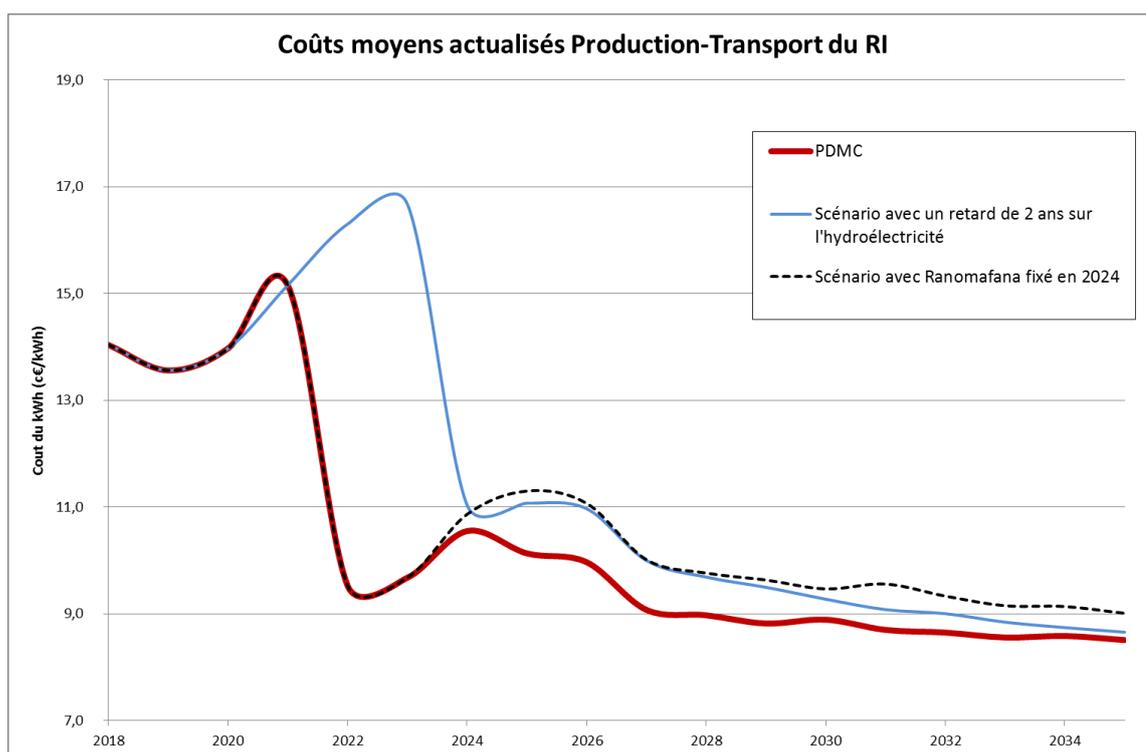


Fig. 2. Courbe des coûts moyens actualisés Production-Transport

2.6. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION DES CENTRES ISOLES DE LA JIRAMA (SECTION 6)

Il existe actuellement 115 centres d'exploitation JIRAMA dont 100 sont alimentés exclusivement par des groupes thermiques (gazole ou HFO). La consommation des centres isolés (CI) représente actuellement environ 20% de la consommation totale du pays. Ces centres, répartis sur l'ensemble du territoire, sont constitués de réseaux de distribution avec des niveaux de tension allant jusqu'à 20 kV pour certains. Parmi les centres de consommation les plus importants, citons par exemple Antsiranana (4%), Mahajanga (4%), Toliara (2%), Nosy Be (2%).

Pour chacun des centres isolés, un modèle type de centrale hybride solaire/thermique (ou éolien/thermique) a été élaboré. Le dimensionnement de la puissance d'EnR à installer au niveau d'un centre isolé équipé d'un groupe de production thermique a été fait en considérant 70% de la puissance de pointe à l'horizon 2035. La valeur de 70 % a été choisie puisque l'objectif est d'atteindre une autonomie énergétique aux heures d'ensoleillement maximum en journée (d'après les courbes de charges de la Jirama, la puissance en milieu de journée se situe en moyenne entre 50 et 70% de la puissance de pointe du soir).

Sur base d'une analyse économique, il a été retenu de constituer des centres isolés regroupant plusieurs communes en créant des moyens de production centralisés et pour certains, des réseaux de distribution en moyenne tension. Le détail des investissements prévus pour ces centres ci-dessous dits « étendus » est présenté en annexe.

- RI Alaotra Mangoro (création d'une boucle de 230 km de ligne 20 kV)
- Antsohihy (création de 23 km de ligne 20 kV)
- Morondova (création de 40 km de ligne 20 kV)
- Sakaraha (création de 22 km de ligne 20 kV)
- Befandriana
- Maroantsetra
- Taolanaro
- Toliary

Le plan de développement retenu pour l'ensemble des autres CI est détaillé en annexe commune par commune.

Pour l'ensemble des centres isolés, le coût marginal long terme obtenu varie entre 34 et 37c€/kWh.

3. CONCLUSIONS GENERALES ET RECOMMANDATIONS

Les résultats issus des simulations d'optimisation du parc de production et des études d'expansion et de renforcement des réseaux de transport ont permis de faire ressortir des conclusions claires sur le plan technique et économique, mais il convient au préalable de rappeler que l'élaboration du PDMC, objet de notre étude, n'est qu'une étape dans la prise de décision finale. En effet, ces conclusions et recommandations ne constituent en définitive que les données d'entrée de la nécessaire étude financière qui permettra de départager les scénarios de développement, sur base des différentes contraintes contractuelles ou capacités à investir, etc.

Les principales conclusions et recommandations sont listées ci-dessous par ordre d'importance.

- Développer au plus tôt les projets hydroélectriques structurants permettra de réduire durablement les coûts du plan de développement. Au vu des projections de la demande, il est nécessaire de développer 3 ouvrages, et ce sont Antetembato et Volobe en 2022 puis Sahofika en 2024, suivi de son extension en 2028, qui présentent les meilleures caractéristiques pour le plan de développement, sachant que l'ouvrage de Sahofika est le seul à disposer d'un réservoir suffisant pour assurer une régulation intersaison et donc s'affranchir des contraintes d'étiage. Ces ouvrages doivent être développés dès qu'ils sont disponibles.
- Les résultats montrent que le développement au moindre coût du mix énergétique utilise la production thermique comme variable d'ajustement. Cela implique nécessairement de renégocier tous les contrats IPP des centrales thermiques avec pour objectif de trouver un accord avant la mise en service des ouvrages hydroélectriques structurants sélectionnés. Cette négociation aura pour objectif d'augmenter la flexibilité dans le mode d'exploitation de ces centrales thermiques.
- Les simulations ont montré que l'accroissement des transits, la longueur importante des nouvelles lignes en antenne nécessite de développer en 220 kV le futur réseau de transport de Madagascar
- Nous recommandons de lancer dès que possible la construction d'un dispatching (système SCADA) pour gérer correctement le réseau de transport et les différents modes d'exploitation des centrales de production
- Compte tenu des caractéristiques des ouvrages hydroélectriques du mix énergétique, le développement de projets solaires ne peut être économique que s'il est développé avec du stockage pour déplacer la production vers la pointe du soir et assurer une puissance garantie. Les résultats montrent qu'un coût de production du solaire inférieur à environ 15 c€/kWh pourrait être économique si les trois projets hydroélectriques structurants sont retardés de deux ans (12 c€/kWh si pas de retard).
- Nous recommandons de mettre en place un comité spécial de pilotage du plan avec suivi régulier du calendrier de mise en œuvre. Ce comité pourrait par exemple être le comité technique actuel de l'étude du PDMC

SECTION 2

PREPARATION DES DONNEES D'ENTREE DU PLAN DE DEVELOPPEMENT

4. MISE A JOUR DE L'ETUDE DE LA DEMANDE

4.1. APPROCHE GENERALE ET PERIMETRE DE L'ETUDE

La prévision de la demande d'électricité est un élément essentiel puisqu'elle conditionne l'arrivée des nouveaux besoins du parc de production et des réseaux associés. Rappelons brièvement qu'il existe 3 méthodes d'évaluation de la demande :

- La méthode tendancielle, dans laquelle la demande est obtenue simplement par extrapolation de la consommation passée. La variable explicative de la demande est alors unique : c'est le taux d'augmentation annuel.
- La méthode économétrique dans laquelle la demande est exprimée comme une fonction de variables économiques (PIB,...).
- La méthode analytique dans laquelle la demande est explicitée de manière transparente à partir de variables explicatives élémentaires (démographie, consommation unitaire, extension des réseaux, PIB, etc...).

Conformément aux Termes de Référence, l'étude de la demande a déjà été réalisée dans le cadre du PDMC préliminaire mais les scénarios de projection ont dû être reconsidérés.

La méthodologie générale de la présente étude est basée sur l'approche analytique en tenant compte notamment de l'évolution historique de la consommation résidentielle et industrielle ainsi que de l'électrification de nouvelles communes sur le territoire national.

Parmi les points importants à définir dans le cadre de la méthode analytique, citons par exemple :

- La répartition des différents types de consommateurs (secteur résidentiel, services et industrie)
- La consommation unitaire par habitant pour chaque commune
- La localisation des zones de consommation et la cohérence avec la stratégie d'accès à l'électrification à Madagascar
- Les courbes de charge et les monotones de charge qui permettront l'étude du placement d'énergie des différentes centrales de production.
- Le taux de desserte qui correspond à la proportion d'habitants raccordés au réseau (à l'intérieur d'une zone électrifiée donnée)
- La répartition de la demande entre les réseaux interconnectés et les centres isolés
- Les hypothèses de rendement du réseau
- Les hypothèses sur le facteur de charge pour chaque commune
- Les choix des scénarios de projection de la demande

L'étude distingue la demande des centres interconnectés par des réseaux de transport de celle des centres isolés desservis uniquement par des réseaux de distribution.

Actuellement, seuls trois réseaux de transport avec des niveaux de tension supérieurs à 35 kV sont en exploitation à Madagascar : les réseaux d'Antananarivo (RIA), de Toamasina (RIT) et de Fianarantsoa (RIF). Les réseaux de transport du RIT et du RIF sont essentiellement limités aux lignes d'évacuation des aménagements hydroélectriques et en 2017, ils représentaient 9,5% de la consommation totale des centres JIRAMA répartis dans le pays (7,1% pour le RIT et 2,4% pour le RIF).

Finalement, seul le RIA constitue véritablement un réseau interconnecté maillé avec plusieurs niveaux de tension (35 kV, 63 kV et 138 kV) et un mix de production varié dont la puissance de pointe appelée en 2017 a atteint 232 MW. Sur l'année 2017, le RIA a représenté 70% de la consommation totale des centres JIRAMA répartis dans le pays.

Le reste de la consommation (représentant actuellement environ 20% de la consommation totale) est réparti sur l'ensemble du territoire dans des centres isolés (CI) constitués de réseaux de distribution avec des niveaux de tension allant jusqu'à 20 kV pour certains. Parmi les centres de consommation les plus importants, citons par exemple Antsiranana (4%), Mahajanga (4%), Toliara (2%), Nosy Be (2%).

Comme indiqué en introduction du présent rapport, le périmètre de l'étude est limité aux zones couvertes par les réseaux de transport existants ou futurs à l'horizon 2035. Ainsi, l'élaboration de la projection de la demande est articulée autour du réseau interconnecté principal, dénommé RI dans ce rapport (dont le périmètre de départ est le réseau d'Antananarivo) et des réseaux de transports dits « secondaires ».

Les réseaux secondaires identifiés dans le cadre de cette étude sont listés ci-dessous :

- Réseau de Toamasina (RIT)
- Réseau de Fianarantsoa (RIF)
- Réseau de Ambilobe - Antsiranana
- Réseau de Mahajanga
- Réseau de Ambanja – Nosy Be
- Réseau de Andapa – Sambava

Pour la bonne compréhension des chiffres présentés dans les chapitres suivants, il est important de bien définir comment ce périmètre géographique est délimité. Le découpage communal utilisé pour le recensement de la population en 1993 a été retenu comme base de travail pour établir les limites des zones géographiques couvertes par les réseaux. Dans un premier temps, les projections de la demande sont réalisées pour chaque commune comprise dans le périmètre de l'étude, qu'elle soit déjà électrifiée ou non, qu'elle soit raccordée au réseau interconnecté ou non.

Ensuite, sur la base de ces projections et en fonction des dates probables de mise en service des lignes en projet du réseau interconnecté, du raccordement de certains centres isolés et de l'électrification des nouvelles communes au voisinage des réseaux, la demande future est déterminée pour :

- le réseau interconnecté (RI)
- les réseaux secondaires qui ne sont pas raccordés au RI à l'horizon 2035 parmi ceux listés ci-dessus

Une fois ce périmètre établi, il convient de définir les scénarios de projection. Conformément à la feuille de route adoptée lors de la mission de démarrage du Consultant, deux scénarios ont été retenus :

- Un scénario de référence, à la fois réaliste et ambitieux, dont les résultats constituent les données d'entrée pour le placement des nouveaux moyens de production et réseaux associés
- Un scénario haut volontariste dont les résultats sont utilisés pour tester la robustesse du plan de développement du parc de production (appelé « analyse de sensibilité » dans le chapitre consacré). Ce scénario est établi en cohérence avec l'étude actuellement en cours sur la stratégie d'accès à l'électrification, basée sur les objectifs de la NPE

4.2. METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL

4.2.1. Taux de couverture géographique

Il ne peut y avoir de consommation là où il n'y a pas de réseaux. Pour évaluer la demande future en électricité, il est donc nécessaire de faire des hypothèses concernant la création et l'extension des réseaux. Nous distinguons deux types de réseaux :

- Réseaux de distribution : Il est supposé implicitement que la demande ne sera pas, outre mesure, contrainte par le développement des réseaux de distribution,
- Réseaux de transport : les extensions et renforcement des réseaux de transport sont étudiés au cas par cas aux différents horizons temporels considérés.

Le choix d'électrifier ou non une zone géographique dépend de différents critères techniques et économiques. La granulométrie des zones considérées étant fixée à un niveau communal, l'exercice consiste alors à définir une hiérarchisation dans les dates d'électrification pour chaque commune. Parmi les critères considérés, nous pouvons citer les principaux :

- Proximité géographique avec le réseau existant ou le réseau futur projeté
- Densité de la population
- Proximité avec les axes routiers
- Proximité géographique avec un projet hydroélectrique structurant

De la même façon, le choix de raccorder un centre isolé déjà électrifié ou un réseau secondaire dépend de différents critères :

- Technique, pour définir si une simple extension du réseau de distribution suffit ou si une ligne de transport est nécessaire, auquel cas les caractéristiques (niveau de tension et section des conducteurs) sont définies à travers l'étude de réseau.
- et économique, à travers une analyse dite « B-C » (comparaison entre le projet de ligne et une solution sans le projet)

Le taux de couverture géographique correspond au nombre d'habitants des communes électrifiées divisé par le nombre total d'habitants à Madagascar. L'évolution du taux de desserte dans le temps traduit donc l'expansion de la couverture géographique des zones électrifiées. Le détail de l'analyse du taux de couverture a donc été menée sur base de cartes en tenant compte des critères ci-dessus afin de fixer, commune par commune, les dates de raccordement au RI. Le détail de cette analyse est présenté en annexe.

4.2.2. Taux de desserte

Le taux de desserte correspond au nombre d'habitants réellement raccordés à l'électricité divisé par le nombre total d'habitants vivant dans les communes électrifiées. Ce taux de desserte, calculé pour chaque commune, traduit le taux de pénétration de l'électricité dans les communes.

L'augmentation du taux de desserte traduit à la fois la progression du nombre d'abonnés dans les communes déjà alimentées en électricité mais également l'arrivée d'abonnés dans les communes nouvellement électrifiées.

L'évolution des taux de desserte commune par commune est souvent surévaluée dans les études de demande car :

- Lors du raccordement de nouveaux centres, le déploiement et les extensions des réseaux de distribution se font des zones les plus aisées (les centres-villes) vers les zones les plus modestes (les quartiers périphériques ou les zones rurales). Cela peut parfois conduire à faire baisser les taux de desserte.
- Un taux de desserte constant suppose déjà que la progression du nombre d'abonnés suit celle de la population.

Partant de ce principe, les prévisions de taux de desserte sont faites de manière prudente. Pour les localités déjà électrifiées, le taux de desserte est déterminé pour les années à venir à partir de la situation réelle en 2017. Les taux retenus suivent ensuite une progression linéaire jusqu'en fin de plan.

Le détail des chiffres, commune par commune, est présenté en annexe.

4.2.3. Consommation unitaire

Les consommations unitaires de la demande résidentielle évoluent sous l'action de paramètres ayant des effets antagonistes :

- L'élasticité des revenus, due à l'augmentation du PIB per capita, va dans le sens de l'augmentation des consommations unitaires par l'augmentation du taux d'équipement et du taux d'utilisation des équipements
- L'amélioration de la qualité de service de la distribution d'électricité lorsqu'une localité est raccordée au RI incite la population à s'équiper davantage et donc à consommer davantage.
- Le raccordement de nouveaux abonnés, souvent plus modestes et disposant au départ d'un taux d'équipement plus faible, va dans le sens de la diminution des consommations unitaires.
- La lutte contre les fraudes va dans le sens de la diminution des consommations unitaires.
- L'amélioration des performances des équipements va dans le sens de la diminution des consommations unitaires.
- Les mesures de maîtrise de la demande en électricité, par exemple l'adoption d'ampoules basse énergie, peuvent avoir un impact fort sur les consommations unitaires. Une ampoule basse énergie consomme 5 fois moins qu'une ampoule à incandescence.

Il n'est guère possible de chiffrer tous ces effets sur la période 2018 – 2035, par conséquent, une augmentation linéaire de la consommation unitaire jusqu'en 2035 est appliquée dans le cadre de cette étude.

Le détail des chiffres, commune par commune, est présenté en annexe.

4.2.4. Consommation industrielle courante et services

Les consommations, autres que résidentielles ont été regroupées et traitées séparément, elles concernent le secteur des services et de l'industrie courante. Comme pour la demande résidentielle, l'évolution dans le temps de cette consommation a été traitée de façon linéaire en différenciant chaque commune.

Le détail des chiffres, commune par commune, est présenté en annexe.

4.2.5. Consommation Haute Tension (gros industriels) et projets industriels spécifiques

La consommation HT concerne les gros industriels alimentés à une tension de comptage égale ou supérieure à 63 kV tels que par exemple la mine de Nickel d'Ambatovy ou la sidérurgie d'Ambohimambola. Par ailleurs, des projets industriels additionnels et spécifiques ont été identifiés et insérés de façon analytique dans la consommation dite « HT ».

La liste exhaustive de ces projets industriels pris en compte dans le cadre de cette étude est disponible en annexe. Cette liste présente le détail des caractéristiques techniques des projets (puissance appelée, facteur de charge et placement horaire, énergie appelée) et de leurs dates de raccordement sur le réseau interconnecté.

4.2.6. Energie à produire et puissance de pointe pour la consommation résidentielle, l'industrie courante et les services

Une fois la projection de la consommation établie commune par commune, il convient de calculer l'énergie électrique que les centrales devront produire. Entre le consommateur final et les centres de production, des pertes techniques et non-techniques (ou commerciales) sont liées au réseau de transport et de distribution. Ces pertes sont quantifiées à travers le rendement du réseau qui est actuellement de 67% pour le RI de Tana. Un objectif de 85% de rendement a été considéré à l'horizon 2035.

Les courbes de charge traduisent les rythmes de l'activité humaine (réveil, repas, temps de travail, éclairage, sommeil, jours non travaillés, etc..) et les saisons. L'activité industrielle tend à augmenter le facteur de charge puisque les besoins en électricité sont relativement constants dans le temps alors que l'électrification de nouvelles communes tend à le faire diminuer puisque les besoins de la demande résidentielle sont très différents suivant l'heure de la journée. Le facteur de charge, différent pour chaque commune, permet de déduire la puissance de pointe à produire.

Le détail des chiffres, commune par commune, pour le rendement du réseau et le facteur de charge est présenté en annexe.

4.2.7. Monotone de charge

L'étude de simulation du parc de production (existant et à créer) nécessite de connaître la courbe monotone de charge. Cette courbe monotone est habituellement déterminée à partir d'une analyse des courbes chronologiques de charge sur une année complète. A partir d'une analyse des courbes observées dans le passé, le Consultant peut alors faire des hypothèses sur l'évolution possible de la forme de cette courbe.

Pour Madagascar, les données mises à la disposition du Consultant ont montré que la forme de la monotone de charge sur le réseau a peu évolué durant les dernières années, avec une pointe située entre 17h30 et 20h30. Le profil relevé le 28 septembre 2016 est représentatif de la forme type observée ces dernières années et ne semble pas supposer de délestage significatif puisque la forme de la pointe n'est pas écrêtée. Les courbes de charge à la pointe entre 2013 et 2016, présentées sur le graphique suivant, confirment ce constat.

Ainsi, le profil relevé le 28 septembre 2016 a été retenu pour la suite de l'étude et une analyse complémentaire de la puissance de pointe mensuelle sur les 10 dernières années a permis de pondérer le placement mensuel de la courbe

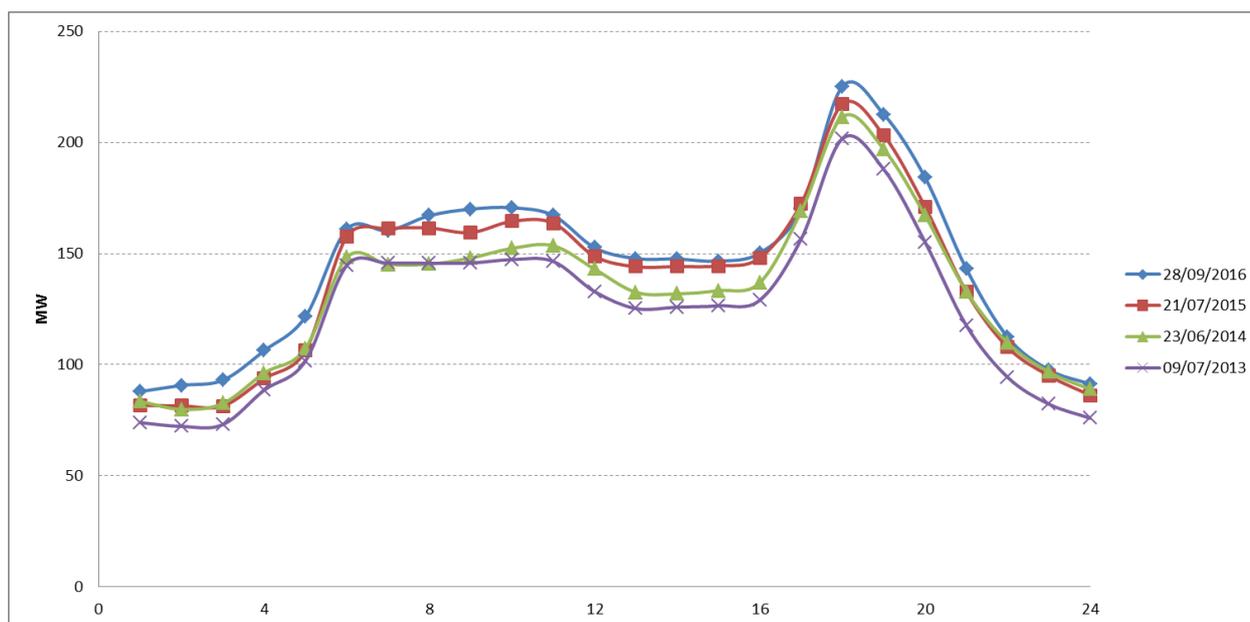


Fig. 3. Courbe de charge du 28 septembre 2016

Finalement, un profil de la demande mensuelle, calculé heure par heure, est établi de façon mensuelle à partir des résultats ci-dessus.

Les monotones de charge ainsi calculées pour la demande résidentielle, l'industrie courante et les services seront implémentées dans le logiciel Hillmix d'optimisation du parc de production. A titre d'exemple, la figure ci-dessous présente les monotones de charges mensuelles utilisées pour 2018 :

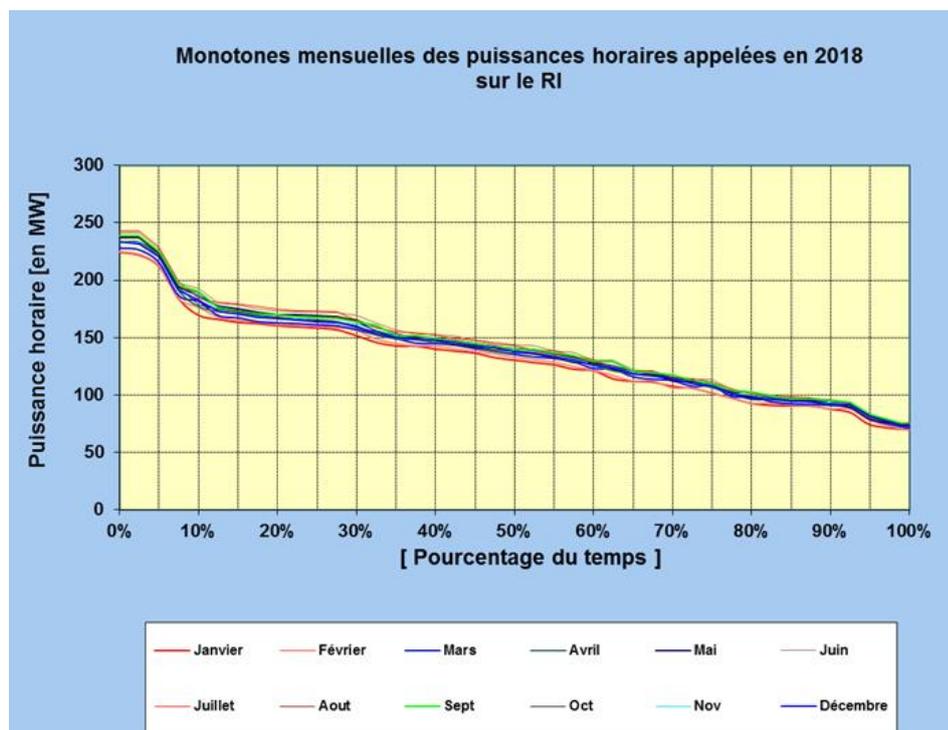


Fig. 4. Monotones mensuelles des puissances horaires appelées en 2018 sur le RI

Comme expliqué précédemment, les courbes de charge traduisent les rythmes de l'activité humaine (réveil, repas, temps de travail, éclairage, sommeil, jours non travaillés, etc..) et les saisons. L'activité industrielle tend à « aplanir » la monotone de charge puisque les besoins en électricité sont relativement constants dans le temps alors que l'électrification de nouvelles communes tend à augmenter la pente de la courbe et accentuer le phénomène pointe puisque les besoins de la demande résidentielle sont très différents suivant l'heure de la journée.

L'expérience à travers le monde montre que pour les pays en phase de développement comme Madagascar, la forme de la monotone de charge reste relativement constante dans le temps car l'électrification résidentielle, l'industrialisation courante et les services se compensent. Ainsi, pour Madagascar, le fait de considérer la forme de la monotone de charge constante dans le temps reflète l'hypothèse que l'industrialisation du pays va se développer au même rythme que l'électrification résidentielle.

Néanmoins, des projets industriels d'envergure ont été identifiés et ajoutés à la demande (Cf. consommation « HT »). Ces projets auront des facteurs de charges supérieurs au reste de la demande et leur puissance appelée sur le réseau suivra une courbe propre à leur exploitation. A l'horizon 2035, la projection de la demande montre que l'énergie appelée par l'ensemble de ces projets spécifiques représenterait environ 1000 GWh, soit 36% de la demande de référence (résidentielle, industrie courante et services). Du fait de cette part significatif, l'arrivée de ces projets aura un impact sur la forme de la monotone de charge. Par exemple, le raccordement de la mine de Nickel d'Ambatovy en 2022 aura comme conséquence de « redresser » la monotone de charge, dans le sens où l'écart (en pourcentage) entre la puissance de base et la pointe sera réduit. La figure ci-dessous présente les monotones de charges mensuelles utilisées pour 2022, incluant les projets industriels. Cette figure illustre bien ce phénomène de redressement de la forme de la monotone de charge par rapport à 2018.

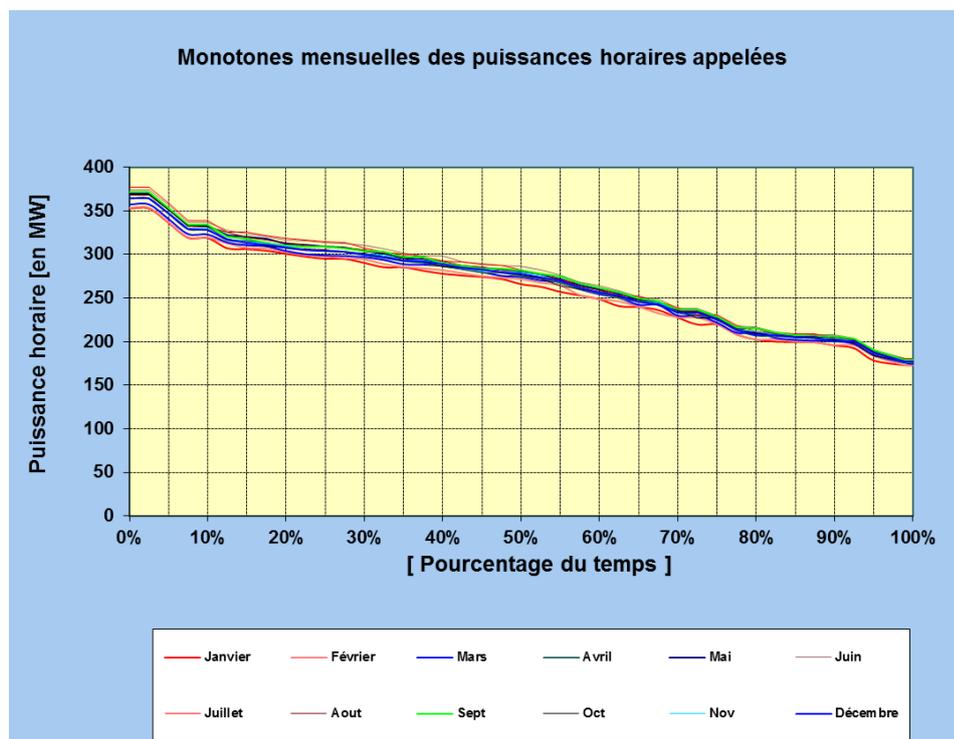
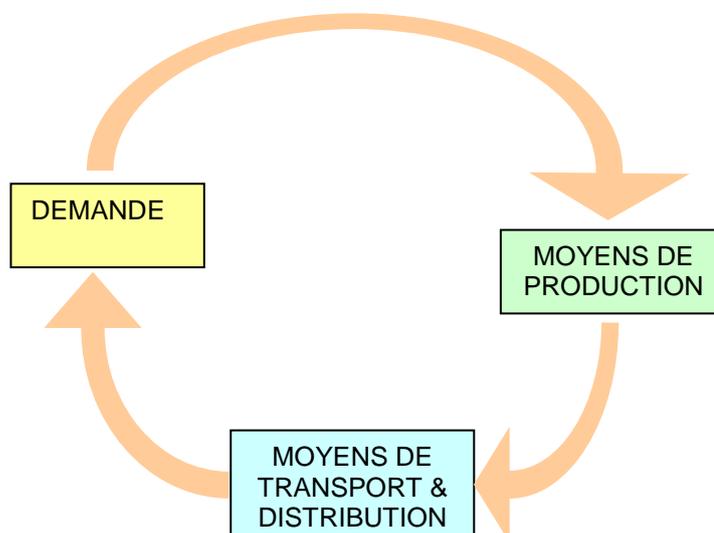


Fig. 5. Monotones mensuelles des puissances horaires appelées en 2022 sur le RI

4.2.8. Raccordement des réseaux secondaires

4.2.8.1. RAPPEL METHODOLOGIQUE

Le présent rapport a été décomposé en sections qui sont présentées dans un ordre séquentiel. Dans la pratique, des retours en arrière sont nécessaires, les résultats d'une étape pouvant conduire à modifier les résultats de l'étape antérieure. En particulier, le choix des moyens de production influence le choix du tracé des lignes de transport qui lui-même influence la demande, base du choix des moyens de production.



Notons qu'a priori le Plan de développement de la distribution à l'intérieur des centres de consommation est relativement indépendant du Plan de développement production/transport.

L'étude du taux de couverture présentée précédemment montre que le réseau de transport conditionne la projection de la demande puisque le réseau de transport est l'un des paramètres qui permet de définir le périmètre géographique de l'étude. Ainsi, il est nécessaire d'analyser l'opportunité de raccorder certains réseaux secondaires au RI, dès la phase de l'étude de la demande et ce, indépendamment des contraintes de disponibilité du parc de production.

Compte tenu des distances et des puissances en jeu, cette analyse de raccordement a été portée sur les réseaux secondaires de Toamasina et de Fianarantsoa. Le raccordement des autres réseaux secondaires n'a pas été envisagé car les distances très importantes et les faibles puissances appelées ne permettent pas de solution économique à l'horizon 2035.

4.2.8.2. RESEAU DE TOAMASINA (RIT)

L'intérêt économique du projet de raccordement entre le réseau secondaire de Toamasina et le RI est déterminé par la méthode des coûts évités (aussi appelée analyse « B-C). Ainsi, il a été quantifié :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne de raccordement entre Antananarivo et Toamasina (le détail des ouvrages considérés est présenté dans la section du rapport consacrée au transport).
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût moyen de production du RI Tana.
- Les bénéfices correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond donc au non raccordement de ces deux RI. Dans ce cas-là, on considère :
 - Des coûts d'investissement en thermique pour répondre à l'accroissement de la demande, et les coûts d'exploitation et de maintenance associés.
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût de production actuel du mix énergétique du RI Toamasina pour la demande actuelle et au coût de production du thermique pour l'accroissement de la demande.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique du projet ainsi obtenu est très élevé (plus de 44%). Cela montre qu'il est intéressant de connecter le RI Toamasina dès que possible (le ratio Bénéfice / Coûts de 1.5 est très supérieur à 1).

L'étude économique a été faite en considérant un raccordement en 2021. En effet, il ne semble pas réaliste d'envisager un raccordement à une date antérieure au vu du délai nécessaire pour l'étude et la construction de la ligne.

Il est important de préciser que l'étude d'optimisation du plan de développement des moyens de production, conduite à la suite de l'étude de la demande a permis de montrer que le coût moyen de production à partir de 2021 reste inférieure à l'hypothèse de 11 c€/kWh retenue dans la comparaison économique du raccordement de Toamasina. Ainsi, l'intérêt économique du projet s'en trouve confirmé.

Il est également important de souligner que les études de réseau ont confirmé les caractéristiques techniques de ce raccordement en 220 kV (tous les critères de tension, critères N-1 et limites

thermiques sont respectés). Ces résultats sont basés sur le périmètre et les conditions de demande électrique fixés dans l'étude à l'horizon 2035 et extrapolées jusqu'en 2050.

La comparaison a été faite en considérant un scénario « sans projet » où l'accroissement de la demande est satisfait par le développement de thermique HFO. Une solution hybride aurait pu être étudiée, où on aurait pris en compte le développement de l'ouvrage hydroélectrique de Volobe, qui permettrait de réduire les coûts de thermique. Cependant, l'ouvrage de Volobe permet de fournir 120 MW en pointe, mais à la saison sèche, il ne fournit plus que 40 MW en base. Or, la demande de Toamasina avec les projets industriels à la fin du plan est de 120 MW en pointe et 115 MW en base. Donc le développement de Volobe ne permettrait pas d'éviter d'investir dans 80 MW de centrale thermique fonctionnant au HFO pour fournir cette énergie de base. On peut donc anticiper que la comparaison économique présenterait des performances similaires puisque les économies sur le coût du thermique seraient contrebalancées par les investissements et les coûts d'exploitation et de maintenance de Volobe.

L'Etude économique affiche un taux de rendement interne très élevé et une étude alternative avec une solution hybride thermique/hydro ne remettrait pas en cause les conclusions économiques de cette interconnexion pour les raisons exposées supra.

4.2.8.3. RESEAU DE FIANARANTSOA (RIF)

L'intérêt économique du projet de raccordement du réseau de Fianarantsoa au RI Tana a été évalué par la méthode des coûts évités. Ainsi, il a été quantifié :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne de raccordement.
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût moyen de production du RI Tana.
- Les bénéfices correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond donc au non raccordement de ces deux RI. Dans ce cas-là, on considère :
 - Des coûts d'investissement correspondant à la mise en service de deux aménagements hydroélectriques dès qu'ils sont disponibles : Dangoro en 2024 et Namorona 2 en 2026, ainsi que des investissements en thermique pour permettre de répondre à la pointe. On prend également en compte les coûts d'exploitation et de maintenance associés.
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût de production actuel du RI Fianarantsoa pour la demande actuelle et au coût de production des différents aménagements mis en service ultérieurement pondérés à la hauteur de leur participation au mix énergétique pour l'accroissement de la demande.

A noter que la prévision de la demande utilisée dans cette analyse économique prend en compte le raccordement de Mananjary et de Manakara au RI Fianarantsoa.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 19 % montre que ce projet est intéressant d'un point de vue économique (le ratio Bénéfice / Coûts de 1.19 est supérieur à 1 pour un raccordement en 2024).

4.2.8.4. ANALYSE ECONOMIQUE DU RACCORDEMENT DE TOLIARA

Il est étudié l'intérêt économique du projet de raccordement du centre isolé de Toliara au RI (plus précisément au RIF quand il sera raccordé au RI Tana) par la méthode des couts évités. Ainsi, il a été quantifié :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne de raccordement. Cette ligne d'environ 450 km aura une tension 138 kV avec deux ternes.
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût moyen de production du RI.
- Les bénéfices correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond donc au non raccordement de Toliara au RI. Le centre isolé continue alors à fonctionner en thermique, avec une hybridation solaire (3 MWc) dès que possible. Dans ce cas-là, il est considéré :
 - Des coûts d'investissement correspondant à la mise en service de nouveaux groupes thermiques pour répondre à l'augmentation de la demande de pointe à Toliara. On prend également en compte les coûts d'exploitation et de maintenance associés.
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût de production actuel du centre isolé de Toliara et au coût d'achat de la production solaire en IPP à la hauteur de leur participation au mix.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 7.96% montre que ce projet n'est pas intéressant d'un point de vue économique (le ratio Bénéfice / Coûts de 0.94 est inférieur à 1) pour un raccordement en 2026 (date optimale de mise en service calculée).

4.2.8.5. RACCORDEMENT DE FENOARIVO EST ET FOULPOINTE AU RI TANA

Le réseau de Toamasina étant raccordé au RI Tana à partir de 2021, nous avons étudié l'intérêt économique de prolonger cette interconnexion au Nord, en direction de Fenoarivo Est et Foulpointe.

Il est étudié l'intérêt économique de ce projet de raccordement au RI Tana par la méthode des coûts évités. Ainsi, il a été quantifié :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne de raccordement.
 - Les coûts de l'énergie correspondant au coût moyen de production du RI Tana.
- Les bénéfices correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet » (pas de raccordement). Dans ce cas-là, on considère :
 - Des coûts d'investissement en thermique pour permettre de répondre à l'accroissement de la demande et les coûts d'exploitation et de maintenance associés.

- Les coûts de l'énergie correspondant au coût de production actuel des différents centres isolés pour la demande actuelle et au coût de production du thermique pour l'accroissement de la demande.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique est très légèrement supérieur au taux d'actualisation 10.4%. Cela montre que le projet est intéressant d'un point de vue économique (le ratio Bénéfice / Coûts de 1.02 est supérieur à 1). Nous avons considéré un raccordement en 2024 car le coût moyen de production du mix énergétique du RI aura chuté en 2024 du fait de l'arrivée des ouvrages hydroélectriques structurants, même dans le scénario où ces ouvrages auraient pris deux ans de retard.

4.3. PREVISION DE LA DEMANDE

En 2017, le niveau d'électrification à Madagascar reste très bas. Les chiffres sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 8 - Chiffres de la demande en 2017

	unité	2017
A TOTAL population Madagascar	nb hab	25 052 202
B TOTAL population en zone électrifiée	nb hab	7 761 373
C TOTAL population raccordée en électricité	nb hab	2 959 870
C Sous-Total population périmètre RI	nb hab	3 683 725
D Sous-Total population raccordée dans le périmètre RI	nb hab	1 741 655
B/A Taux de couverture zones électrifiées	%	31,0%
C/A Taux de couverture RI	%	14,7%
C/B Taux de desserte zones électrifiées	%	38,1%
D/C Taux de desserte zone RI	%	47,3%
TOTAL Production	GWh	1 688
Sous-Total Production dans le périmètre RI	GWh	1 180
Sous-Total Production dans le périmètre CI	GWh	508
TOTAL Puissance de pointe	MW	350
Sous-Total Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	232
Sous-Total Puissance de pointe dans le périmètre CI	MW	118

L'ensemble des résultats globaux et détaillés commune par commune de la projection de la demande à l'horizon 2035 est présenté en annexe. En synthèse, les résultats du scénario de référence pour la demande résidentielle, l'industrie courante et les services aboutissent à une puissance de 571 MW à l'horizon du plan, soit environ 2,5 fois plus importante qu'en 2017.

Tabl. 9 - Evolution de la demande à l'horizon 2035

	unité	2017	2035
TOTAL population Madagascar	nb hab	25 052 202	40 562 463
Sous-Total population périmètre RI	nb hab	3 683 725	14 780 635
Sous-Total population raccordée dans le périmètre RI	nb hab	1 741 655	6 596 660
Taux de couverture RI	%	14,7%	36,4%
Taux de desserte zone RI	%	47,3%	44,6%
Total Production dans le périmètre RI	GWh	1 180	2 829
Total Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	232	571

Les courbes de projection des scénarios de référence et haut pour la demande résidentielle, industrielle (courante) et tertiaire peuvent être comparées sur le graphique suivant.

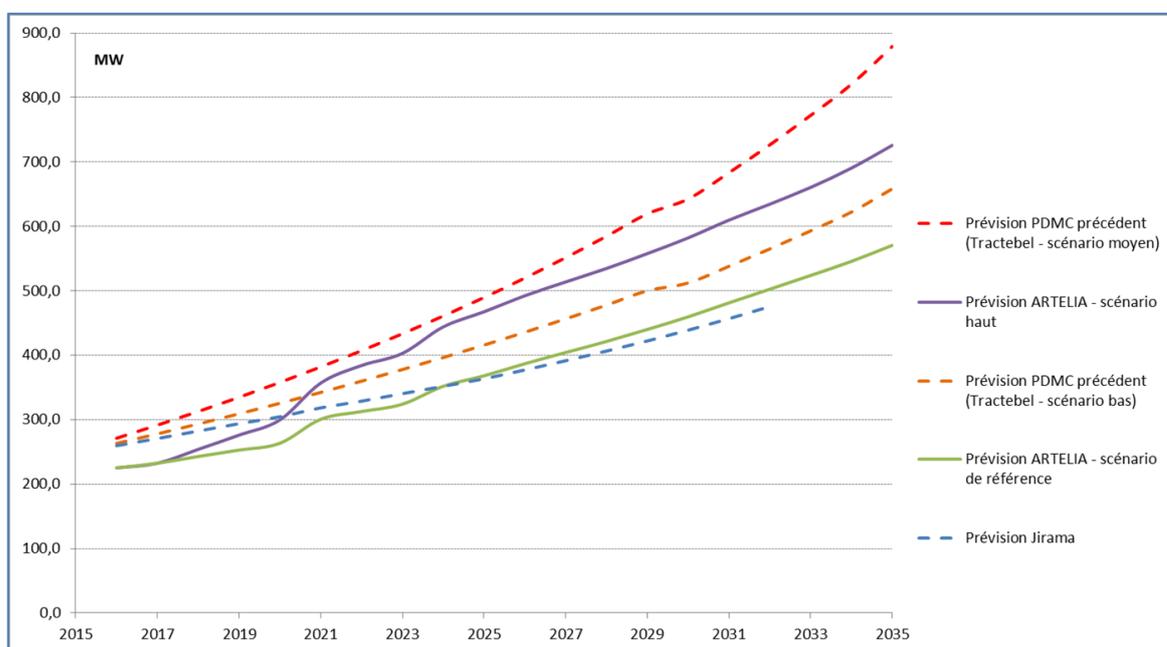


Fig. 6. Projection de la demande résidentielle, industrielle (courante) et tertiaire à l'horizon 2035

En 2035, la puissance de pointe appelée dans le scénario haut est de 726 MW, contre 571 MW dans le scénario de référence. Par ailleurs, nous visualisons sur ces courbes une accélération apparente de la demande en 2021 et 2024. Cette augmentation correspond en fait au « transfert » de demande des réseaux secondaires déjà existants de Toamasina et Fianarantsoa respectivement raccordés au RI en 2021 et 2024.

A titre de comparaison, le graphique présente également en pointillé les projections des autres études, correspondant à la somme des réseaux RIA, RIT et RIF.

A cette projection de la demande résidentielle, industrielle (courante) et tertiaire, est ajoutée des projets industriels spécifiques dont la somme des puissances de pointe à l'horizon 2035 représente 136 MW et l'énergie atteint 1027 GWh. Pour les besoins des tests de sensibilité sur le plan de développement des moyens de productions menées à l'étape suivante, trois scénarios (bas, moyen et haut) ont été considérés. Le scénario moyen correspond à une demande de pointe cumulée de 136 MW à l'horizon 2035 avec un effacement de la mine d'Ambatovy entre 18h00 et

20h30. Le scénario bas correspond à une demande de pointe cumulée de 82 MW à l'horizon 2035 avec les mêmes facteurs de charge et le scénario haut correspond à la même demande pointe que le scénario moyen mais avec un effacement de la mine d'Ambatovy limité à 50% entre 16h00 et 21h00.

Finalement, la projection de la demande globale consolidée regroupant la demande résidentielle, l'industrie courante, les services et les projets industriels spécifiques est obtenue en calculant la somme matricielle des puissances de pointes horaires. Ainsi, à l'horizon 2035, la puissance de pointe (vers 18h30) de 571 MW est portée à 666 MW avec les projets industriels, soit environ 17% supplémentaire. A noter que la puissance de pointe appelée reste toujours à 18h30 tout au long du plan. Concernant l'énergie à produire, l'ajout des projets industriels entraîne une augmentation de 36% à l'horizon 2035, soit un total consolidé de 3856 GWh.

Le plan optimal de développement au moindre coût calculé dans le cadre de cette étude est basé sur le scénario de référence de la demande résidentielle, industrie courante et services, auquel il est ajouté le scénario moyen des projets industriels spécifiques. Les tests de sensibilité du plan de développement appliqués à la demande, dont l'objectif est de vérifier la robustesse du séquençage des ouvrages de production structurants, portera sur les scénarios bas et haut des projets industriels. Ainsi, les trois scénarios retenus pour les calculs d'optimisation du plan de développement sont présentés sur le graphique ci-dessous.

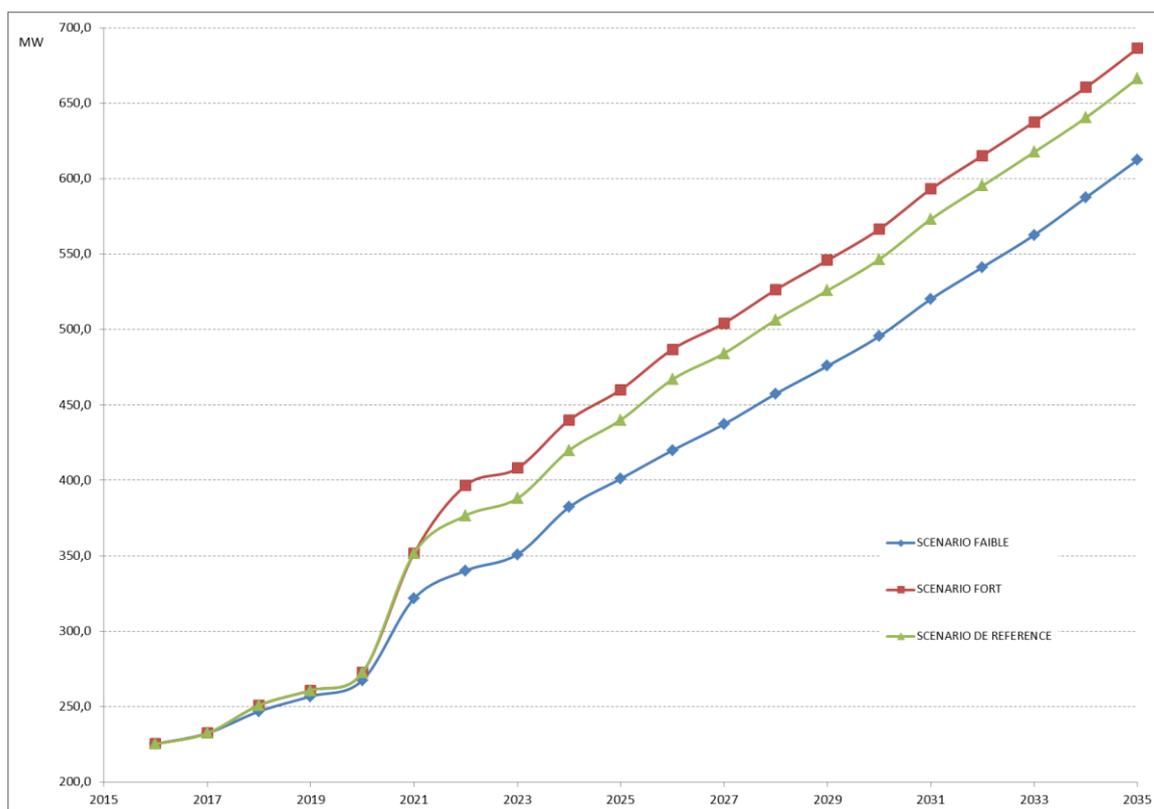
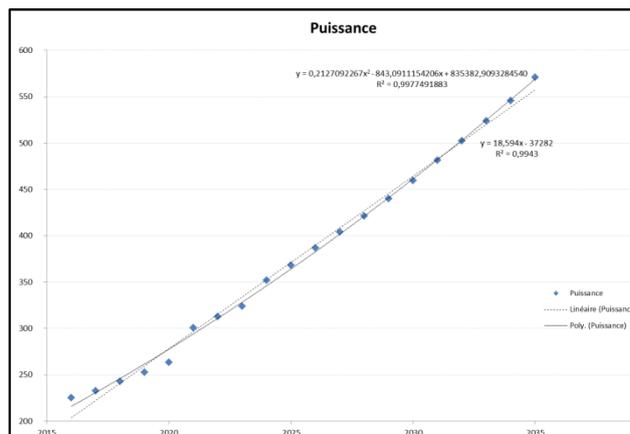


Fig. 7. Projection de la demande consolidée à l'horizon 2035

Enfin, il est important de souligner que les ouvrages de production et de transport d'électricité qui sont pris en compte dans le cadre du mix énergétique et du plan d'expansion du réseau interconnecté ont des durées de vie économiques de 25 ans et plus. Il est donc pertinent de vérifier le bon dimensionnement des ouvrages avec une projection de la demande allant au-delà de 2035. Ainsi, une extrapolation des projections de la demande a été appliquée jusqu'en 2050 par la méthode tendancielle, de façon à obtenir les ordres de grandeur à cet horizon.

Sur base de la projection de la puissance de pointe de la consommation résidentielle, industrielle (courante) et tertiaire, nous avons choisi une courbe de tendance de type polynomiale de degré 2 qui présente un coefficient de détermination R^2 très proche de 1 et permet ainsi une extrapolation assez réaliste. Cette extrapolation aboutit à une puissance appelée de 956 MW en 2050 à laquelle il faut ajouter les projets industriels. Au final, le chiffre retenu pour 2050 est une puissance de pointe d'environ 1100 MW.



5. MISE A JOUR DE LA BANQUE DE PROJETS A DEVELOPPER

5.1. METHODOLOGIE

Le présent chapitre recense :

- Les moyens de production existants, leurs performances énergétiques et leurs dates de déclassement prévues,
- Les projets de nouvelles centrales, leurs performances énergétiques, les coûts et délais de construction associés,

Dans les projets de nouvelles centrales, on distinguera d'une part les centrales engagées pour lesquelles la décision de construction a été prise, le financement est acquis et une date de mise en service a été fixée (leur traitement est donc identique à celui des centrales existantes), et les centrales candidates qui ont fait l'objet d'un minimum d'études permettant de définir leurs caractéristiques technico-économiques.

Il est important de noter que les caractéristiques des projets de centrales hydroélectriques présentés ci-après nous ont été communiquées par le ministère, et ont été validées par les développeurs (dans les cas où il y en avait). Certaines données ont pu être modifiées, soit parce que les projets sont en cours d'étude, et ont évolué depuis que les caractéristiques nous ont été communiquées, soit par soucis d'homogénéité entre les différents ouvrages.

5.2. LE PARC DE PRODUCTION EXISTANT

D'après les données fournies par la JIRAMA datant de Mai 2017, le parc de production existant, regroupant la JIRAMA et les producteurs privés représente une puissance installée de 685 MW, dont 417 disponible, comme récapitulé dans le tableau ci-dessous.

Tabl. 10 - Parc de production existant de Madagascar

Parc de production : JIRAMA et Producteurs privés	Puissance nominale (kW)	Puissance disponible 2018 (kW)
Hydraulique	168 916	153 763
Thermique	515 938	263 357
Solaire Photovoltaïque	7	-

5.2.1. Centrales existantes hydroélectriques

Madagascar bénéficie d'une ressource hydroélectrique importante localisée principalement dans les régions Centre, Nord-Ouest, Nord et Est du pays, à l'exception du Sud où les sites potentiels sont rares et le débit des rivières irréguliers. Les sites hydroélectriques sont souvent identifiés à partir de documents divers (cartes, photos aériennes, etc.) et par conséquent les informations disponibles sont insuffisantes.

Il n'est pas précisé dans la littérature si les 7.800 MW répartis sur toute l'île constitue un potentiel théorique ou du potentiel exploitable (source SNAT). Actuellement, environ 170 MW sont exploités, dont 150 sont disponibles, ce qui représente environ 2% de ce potentiel. Cette puissance est essentiellement répartie sur les réseaux interconnectés de Toamasina (6,8MW), d'Antananarivo (147.5 MW) et de Fianarantsoa (5,9 MW) et 2,6 MW à Maroantsetra. Le tableau ci-après présente les caractéristiques de ces centrales.

Tabl. 11 - Caractéristiques des centrales hydroélectriques existantes

Localisation	Nom	Proprietaire	Nombre de groupes	Puissance installée (MW)
RI Antananarivo	Andekaleka	Jirama	3	95
RI Antananarivo	Antelomita	Jirama	7	8.84
RI Antananarivo	Manandona	Jirama	3	1.6
RI Antananarivo	Mandraka	Jirama	4	24
RI Antananarivo	Sahanivotry	Hydelec	1	18
RI Antananarivo	Tsiazompaniry	HFF	2	5
Ihosal	Ihosal	Erma	2	1.58
Ankazobe	Ankazobe	Jirama	1	0.05
RI Toamasina	Volobe	Jirama	4	6.76
RI Fianarantsoa	Namorona	Jirama	2	5.6
RI Fianarantsoa	Manandray	Jirama	3	0.45
Maroantsetra	Maroantsetra	Hydelec	2	2.6
RI Antananarivo	Tsiazompaniry	Jirama	1	0.05
Vatomandry	Vatomandry	Jirama	3	0.17
Bezaha	Bezaha	Jirama	1	0.09
TOTAL				170

5.2.1.1. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDEKALEKA

La centrale d'Andekaleka est la plus importante centrale hydroélectrique du pays. Elle est exploitée par la JIRAMA et débite sur le réseau interconnecté de Tana.

Elle est actuellement équipée de 3 groupes :

- deux groupes de 29 MW (puissance maximale : 31 MW) installés en 1982
- un groupe de 34 MW installé en 2012

Le suréquipement de cette centrale avec l'ajout d'un quatrième groupe d'une puissance de 34 MW est un projet à l'étude qui sera présenté dans les projets engagés. Le débit maximum turbinable actuellement est de 45 m³/s.

La production moyenne annuelle d'Andekaleka sur les années 2014 à 2016 est de 615.4 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

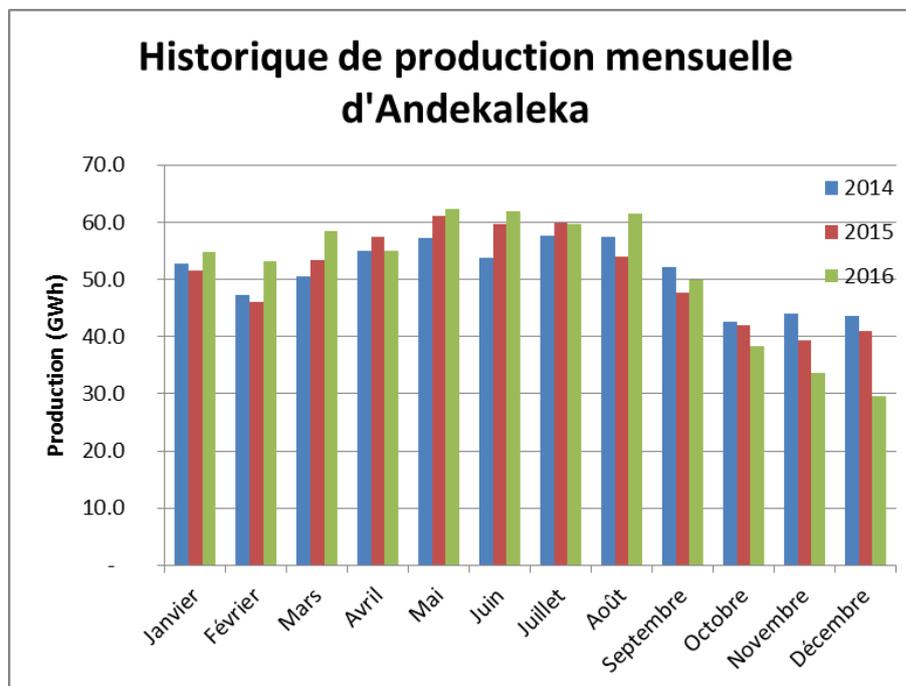


Fig. 8. Historique de production mensuelle de la centrale d'Andekaleka

Cette centrale présente un état général correct mais est fortement affectée par le problème d'ensablement de la retenue. Les eaux sont chargées en sable, ce qui a notamment pour effet d'user prématurément et/ou de rendre inopérants les organes de vannage et les roues des turbines.

5.2.1.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANDRAKA

La centrale de Mandraka est exploitée par la JIRAMA et débite sur le réseau interconnecté de Tana.

Elle est équipée de 4 groupes d'une puissance unitaire de 6 MW. Les deux premiers ont été installés en 1956. Le troisième a été ajouté en 1966 et le quatrième en 1972. Le débit maximum turbinable est de 48 m³/s. L'aménagement possède un réservoir, et peut donc être exploité en pointe.

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique de Mandraka sur les années 2014 à 2016 est de 78.5 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

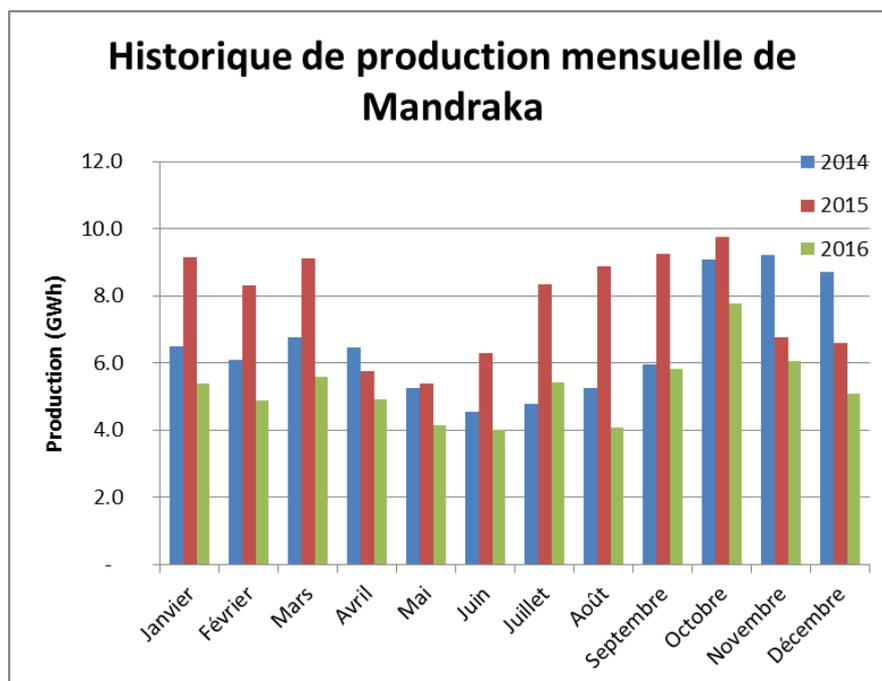


Fig. 9. Historique de production mensuelle de la centrale de Mandraka

5.2.1.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANANDONA

La centrale de Manandona est exploitée par la JIRAMA et débite sur le réseau interconnecté de Tana.

Elle est équipée de 3 groupes, pour un débit maximum turbinable de 2.1 m³/s :

- 2 groupes d'une puissance unitaire de 0.48 MW (seulement 0.4 MW disponible). Ces deux groupes datent de 1930
- un groupe de 0.64 MW indisponible. Ce groupe a été installé en 1960

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique de Manandona sur les années 2014 à 2016 est de 3.4 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

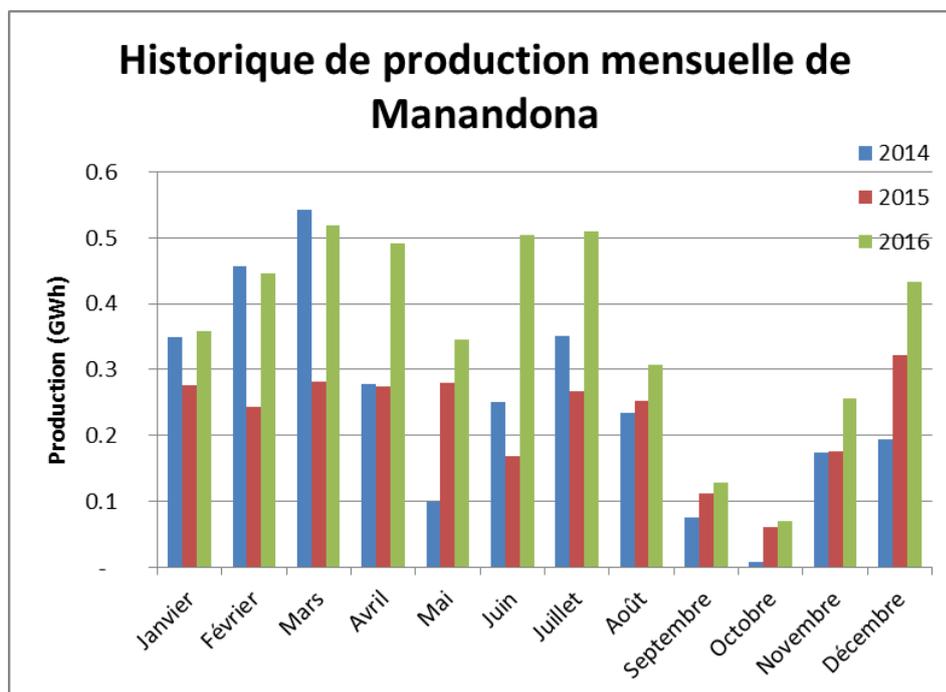


Fig. 10. Historique de production mensuelle de la centrale de Manandona

5.2.1.4. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTELOMITA

La centrale d'Antelomita est exploitée par la JIRAMA et débite sur le réseau interconnecté de Tana.

Elle est équipée de 7 groupes :

- 6 groupes d'une puissance unitaire de 1.36 MW. Deux unités ont été mises en service en 1930, deux autres en 1952, et les deux dernières en 1953.
- un groupe de 0.68 MW indisponible. Ce groupe a été installé en 1920

Le débit maximum turbinable est de 60 m³/s.

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique d'Antelomita sur les années 2014 à 2016 est de 3.4 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

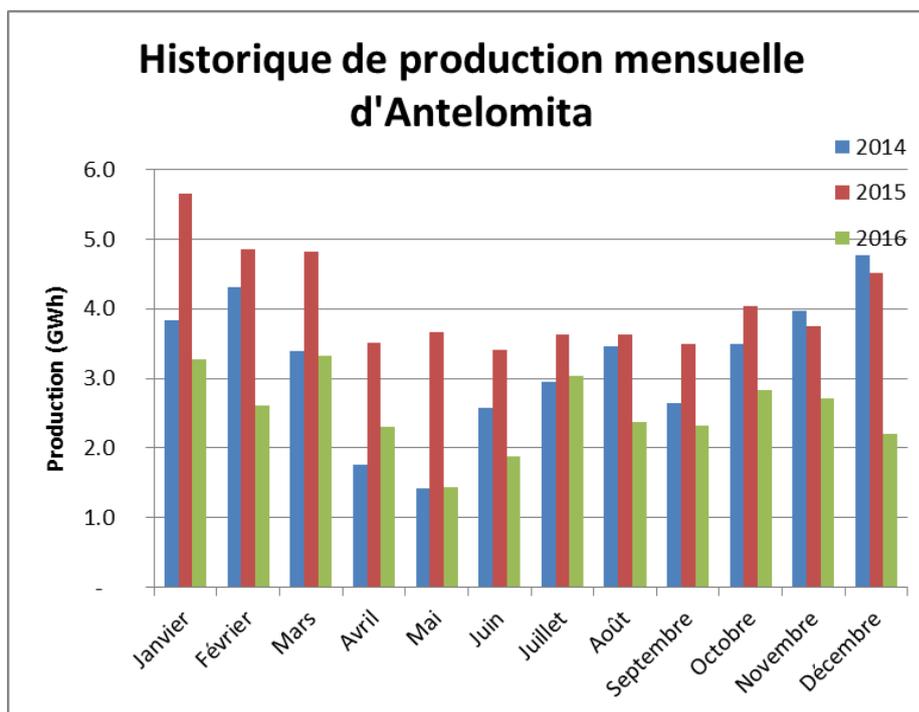


Fig. 11. Historique de production mensuelle de la centrale d'Antelomita

5.2.1.5. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TSIAZOMPANIRY

Tsiazompaniry désigne :

- une centrale hydroélectrique de 50 kW exploitée par la JIRAMA et débitant sur le réseau interconnecté de Tana. Cette centrale mise en service en 1956 est aujourd'hui indisponible.
- une centrale hydroélectrique de deux groupes de 2.5 MW unitaire exploitée par HFF et débitant également sur le réseau interconnecté de Tana. Nous n'avons pas d'information sur l'état des groupes, mais la centrale a été mise en service en 2010, et produit encore aujourd'hui. Sa production moyenne annuelle de sur les années 2014 à 2016 a été de 17.3 GWh, comme le montre le graphique ci-après.

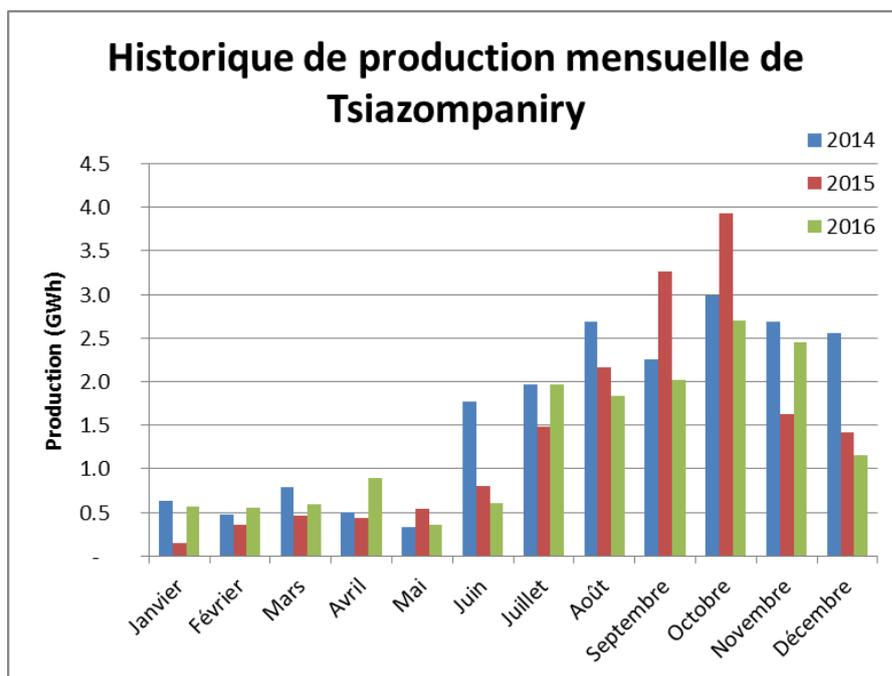


Fig. 12. Historique de production mensuelle de la centrale de Tsiazompaniry

5.2.1.6. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHANIVOTRY

La centrale de Sahanivotry est exploitée par Hydelec et débite sur le réseau interconnecté de Tana.

Elle est équipée de trois groupes dont la puissance totale représente 15 MW (puissance maximale : 18 MW). Le dernier groupe a été mis en service en 2008.

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique de Sahanivotry sur les années 2014 à 2016 est de 67.4 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

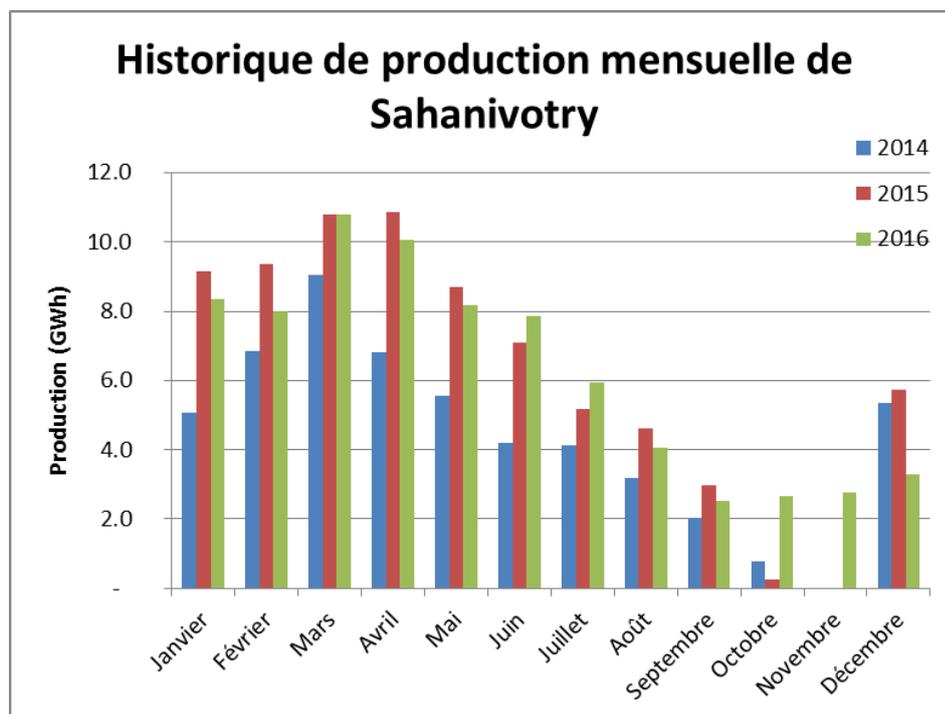


Fig. 13. Historique de production mensuelle de la centrale de Sahanivotry

On constate que cet aménagement présente une très faible puissance garantie pendant l'étiage.

5.2.1.7. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE VOLOBE

La centrale de Volobe est exploitée par la JIRAMA et débite sur le réseau interconnecté de Toamasina.

Elle est équipée de 4 groupes :

- 2 groupes d'une puissance unitaire de 1.52 MW. Ces groupes ont été mis en service en 1931.
- un groupe de 1.52 MW indisponible. Ce groupe a été installé en 1955
- un groupe d'une puissance de 2.2 MW. Ce groupe a été mis en service en 1977.

Le débit maximum turbinable est de 26 m³/s.

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique de Volobe sur les années 2014 à 2016 est de 40.7 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

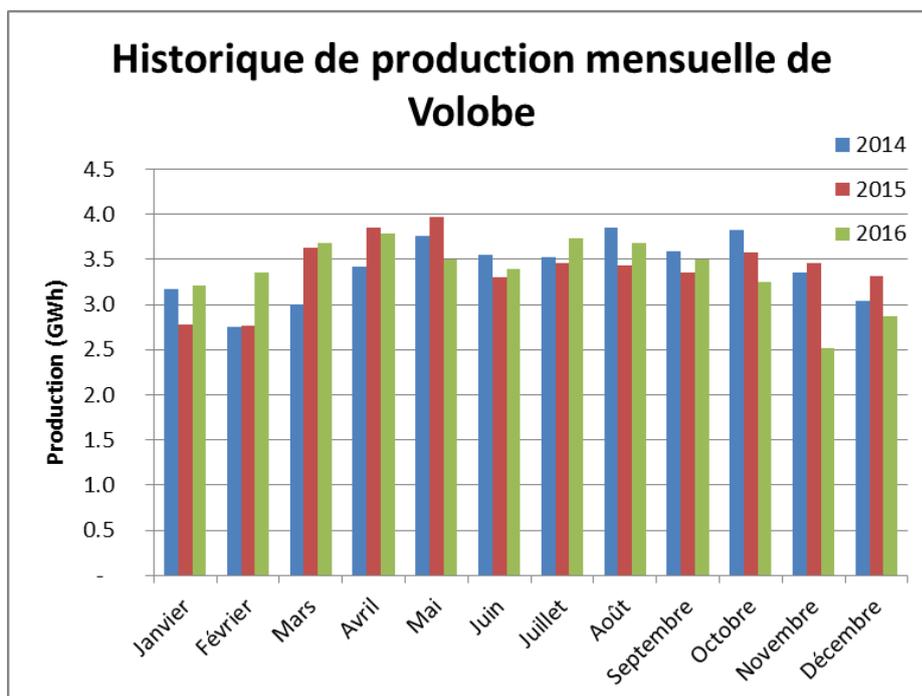


Fig. 14. Historique de production mensuelle de la centrale de Volobe

La production de la centrale de Volobe est régulière sur l'année du fait de son sous-équipement par rapport au module de la rivière (un peu supérieur à 100 m³/s).

5.2.1.8. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NAMORONA

La centrale de Namorona est exploitée par la JIRAMA et débite sur le réseau interconnecté de Fianarantsoa.

Elle est équipée de 2 groupes d'une puissance unitaire de 2.8 MW, installés en 1980.

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique de Namorona sur les années 2014 à 2016 est de 32.7 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

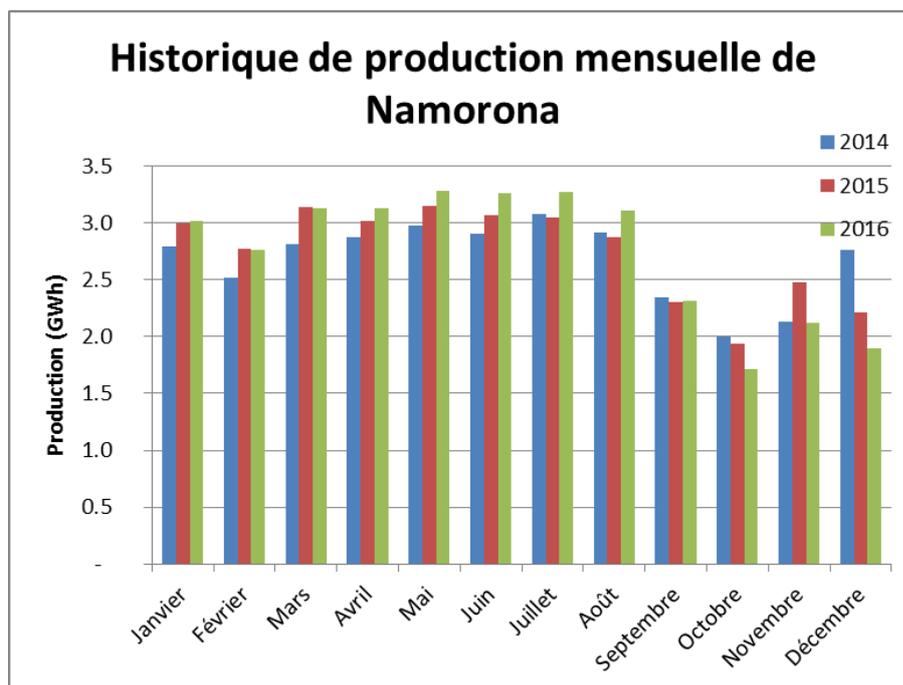


Fig. 15. Historique de production mensuelle de la centrale de Namorona

5.2.1.9. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAROANTSETRA

La centrale de Maroantsetra est exploitée par HYDELEC et alimente le centre isolé Jirama de Maroantsetra.

Elle est équipée de 2 groupes d'une puissance unitaire de 1.29 MW mis en service en 2010.

La production moyenne annuelle de la centrale hydroélectrique de Maroantsetra sur les années 2014 à 2016 est de 3.7 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle.

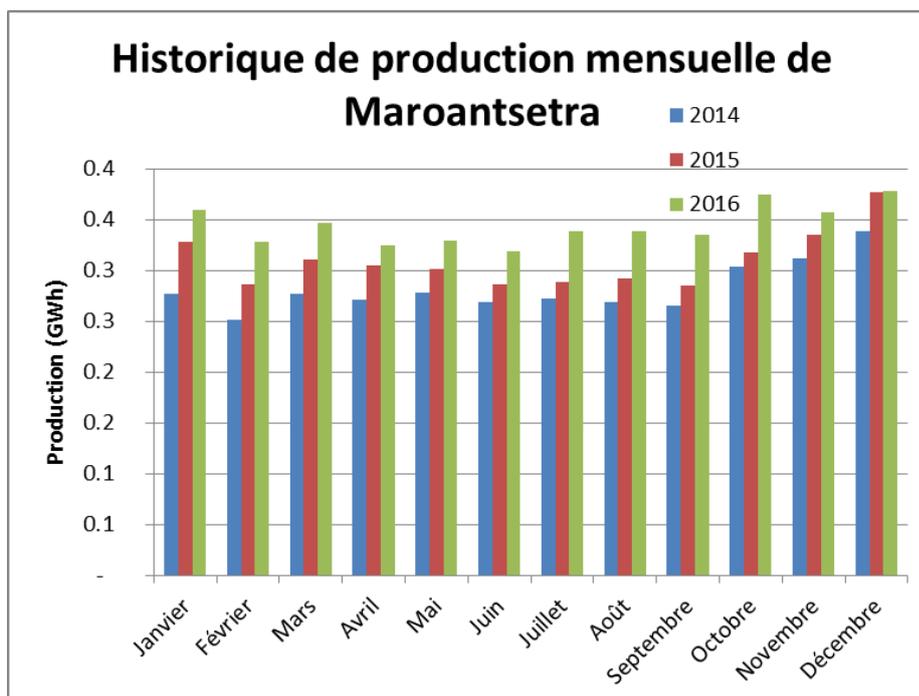


Fig. 16. Historique de production mensuelle de la centrale de Maroantsetra

5.2.1.10. CENTRALES HYDROELECTRIQUES D'ANKAZOBE ET IHOSY

La centrale d'Ankazobe est exploitée par la Jirama et alimente le centre isolé Jirama du même nom, avec une turbine d'une puissance de 50 kW. Sa production moyenne annuelle sur les années 2014 à 2016 est de 31 MWh.

La centrale d'Ihosy est exploitée par Erma et alimente le centre isolé Jirama du même nom, avec deux turbines d'une puissance de 1.6 MW (dont seulement 0.8 MW disponible). Sa production moyenne annuelle sur les années 2014 à 2016 est de 575 MWh.

5.2.2. Centrales existantes thermiques

5.2.2.1. RI TANA

Le tableau ci-après récapitule les moyens de production thermiques actuels alimentant le Réseau Interconnecté d'Antananarivo. On comptabilise 259.9 MW disponibles, dont 179 MW fonctionnant au HFO.

Tabl. 12 - Caractéristiques des centrales thermiques existantes sur le RI Tana

Centre d'Exploitation	Type d'exploitation		Groupe	Combustible	Puissance nominale (kW)	Puissance disponible (kW)	Date de mise en service	
Ambohimambola	LOCATION	AFL POWER	A/bola 1	GO	15 000	15 000	2015	
	LOCATION	AFL POWER	A/bola 2	GO	12 500	12 000	2015	
Ambohimambola	ACHAT	AKSAF HFO	AKSAF	FO	66 000	66 000	2017	Données Nov 2018
	ACHAT	AKSAF HFO - TAC JOVENNA	AKSAF1	FO	48 000	48 000	2017	Données Nov 2018
	ACHAT	JOVENNA - AGGREKO		FO	25 000	25 000	2017	Données Nov 2018
Ambohimambola	LOCATION	HFF	Am/HFF	GO	24 460	12 000	2004	
Antsirabe	JIRAMA	JIR	1015	GO	1 200	-	1964	
	JIRAMA	JIR	1016	GO	1 200	500	1967	
	JIRAMA	JIR	1017	GO	1 800	-	1968	
	JIRAMA	JIR	1309	GO	7 000	2 600	1982	
Antsirabe	LOCATION	EDM	An/EDM1	GO	1 300	-	0	
	LOCATION	EDM	An/EDM2	GO	1 300	1 000	0	
	LOCATION	EDM	An/EDM3	GO	1 300	-	0	
	LOCATION	EDM	An/EDM4	GO	1 300	-	0	
	LOCATION	EDM	An/EDM5	GO	1 300	1 000	0	
Antsirabe	LOCATION	Groupe SMTP	Groupe SMTP1	GO	2 000	-	2015	
	LOCATION	Groupe SMTP	Groupe SMTP2	GO	2 000	1 300	2015	
	LOCATION	Groupe SMTP	Groupe SMTP3	GO	2 000	-	2015	
Behenjy	LOCATION	AFL POWER	Behenjy/AFL POWER	GO	20 000	20 000	2015	
Mandroseza	ACHAT	SYMBION POWER	Mdz/WAR/1	FO	10 000	10 000	2008	rehabilité 2017
	ACHAT	SYMBION POWER	Mdz/WAR/2	FO	10 000	10 000	2008	rehabilité 2017
	ACHAT	SYMBION POWER	Mdz/WAR/3	FO	10 000	10 000	2008	rehabilité 2017
	ACHAT	SYMBION POWER	Mdz/WAR/4	FO	10 000	10 000	2008	rehabilité 2017
Tana Nord	LOCATION	AGGREKO	Tana Nord/AGGREKO	GO	10 000	9 500	2012	
TOTAL					284 660	253 900		

5.2.2.2. RI TOAMASINA

Le tableau ci-après récapitule les moyens de production thermiques actuels alimentant le Réseau Interconnecté de Toamasina. On comptabilise 28 MW disponibles, presque exclusivement en HFO (1.5 MW de gazole).

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Tabl. 13 - Caractéristiques des centrales thermiques existantes sur le RI Toamasina

Centre d'Exploitation	Type d'exploitation		Groupe	Combustible	Puissance nominale (kW)	Puissance disponible (kW)	Date de mise en service
RI Toamasina	JIRAMA	Toamasina IV	0571	FO	6 250	-	2009
	JIRAMA	Toamasina IV	0572	FO	6 300	5 000	2009
	JIRAMA	Toamasina IV	0573	FO	6 250	5 000	2009
	JIRAMA	Toamasina III	24265	GO	1 200	-	2014
	JIRAMA	Toamasina III	24266	GO	1 200	750	2014
	JIRAMA	Toamasina III	24267	GO	1 200	-	2014
	JIRAMA	Toamasina III	24268	GO	1 200	-	2014
	JIRAMA	Toamasina III	24269	GO	1 200	-	2014
	JIRAMA	Toamasina III	24270	GO	1 200	-	2014
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 1	FO	1 620	-	2008
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 2	FO	1 620	800	2008
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 3	FO	1 620	-	2008
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 4	FO	1 620	800	2008
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 5	FO	1 620	-	2008
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 6	FO	1 500	800	2009
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 7	FO	6 600	-	2009
	LOCATION	ENELEC	Tm/ENELEC 8	FO	6 600	-	2009
	LOCATION	ENELEC	Tm II/ENELEC	GO	1 200	700	2014
	LOCATION	ENELEC	Tm II/ENELEC 1	FO	4 370	2 800	2016
LOCATION	ENELEC	Tm II/ENELEC 2	FO	4 370	2 800	2016	
LOCATION	ENELEC	Tm II/ENELEC 3	FO	13 110	8 600	2016	
TOTAL					71 850	28 050	

5.2.2.3. RI FIANARANTSOA

Le tableau ci-après récapitule les moyens de production thermiques actuels alimentant le Réseau Interconnecté de Fianarantsoa. On comptabilise 6 MW disponibles, exclusivement en gazole.

Tabl. 14 - Caractéristiques des centrales thermiques existantes sur le RI Fianorantsoa

Centre d'Exploitation	Type d'exploitation		Groupe	Combustible	Puissance nominale (kW)	Puissance disponible (kW)	Date de mise en service
RI Fianarantsoa	JIRAMA	Ankidona	0103	GO	1 445	850	1972
	JIRAMA	Ankidona	0511	GO	1 600	800	2002
	JIRAMA	Ankidona	2329	GO	850	500	2009
	LOCATION	ENELEC	L 24 229	GO	1 200	750	2013
	LOCATION	Groupe SMTP	L 24 284	GO	1 088	850	2015
	LOCATION	Groupe SMTP	L 24 285	GO	1 088	750	2015
	LOCATION	Groupe SMTP	L 24 286	GO	1 088	650	2015
	LOCATION	ENELEC	L 24335	GO	-	-	2016
	LOCATION	ENELEC	L 24333	GO	1 034	-	2016
	LOCATION	ENELEC	L 24330	GO	1 034	900	2016
TOTAL					10 427	6 050	

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

5.2.2.4. CENTRES ISOLES DE LA JIRAMA

La puissance nominale et la puissance disponible des centrales thermiques de tous les centres isolés de la JIRAMA sont indiquées dans le tableau ci-après, avec la puissance de pointe et la production 2016.

Tabl. 15 - Caractéristiques des centrales thermiques des centres isolés de la JIRAMA

Nom Exploitation	P nominale (kW)	P Disponible (kW)	Demande de pointe 2016 (kW)	Production 2016 (MWh)
Ambatondrazaka	3 248	1 700	1 922	7 020
Amparafaravola	576	295	360	939
Andilamena	476	330	296	882
Anjozorobe	402	196	145	305
Ankadinondry Sakay	152	123		
Ankazobe	425	240	199	527
Anosibe An'ala	252	107	150	350
Fenoarivo Centre	162	126	83	144
Manakambahiny	234	130	127	290
Tanambe	740	440	540	1 025
Tsiroanomandidy	1 782	960	914	3 211
Antanambao Manampotsy	260	196	80	125
Brickaville	778	530	350	1 059
Fenerive Est	3 040	1 150	1 410	4 105
Foulpointe	1 160	570	570	2 204
Mahanoro	800	155	415	1 290
Mananara	1 500	710	774	2 459
Marolambo	136	108	85	130
Sainte Marie	1 920	1 000	1 112	4 184
Soanierana-Ivongo	1 072	240	265	909
Vatomandry	1 530	150	570	1 521
Vavatenina	1 100	405	371	962
Mahajanga	32 970	13 000	13 430	67 589
Ambato-boéni	402	300	304	861
Ambatomainty	150	53	92	204
Anahidrano	34	26	30	39
Analalava	276	195	133	308
Antsalova	118	70	75	149
Antsohihy	3 032	1 100	1 239	5 152
Bealanana	656	305	300	731
Befandriana	726	282	394	852
Besalampy	164	87	118	287
Kandreho	64	52	37	50
Maevatanana	1 769	985	676	2 392
Maintirano	993	491	492	1 836
Mampikony	693	495	484	1 555
Mandritsara	1 552	380	574	1 683
Marovoay	1 508	640	640	2 366
Mitsinjo	116	99	102	315
Morafenobe	162	68	94	207
Port-Bergé	806	430	529	1 614
Soalala	212	97	90	166
Tsaratanana	211	170	170	350
Befotaka	57	36	18	25

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)**RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE**

Nom Exploitation	P nominale (kW)	P Disponible (kW)	Demande de pointe 2016 (kW)	Production 2016 (MWh)
Betroka	957	360	379	955
Farafangana	2 008	480	930	2 818
Iakora	99	27	29	46
Ihosy	1 258	470	852	3 133
Ikalamavony	632	165	143	183
Ikongo	100	78	56	73
Ivohibe	172	60	62	117
Manakara	3 460	840	1 285	4 894
Mananjary	1 368	820	829	3 222
Midongy	62	54	53	59
Nosy Varika	112	64	75	160
Ranohira	590	330	182	454
Vangaindrano	870	285	390	997
Vohipeno	402	215	161	561
Vondrozo	112	80	72	100
Antsiranana	29 200	11 660	11 750	58 660
Ambanja	4 428	2 050	2 010	7 531
Ambilobe	3 580	1 900	1 405	4 737
Ampanefena	1 316	130	348	1 047
Andapa	2 124	810	792	2 562
Anivorano	793	200	230	544
Antalaha	8 720	2 480	2 550	8 625
Ampanefena	440	-	348	1 047
Nosy be	11 800	4 430	5 310	26 778
Sambava	5 889	2 500	2 460	8 640
Voahemmar	1 552	340	800	3 040
Morondava	8 730	1 750	2 340	8 461
Ambatofinandrahana	362	278	148	282
Ambositra	3 252	1 480	1 211	4 283
Belo Tsiribihina	908	360	350	994
Mahabo	526	215	218	727
Manandriana	144	108	76	117
Miandrivazo	968	343	297	999
Toliary	34 550	15 100	7 385	35 020
Amboasary	838	310	279	638
Ambovombe	777	405	411	1 130
Ampanihy	353	120	150	423
Ankazoabo	526	330	150	253
Bekily	644	190	240	567
Beloha	188	86	67	187
Benenitra	209	23	48	81
Beroroha	96	80	45	162
Betioky	654	235	207	449
Bezaha	298	120	144	395
Manja	832	315	140	447
Morombe	1 018	330	231	784
Sakaraha	1 300	500	462	1 535
Taolanaro	3 800	3 800	2 900	11 692
Tsihombe	276	72	114	377

5.2.3. Autres énergies renouvelables

Actuellement, la place des autres énergies renouvelables dans le mix de production de Madagascar reste très faible. Il s'agit uniquement de solaire photovoltaïque, pour une puissance de 7 kW, soit environ 0.001 % de la puissance installée.

La centrale photovoltaïque d'Ambatolampy a été mise en service en Juin 2018. Elle est prise en compte dans les projets engagés (cf ci-après).

Nous avons par contre noté dans le plan d'affaires de la JIRAMA que trois projets solaire photovoltaïque devaient être mis en service en 2017 :

- une centrale solaire de 15 MW à Antsiranana
- une centrale solaire de 10 MW à Toliary
- une centrale solaire de 5 MW à Morondava

Il apparaît que ces projets n'ont pas encore été développés et qu'il s'agit de projets candidats (pas de développeurs identifiés). **Dans le présent plan de développement, le cas de ces centrales solaires sera traité par des centrales types, comme présenté dans le chapitre 5.3.6.**

5.3. LES PROJETS DE CENTRALE

5.3.1. General

Les projets de centrale ont été analysés en fonction de leur localisation géographique (réseaux auxquels ils vont se raccorder). Cela permet de visualiser quelles centrales sont concurrentes pour répondre à la demande d'une zone géographique. Cela permet également de voir quelles sont les zones qui peuvent être alimentées par un projet, en prenant notamment en compte la puissance et la capacité de la ligne à évacuer cette énergie en fonction de la distance.

Ainsi, certaines centrales de petite capacité énumérées dans le présent rapport ne pourront être développées que si elles se situent à proximité d'un réseau (existant ou futur). En effet, ces centrales ne seront développées que si elles permettent de diminuer le coût de production du réseau auquel elles se raccordent et ce, en incluant le coût de la ligne de raccordement.

5.3.2. Centrales engagées

Les projets de centrales suivants sont considérés comme engagés, avec les dates de mise en service indiquées. Ils seront tous raccordés au réseau interconnecté d'Antananarivo.

- Centrale solaire de Green Yellow, 20 MWc, a été mis en service durant l'été 2018.
- Centrale hydroélectrique de Mahitsy 22² MW, programmé pour 2019
- Centrale hydroélectrique de MADO 1 MW, programmé pour 2019

² Il a été porté à la connaissance du Consultant à la fin de l'étude que la puissance installée du projet de Mahitsy aurait été augmenté à hauteur de 28 MW.

- Quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka, programmé pour 2021

5.3.2.1. CENTRALE SOLAIRE DE GREEN YELLOW

Les caractéristiques principales de la centrale solaire de Green Yellow sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 16 - Caractéristiques de la centrale solaire de GreenYellow

<i>Centrale Solaire de GreenYellow</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Photovoltaïque	
Puissance installée (MW)	20	
Production moyenne annuelle (GWh)	32	
Durée des travaux (ans)		
Date de mise en service prévisionnelle	Printemps 2018	
Avancement des études	Projet en construction	
cout du projet (Million d'euros)		
Prix de cession de l'électricité	10 c€/kWh	(source : 12 c\$/kWh)
Raccordement au réseau	Poste de Ambatolampy (RI TANA)	
Mode de développement	PPP	
Source de données	Etude Artelia	

La production présente la répartition mensuelle suivante.

Tabl. 17 - Production mensuelle de la centrale solaire de GreenYellow

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Annuel
Production (GWh)	2.7	2.4	2.6	2.6	2.5	2.4	2.5	2.8	3.0	3.0	2.8	2.7	32

5.3.2.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHITSY

Malgré l'état avancé du projet hydroélectrique de Mahitsy sur l'lkopa (les travaux ont débutés en Novembre 2017), certaines informations manquent pour caractériser cette centrale. La répartition mensuelle de la puissance a été calculée par ARTELIA sur base de projets similaires (même régime hydrologique).

Tabl. 18 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mahitsy

<i>Mahitsy</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	
Chute (m)		
Débit nominal (m3/s)		
Module de la rivière (m3/s)		
Puissance installée (MW)	22	
Production moyenne annuelle (GWh)	85.5	
Puissance garantie (MW)		
Durée des travaux (mois)	22	
Date de mise en service prévisionnelle	sept-19	
Avancement des études	En cours de construction	
cout du projet (Million d'euros)	37	
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Etude Tractebel, puissance et production corrigée d'après données MEEH	

La production présente la répartition mensuelle suivante.

Tabl. 19 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Mahitsy – Source : Calculs ARTELIA, PDMC

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Production (GWh)	12.6	11.5	12.3	8.8	5.9	4.4	4.0	3.5	3.5	3.5	5.7	9.7	85.5

5.3.2.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MADO

Malgré l'état avancé du projet hydroélectrique de Mado (les travaux sont en cours), nous n'avons que peu d'information sur cette centrale. Nous n'avons notamment pas la répartition de sa production sur l'année. Sans ces informations, et au vu de sa puissance installée et de sa faible production qui ne pèseront que peu sur le mix énergétique du RI d'Antananarivo, nous avons décidé de ne pas l'inclure dans le présent plan de développement.

Tabl. 20 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mado

<i>Mado</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Francis horizontal
Chute (m)	brute 37 m, nette 32 m.	
Débit nominal (m3/s)		7.5
Module de la rivière (m3/s)		9.5
Puissance installée (MW)		2
Production moyenne annuelle (GWh)		8.5
Puissance garantie (MW)		1.4
Durée des travaux (mois)		
Date de mise en service prévisionnelle	Aout 2018	
Avancement des études	Travaux en cours	
cout du projet (Million d'euros)		12
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement	PPP	
Source de données	Développeur	

5.3.2.4. AJOUT D'UN QUATRIEME GROUPE A LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDEKALEKA

Le projet consiste en l'ajout d'un quatrième groupe à la centrale hydroélectrique d'Andekaleka sur la Vohitra. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 21 - Caractéristiques du quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka

<i>Andekaleka 4</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	
Chute (m)		214.5
Débit nominal (m3/s)		15
Module de la rivière (m3/s)		50
Puissance installée (MW)		34
Production moyenne annuelle (GWh)		139.9 recalculé par Artelia
Puissance garantie (MW)		
Durée des travaux (ans)		2
Date de mise en service au plus tot		2021
Avancement des études	Recherche de financement	
cout du projet (Million d'euros)		33 30.6 million d'euros par COB en 2013
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	Poste d'Andekaleka (RI TANA)	
Mode de développement	Jirama	
Source de données	Données MEEH, et complément diagnostic 2007 fait par SOGREAH	

Il s'agit du quatrième groupe de la centrale d'Andekaleka, et la production associée est donc assez faible (facteur de charge de 34 % seulement). On note également que la centrale d'Andekaleka connaît des soucis d'ensablement du réservoir et d'abrasion des turbines. Les phénomènes d'abrasion seront sans doute augmentés par l'ajout de ce quatrième groupe car les vitesses dans les chemins d'eau seront plus importantes, et donc la taille des sédiments emportés également.

On considère que les lignes et postes d'évacuation d'énergie permettront l'évacuation de cette puissance supplémentaire. Si notre étude de réseau montre que ce n'est pas le cas, les surcoûts associés à cette mise à niveau seront pris en compte et attribué au projet d'Andekaleka.

La valeur moyenne de la production d'énergie, tout comme sa répartition mensuelle sur l'année a été calculée par ARTELIA.

Tabl. 22 - Production mensuelle du quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka (source : calculs ARTELIA, PDMC)

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Production (GWh)	20.9	20.9	20.9	20.9	12.8	0.0	13.5	16.3	4.2	0.0	0.0	9.6	139.9

5.3.3. Centrales candidates hydroélectriques

5.3.3.1. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTETEZAMBATO

Le projet d'Antetezambato sur la Mania est développé en EPC par Sogea Satom. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 23 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Antetezambato : Source Développeur

<i>Antetezambato</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Seuil déversant rehaussé par vannes clapet
Chute (m)	113	
Débit nominal (m3/s)	140	
Module de la rivière (m3/s)	165	
Puissance installée (MW)	142	
Production moyenne annuelle (GWh)	908	
Puissance garantie à 95% (MW)	57.5	Puissance garantie 24 h
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tôt	2022	
Avancement des études	Pré faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	289.8	Ligne de transport jusqu'à Antsirabe Le coût de la ligne Antirabe - Tana Sud 3 est pris en compte dans l'étude du réseau
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement	EPC	
Source de données	Développeur	

Afin que tous les projets hydroélectriques considèrent bien les coûts de raccordement au réseau de manière homogène, nous avons calculé le coût de la ligne de raccordement jusqu'au poste d'Antsirabe. Les coûts de la ligne Antsirabe – Tana Sud 3 seront pris en compte dans le coût de l'extension du réseau de transport. Les coûts de la ligne de raccordement pris en compte dans le logiciel d'optimisation du transport sont alors de 25.8 million d'euros. Cela donne un coût du projet de 289.8 million d'euros.

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Tabl. 24 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Antetazambato : Source Développeur

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Annuel
Débit moyen mensuel (m3/s)	297.7	332.6	289.9	183.2	123.2	104.7	98.6	90.5	77.3	74.3	106.3	188.7	163.9
Production (GWh)	97.4	88.0	97.4	94.3	83.7	67.5	64.9	58.3	45.7	44.7	68.7	97.4	908.0

Le projet développé par Sogea Satom propose une possibilité d'extension à l'aval en récupérant les débits turbinés et en valorisant la chute restante. Les caractéristiques principales de ce projet d'extension sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 25 - Caractéristiques du projet d'extension de la centrale hydroélectrique d'Antetazambato : Source Développeur

<i>Antetazambato extension</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Récupère le débit d'Antetazambato
Chute (m)	48	
Débit nominal (m3/s)	140	
Module de la rivière (m3/s)		
Puissance installée (MW)	60	
Production moyenne annuelle (GWh)	376	
Puissance garantie (MW)	24.3	Puissance garantie 24 h
Durée des travaux (ans)		
Date de mise en service au plus tot	2024	
Avancement des études	Pré faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	110	
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Développeur	

Tabl. 26 - Production mensuelle de l'extension de la centrale hydroélectrique d'Antetazambato : Source Développeur

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	297.7	332.6	289.9	183.2	123.2	104.7	98.6	90.5	77.3	74.3	106.3	188.7	163.9
Production (GWh)	40.3	36.4	40.3	39.0	34.7	27.9	26.9	24.2	18.9	18.5	28.4	40.3	376.0

5.3.3.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHOFIKA (PHASE 1)

Le projet de Sahofika sur l'Onive est développé en IPP par un groupement constitué d'Eiffage, Eranove et Themis. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 27 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 1)

<i>Sahofika phase 1</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro avec régulation saisonniere	Réservoir de 118 Million de m3
Chute (m)	716	
Débit nominal (m3/s)	33.5	
Module de la rivière (m3/s)	110	
Puissance installée (MW)	192	
Production moyenne annuelle (GWh)	1685	1650 GWh garantis à 95%
Puissance garantie à 95% (MW)	130	130 MW garantis à 99% sur 24 h
Durée des travaux (ans)	4.5	
Date de mise en service au plus tot	2024	
Avancement des études	AVP démarré	
cout du projet (Million d'euros)	588.3	inclus ligne (37.5 million) et route d'accès (28 million)
Prix de cession de l'électricité	0.115 USD/kWh les 20 premiers années 0.06 USD/kWh les 15 dernières années	
Raccordement au réseau	RI Tana	Poste de Tana Sud 3
Mode de développement	IPP	
Source de données	Développeur	

La répartition mensuelle de la production hydroélectrique de Sahofika a été fournie par le développeur et est récapitulée dans le tableau ci-après.

Tabl. 28 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 1) – Source : Développeur

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Annuel
Débit moyen mensuel (m3/s)	204.8	257.4	238.8	140.4	74.8	54.4	48	42.1	31.6	26.4	64.9	161.7	111.3
Production (GWh)	143	130	143	139	143	139	143	143	139	143	137	143	1 685

Le projet de Sahofika étudié par Sogreah en 2009 présentait une possibilité d'extension à 300 MW, comme le montre le tableau ci-après.

Tabl. 29 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 2)

<i>Sahofika phase 2</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro avec régulation saisonniere	Réservoir de 118 Million de m3
Chute (m)	716	
Débit nominal (m3/s)	19.5	
Module de la rivière (m3/s)	110	
Puissance installée (MW)	108	(Puissance Sahofika 1 et 2 : 300 MW)
Production moyenne annuelle (GWh)	635	Production Sahofika 1 et 2 : 2320 GWh)
Puissance garantie à 95% (MW)		130 MW garantis à 99% sur 24 h
Durée des travaux (ans)		
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)		
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Développeur	Offre+étude AVP

Le coût du raccordement au réseau comprend les lignes d'évacuation jusqu'au poste de Tana Sud 3.

Tabl. 30 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 2) – Source : Calculs ARTELIA, PDMC

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Annuel
Débit moyen mensuel (m3/s)	204.8	257.4	238.8	140.4	74.8	54.4	48	42.1	31.6	26.4	64.9	161.7	111.3
Production (GWh)	95	92	95	90	59	58	50	50	-	-	24	23	635

5.3.3.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE VOLOBE AMONT

Le projet de Volobe amont sur l'Ivondro est développé en IPP par un groupement constitué de Jovena et Colas. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Il est prévu que ce projet soit développé en IPP, mais nous rappelons que dans le cadre du PDMC, ce sont les performances économiques de l'aménagement qui seront utilisées, soit le coût d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance. Le tarif de vente pourra ensuite être analysé lors de l'étude financière qui sera faite à posteriori.

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Tabl. 31 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Volobe amont

<i>Volobe amont</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Seuil déversant avec régulation journalière (2.5 Mm3)
Chute (m)	116	
Débit nominal (m3/s)	126	
Module de la rivière (m3/s)	103	
Puissance installée (MW)	120	+ 1.5 MW centrale de débit réservé
Production moyenne annuelle (GWh)	769	+4GWh centrale de débit réservé
Puissance garantie (MW)	120 MW	(39.6 MW sur 24 h)
Durée des travaux (mois)	36	
Date de mise en service au plus tot	2022	
Avancement des études	APS	
cout du projet (Million d'euros)	307.8	
Prix de cession de l'électricité	12 c€/kWh les 20 premières années 6.9 c€/kWh les 30 dernières	
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement	IPP	
Source de données	Développeur + Calculs Artelia	

Le coût du raccordement au réseau comprend les lignes d'évacuation jusqu'à un nouveau poste de Toamasina. Le coût de la ligne entre Toamasina et Antananarivo est pris en compte dans l'étude du plan d'expansion du réseau de transport.

Tabl. 32 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Volobe amont – Source : Calculs Artelia, PDMC

Année Moyenne	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	136.4	152.8	181.3	123.2	93.1	89.9	92.2	92.7	77.0	63.8	63.4	88.3	104.5
Puissance si fonctionnement en base (MW)	120	120	120	112	83	80	82	83	68	55	55	78	
Puissance en pointe (MW)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
Energie en pointe (GWh)	19	17	19	18	19	18	19	19	18	19	18	19	219
Puissance en base (MW)	120.0	120.0	120.0	109.4	73.2	69.3	72.2	72.8	53.8	38.0	37.5	67.4	
Energie en base (GWh)	71	64	71	62	43	39	43	43	31	22	21	40	550
Energie totale (GWh)	89	81	89	80	62	57	61	61	49	41	39	58	769

Année sèche	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	71.2	122.3	81.1	77.6	49.9	44.5	68.5	75.0	39.3	38.4	36.9	90.0	66.2
Puissance si fonctionnement en base (MW)	62	111	72	68	42	37	60	66	32	31	29	80	
Puissance en pointe (MW)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
Energie en pointe (GWh)	19	17	19	18	19	18	19	19	18	19	18	19	219
Puissance en base (MW)	46.9	108.3	58.8	54.5	21.2	14.7	43.7	51.4	8.5	7.4	5.6	69.5	
Energie en base (GWh)	28	58	35	31	12	8	26	30	5	4	3	41	281
Energie totale (GWh)	46	74	53	49	31	26	44	49	23	23	21	60	500

5.3.3.4. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE RANOMAFANA

Le projet de Ranomafana sur l'Ikopa est développé en EPC par Sinohydro. Ce projet est en cours de recherche de financement. D'après la définition faite précédemment, il s'agit donc d'un projet candidat.

Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 33 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Ranomafana

<i>Ranomafana</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Régulation journalière (3 mètres de marnage, 240 Mm3 volume total)
Chute (m)	53	
Débit nominal (m3/s)	204	
Module de la rivière (m3/s)	116	
Puissance installée (MW)	93	
Production moyenne annuelle (GWh)	393	
Puissance garantie (MW)	15.6	
Durée des travaux (mois)	48	
Date de mise en service au plus tot	2023	(2022 indiqué par le développeur)
Avancement des études	Faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	255	(300 Million US\$ en Octobre 2017). Incl ligne de transport
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement	EPC	
Source de données	Développeur	

La date de mise en service au plus tôt a été modifiée par rapport aux données communiquées par le développeur. En effet, à la fin du premier trimestre 2018, le financement n'est pas acquis et les travaux n'ont pas encore commencé. Les études sont encore au stade de la faisabilité. Même si les études de projet peuvent être entreprises pendant que les travaux préparatoires sont lancés, il ne semble pas raisonnable d'envisager une mise en service avant 2023 au vu des quatre ans de travaux.

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 34 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Ranomafana – Source : Développeur

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	230.6	251	237.3	139.3	79.7	60.7	53.6	47	40	37.7	70.7	147	116.2
Production (GWh)	57.0	52.0	56.0	40.0	27.0	20.0	18.0	16.0	16.0	16.0	26.0	44.0	388.0

5.3.3.5. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'AMBODIROKA

Le projet d'Ambodiroka sur la Betsiboka est développé en EPC par CWE. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 35 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Ambodiroka

<i>Ambodiroka</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Sans capacité de régulation
Chute (m)	63.5	Chute nominale turbine
Débit nominal (m3/s)	75	3 groupes
Module de la rivière (m3/s)	284.4	
Puissance installée (MW)	42	
Production moyenne annuelle (GWh)	359.8	
Puissance garantie (MW)	38.8	
Durée des travaux (mois)	40	
Date de mise en service au plus tot	2024	(2022 indiqué par le développeur)
Avancement des études	Faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	320.5	(227 million US\$ selon offre CWE datant de Décembre 2015) +21.6 million US\$ frais de maitrise d'ouvrage et de maitrise d'œuvre, d'évaluation environnementale, d'interconnexion de Majunga et les 6 réseaux centrales électriques +130 million US\$ évacuation d'Ambodiroka vers Mahajanga
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)	0.12 - 0.16	
Raccordement au réseau	RI Mahajanga	
Mode de développement	EPC	
Source de données	Développeur	

Au vu des coûts présentés par CWE, nous comprenons qu'ils ne prennent pas en compte la ligne de raccordement d'Ambodiroka vers Mahajanga estimés par le MEH à 130 million d'US\$. Ces coûts ont donc été ajoutés aux estimations fournies par le développeur.

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 36 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Ambodiroka – Source : Développeur

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	600	713.8	613.8	265.8	167.4	132.4	112	97	76.4	71.6	166.1	396.8	284.4
Production (GWh)	31.1	28.3	31.2	30.2	31.2	30.2	31.2	31.0	28.1	27.5	28.7	31.0	359.7

5.3.3.6. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTAFIFO

Le projet d'Antofo se situe sur l'Ikopa. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 37 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Antafofo

<i>Antafofo</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Sans capacité de régulation
Chute (m)	120	
Débit nominal (m3/s)	150	
Module de la rivière (m3/s)	458	
Puissance installée (MW)	160	
Production moyenne annuelle (GWh)	1220	
Puissance garantie (MW)	94	Puissance garantie 24 h, calculé sur la base de la chronique MEEH
Durée des travaux (mois)	3	
Date de mise en service au plus tot	2028	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	490	333 million d'euros en 2009 + 86.4 million d'euros pour le raccordement
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Fiche de projet MEEH - Etude Artelia 2009	

Le site d'Antafofo ne permet pas l'implantation d'un réservoir de grande taille. Cependant, Antafofo présente l'avantage d'être placé très en aval sur l'Ikopa, ce qui lui permet d'avoir un débit d'étiage correct (de l'ordre de 100 m³/s). Etant sous équipé, cet aménagement présente une puissance garantie intéressante.

ARTELIA avait estimé les coûts en 2009 à 333 millions d'euros pour l'aménagement, auquel il faut ajouter 86.4 millions d'euros pour le raccordement au réseau, soit un total de 420 million d'euros, actualisé à 490 million d'euros.

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 38 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Antafofo – Source : Calculs ARTELIA, PDMC

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	926.1	1052.5	1031.4	520.8	284.5	217.6	177.9	148	120.5	121.3	254.7	640.9	458.0
Production (GWh)	110	99	110	106	110	106	110	97	77	80	106	110	1 220

5.3.3.7. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE LOHAVANANA

Le projet de Lohavana se situe sur la Mangoro. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 39 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Lohavanana

<i>Lohavanana</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Fil de l'eau
Chute (m)	109	
Débit nominal (m3/s)	150	
Module de la rivière (m3/s)	318	
Puissance installée (MW)	120	
Production moyenne annuelle (GWh)	915	
Puissance garantie (MW)	55.6	Puissance garantie 24 h
Durée des travaux (mois)		
Date de mise en service au plus tot	2028	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	450	Actualisation des 383 M€ estimés par Artelia en 2009
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Etude Artelia 2009	

ARTELIA avait estimé les coûts en 2009 à 383 millions d'euros pour l'aménagement, actualisé à 450 million d'euros, incluant la connexion au réseau.

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 40 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Lohavanana – Source : Calculs ARTELIA, PDMC

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	547.1	717.4	677.6	381.2	222.9	172.9	158.3	136.7	105.3	94.6	180	427	318.4
Production (GWh)	85	76	85	82	85	82	82	71	53	49	82	85	915

5.3.3.8. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHAVOLA

Le projet de Mahavola se situe sur l'Ikopa. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 41 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mahavola

<i>Mahavola</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Régulation saisonnière (1.2 milliard de m3)
Chute (m)	231	
Débit nominal (m3/s)	165	
Module de la rivière (m3/s)	184	
Puissance installée (MW)	300	(Peut se faire en deux phases de 150 MW)
Production moyenne annuelle (GWh)	1870	(1154 GWh après la phase 1 de 150 MW)
Puissance garantie (MW)		
Durée des travaux (ans)	6	
Date de mise en service au plus tot	2030	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	470 pour la phase 1 130 pour la phase 2	400 million d'euros en 2009 pour la phase 1 110 million d'euros en 2009 pour la phase 2
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Etude Artelia 2009	

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Le site de Mahavola possède un réservoir de grande capacité ce qui permet une régulation saisonnière des débits. On peut ainsi atteindre une puissance garantie sur 5 heures de pointe de presque 300 MW.

Les fiches de projet de la Jirama montrent que le site possède un potentiel important, et qu'il pourrait être équipé entre 300 et 570 MW. Dans le cadre de ce plan directeur, nous allons considérer une puissance installée de 300 MW, valeur recommandée lors de la dernière étude en notre possession. Si ce projet candidat est retenu dans le plan de développement, il sera alors possible de l'optimiser dans les études ultérieures pour définir sa puissance optimale

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

**Tabl. 42 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Mahavola (équipée à 300 MW)
Source : Calculs ARTELIA, PDMC**

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	372.4	398.5	395.9	225.7	118.9	90.1	78.2	66.8	53	47.1	100.8	260.5	184.0
Production de pointe (GWh)	46	42	46	45	46	45	45	45	44	45	44	45	538
Production de base (GWh)	174	157	174	168	139	135	70	70	41	42	80	82	1 332
Production totale (GWh)	220	199	220	213	185	179	115	115	85	87	124	127	1870

5.3.3.9. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TALAVIANA

Les caractéristiques principales du projet de Talaviana sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 43 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Talaviana

<i>Talaviana</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Petit reservoir pour pointe journaliere
Chute (m)	121.5	
Débit nominal (m3/s)	15	
Module de la rivière (m3/s)	39	
Puissance installée (MW)	21	
Production moyenne annuelle (GWh)	143	
Puissance garantie (MW)		
Durée des travaux (mois)	24	
Date de mise en service au plus tot	2025	
Avancement des études	Pré faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	52	
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Pré faisabilité Holcim + estimation cout du barrage Artelia	

Les coûts de l'ouvrage ont été estimés en prenant en compte les chiffres provenant de la pré faisabilité d'Holcim, et en corrigeant le coût du barrage grâce à l'étude préliminaire d'Artelia (2012).

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 44 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Talaviana Source : Pré faisabilité Holcim

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel	68.5	75.2	65.4	43.3	23.9	17.2	14.7	13.4	12.3	12.9	19	43	34.1
Production (GWh)	15.6	14.1	15.6	15.1	14.3	10.0	8.8	8.0	7.1	7.7	11.0	15.6	142.9

5.3.3.10. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TSINJOARIVO

Le projet de Tsinjoarivo se situe sur l'Onive. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 45 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Tsinjoarivo

<i>Tsinjoarivo</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	
Chute (m)	52	
Débit nominal (m3/s)	50	
Module de la rivière (m3/s)	68.9	
Puissance installée (MW)	21	
Production moyenne annuelle (GWh)	115.0	
Puissance garantie (MW)	3.5	Puissance garantie 24 h
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	85	(101.6 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	MEEH	

Les estimations de coûts proviennent de l'étude TRACTEBEL de 2015.

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 46 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Tsinjoarivo - Source : Calculs ARTELIA, PDMC

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	122.8	149	133.1	84.6	47.5	33.9	30.9	28	20.9	18.7	43	113.9	68.9
Production (GWh)	12.8	12.8	12.8	12.8	10.9	7.8	7.1	6.4	4.8	4.3	9.9	12.8	115.0

5.3.3.11. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NAMORONA 2

La centrale hydroélectrique Namorona 2 se situe sur la Namorona. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 47 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Namorona 2

<i>Namorona 2</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Fil de l'eau (700 000 m3 de retenue)
Chute (m)	92	
Débit nominal (m3/s)	20	
Module de la rivière (m3/s)	19.8	
Puissance installée (MW)	16	
Production moyenne annuelle (GWh)	70	
Puissance garantie (MW)	3.8	
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	37	(41.6 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Fianorantsoa	
Mode de développement		
Source de données	Données MEEH	

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après. Elle a été calculée sur la base de la valeur annuelle fournie par le MEH, et par rapport à la répartition mensuelle de la production réalisée à Namorona sur la période 2014 - 2016.

Tabl. 48 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Namorona 2 - Source : Calculs ARTELIA, PDMC

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	20.3	24.9	20.7	14.5	11.3	10.4	10	10.4	7.4	5.2	7.6	12.2	12.9
Production (GWh)	6.2	5.8	6.4	6.4	6.7	6.7	6.7	6.4	4.9	4.1	4.7	4.9	70

5.3.3.12. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDRANOMAMOFONA

Nous avons très peu d'information sur le projet d'Andranomamofona. Les caractéristiques principales sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 49 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Andranomamofona

<i>Andranomamofona</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	
Chute (m)		
Débit nominal (m3/s)		
Module de la rivière (m3/s)		
Puissance installée (MW)	15	
Production moyenne annuelle (GWh)	110	
Puissance garantie (MW)		
Durée des travaux (ans)		
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	57	(65.9 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Antsiranana + Ambilobe	
Mode de développement		
Source de données	Données MEEH	

Nous n'avons pas d'information sur la répartition des débits sur l'année, ni sur la production d'énergie associée.

5.3.3.13. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE BEVORY

La centrale hydroélectrique de Bevory se situe sur la Ramena. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 50 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Bevory

<i>Bevory</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Avec capacité de régulation journalière
Chute (m)	100.7	
Débit nominal (m3/s)	18.4	
Module de la rivière (m3/s)	34.8	
Puissance installée (MW)	16.2	
Production moyenne annuelle (GWh)	83.5	(dont 19.4 GWh en pointe, avec 5 heures de pointe)
Puissance garantie (MW)	2.5 à 95% 8.9 à 90 %	Pour une pointe de 5 h
Durée des travaux (mois)	42	
Date de mise en service au plus tot	2025	
Avancement des études	faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	78.6	
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Nosy BE + Ambanja	
Mode de développement		
Source de données	Etude Artelia	

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 51 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Bevory - Source : Etude ARTELIA

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	69.806	104.87	84.234	53.262	25.92	14.327	8.9281	6.5394	4.3827	4.0762	9.0401	32.644	34.8
Production (GWh)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	7.0	4.4	3.2	2.2	2.0	4.4	10.0	83.5

5.3.3.14. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHALANONA

La centrale hydroélectrique de Sahalanona se situe sur la Sandrananto. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 52 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Sahalanona

<i>Sahalanona</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	
Chute (m)	25 - 30	
Débit nominal (m3/s)	42-70	
Module de la rivière (m3/s)	42	
Puissance installée (MW)	19	
Production moyenne annuelle (GWh)	69.5 - 83.5	
Puissance garantie (MW)		
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	53	(60.1 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	Manakara - RIF	
Mode de développement		
Source de données	Données MEEH	

Nous n'avons pas d'information sur la répartition des débits sur l'année, ni sur la production d'énergie associée.

5.3.3.15. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANJIALAVA

La centrale hydroélectrique d'Anjialava se situe sur la Bemarivo. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 53 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Anjialava

<i>Anjialava</i>		
Caracteristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	
Chute (m)	130	
Débit nominal (m3/s)	4 à 5 m3/s	
Module de la rivière (m3/s)	6.2	
Puissance installée (MW)	6	3 groupes de 2 MW
Production moyenne annuelle (GWh)	41	
Puissance garantie (MW)	2.9	
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	12	(13.5 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	Sambava, Andapa	
Mode de développement		
Source de données	Données MEEH	

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 54 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Anjialava- Source : Données MEH

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Débit moyen mensuel (m3/s)	9.8	8.09	9.08	8.41	5.14	5.06	4.76	3.89	4.63	2.71	2.99	10.1	6.2
Production (GWh)	4.5	4.0	4.5	4.3	3.9	3.7	3.6	3.0	3.4	2.1	2.2	4.5	41.0

5.3.3.16. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE FANOVANA

La centrale hydroélectrique de Fanovana se situe sur la Sanatanora. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 55 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Fanovana

<i>Fanovana</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Seuil déversant (fil de l'eau)
Chute (m)	72.5	
Débit nominal (m3/s)	16	
Module de la rivière (m3/s)	14.1	
Puissance installée (MW)	9.2	
Production moyenne annuelle (GWh)	61.8	
Puissance garantie (MW)	3.8	(Puissance garantie 24 h)
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2025	
Avancement des études	Pré faisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	22.1	Inclus accès et connexion au réseau
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	RI Tana	
Mode de développement		
Source de données	Etude ESMAP	

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 56 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Fanovana- Source : étude ESMAP

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Production (GWh)	5.9	5.9	7.1	5.9	4.8	4.7	5.1	5.7	4.5	3.3	3.4	5.4	61.8

5.3.3.17. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHATSARA

Les caractéristiques principales du projet de centrale hydroélectrique de Mahatsara sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 57 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mahatsara

<i>Mahatsara</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Seuil déversant (fil de l'eau)
Chute (m)	146.7	
Débit nominal (m3/s)	6.2	
Module de la rivière (m3/s)	6.6	
Puissance installée (MW)	7.3	
Production moyenne annuelle (GWh)	48	
Puissance garantie (MW)	2.4	(Puissance garantie 24 h)
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2025	
Avancement des études	Préfaisabilité	
cout du projet (Million d'euros)	33.5	Inclus accès et connexion au réseau
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	Mananjary	
Mode de développement		
Source de données	Etude ESMAP	

La répartition mensuelle de la production annuelle est présentée dans le tableau ci-après.

Tabl. 58 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Mahatsara - Source : étude ESMAP

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	A
Production (GWh)	5.01	4.8	5.3	5.1	4.7	3.8	3.8	3.6	2.9	2.4	2.8	4.0	48.0

5.3.3.18. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE LOKOHO

Les caractéristiques principales du projet de centrale hydroélectrique de Lokoho, sur la rivière du même nom, sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 59 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Lokoho

<i>Lokoho</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	Fil de l'eau
Chute (m)	49 à 53	
Débit nominal (m3/s)		13
Module de la rivière (m3/s)		
Puissance installée (MW)		6 (2 MW phase 1 et 4 MW Phase 2)
Production moyenne annuelle (GWh)		41
Puissance garantie (MW)	2 MW Phase 1	
Durée des travaux (ans)		3
Date de mise en service au plus tot		2026
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)		26 (29.8 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	Sambava, Andapa	
Mode de développement		
Source de données	Données MEEH	

Nous n'avons pas d'information sur la répartition des débits sur l'année, ni sur la production d'énergie associée.

5.3.3.19. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NOSY AMBOSITRA

La centrale hydroélectrique de Nosy Ambositra se situe sur le Mangoky. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 60 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Nosy Ambositra

<i>Anosy Ambositra</i>		
Caractéristique	Valeur	Commentaire
Type	Hydro	1 000 Mm3
Chute (m)	15	
Débit nominal (m3/s)	180	
Module de la rivière (m3/s)		
Puissance installée (MW)	20	
Production moyenne annuelle (GWh)	158	
Puissance garantie (MW)	5.8	
Durée des travaux (ans)	3	
Date de mise en service au plus tot	2026	
Avancement des études		
cout du projet (Million d'euros)	40	(45 Million US\$ en 2015).
Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh)		
Raccordement au réseau	Toliara, Morondava, Manja, Morombe	80 km de ligne 63 kV pour raccordement à Morombe
Mode de développement		
Source de données	Données MEEH	

Nous n'avons pas d'information sur la répartition des débits sur l'année, ni sur la production d'énergie associée.

5.3.3.20. AUTRES PROJETS

Certains projets de petite taille ont été mentionnés durant la collecte de données, mais nous n'avons aucune information à leur sujet, notamment nous ne connaissons pas leur production d'énergie et leur coût. Nous considérerons donc que ces projets sont encore à un stade de développement précoce, et qu'ils n'auront donc pas d'influence sur le plan de développement au moindre coût. En effet, ces projets ne pourront être développés que sur la fin de la période d'étude, et puisque leur puissance et leur production sont limitées, ils n'auront que peu de conséquence sur les coûts moyens de production qui sont actualisés.

5.3.4. Synthèse des projets hydroélectriques

Le tableau ci-après récapitule les projets hydroélectriques programmés et candidats.

Tabl. 61 - Synthèse des projets hydroélectriques

	Projet	Puissance (MW)	Energie (GWh)	Investissement (Million €)	Date de mise en service prévue ou au plus tôt	Raccordement prévu au Réseau
Engagés	Mahitsy	22	85.5	37	sept-19	RI
	Mado	2	9	12	Aout 2018	RI
	Andekaleka 4	34	139.9	33	2021	RI
Candidats	Antetезambato	142	908	289.8	2022	RI
	Antetезambato extension	60	376	110	2024	RI
	Sahofika	192	1685	588.3	2024	RI
	Sahofika extension	108	635	50	2026	RI
	Ranomafana	93	393	255	2023	RI
	Antafofo	160	1220	410	2028	RI
	Lohavanana	120	915	460	2028	RI
	Mahavola	300	1870	480 pour la phase 1 130 pour la phase 2	2030	RI
	Talaviana	21	143	52	2025	RI
	Tsinjoarivo	21	115	85	2026	RI
	Fanovana	9.2	62	22.1	2025	RI
	Volobe	120	717	307.8	2022	RI
	Ambodiroka	42	359.8	207.2	2023	RI Mahajanga
	Namorona 2	16	70	37	2026	RI Fianorantsoa
	Andranomafana	15	110	57	2026	RI Antsirana+Ambilobe
	Bevory	16.2	83.5	78.6	2025	RI Nosy Be + Ambanja
	Sahalanona	19	69.5	53	2026	Manakara
	Anjialava	6	41	12	2026	Sambava, Andapa
	Lokoho	6	41	26	2026	Sambava, Andapa
	Anosy Ambohitra	20	158	40	2026	Toliara, Morondava, Manja, Morombe
Mahatsara	7.3	48	33.5	2025	Mananjary	

5.3.5. Centrales candidates thermiques

5.3.5.1. METHODOLOGIE

Le ministère nous a communiqué une liste de projets identifiés parmi lesquels figurent certains projets d'acquisition de groupes thermiques HFO.

Tabl. 62 - Projets thermiques identifiés

Réseau	Combustible	Puissance (MW)	Typologie de projet
RIA	HFO	0.5	acquisition de nouveau groupes
RIF	HFO	0.8	acquisition de nouveau groupes
RIF	HFO	6.0	renforcement des puissances par réaffectation IPP
RIT		1.0	acquisition de nouveau groupes
TOLIARY		1.0	acquisition de nouveau groupes
MAHAJANGA	HFO	1.9	acquisition de nouveau groupes
ANTSIRANANA	HFO	1.5	acquisition de nouveau groupes
TSIMIRORO TSIROANOMANDIDY	HFO	120	développement d'une centrale à fuel lourd

Il s'avère que le projet Tsimiroro est un projet candidat (les financements ne sont pas acquis, et l'emplacement retenu pour le projet n'est pas finalisé). Les autres projets, de petite taille n'auront pas d'impact sur le plan de développement.

Dans le cadre du plan de développement au moindre coût est la suivante : nous allons définir des projets thermiques types (centrale HFO de 40 MW - incluant CTA 2, et centrale gazole de 20 MW), et définir à l'aide de notre logiciel d'optimisation quand est ce que leur mise en service devra avoir lieu pour répondre à la demande. Ensuite, l'étude de réseau permettra de préciser, en fonction des autres centrales développées, l'emplacement optimal de ces centrales thermiques. Ainsi, le projet de Tsimiroro sera représenté par les projets types que nous aurons définis, et cela permettra d'en optimiser les niveaux de puissance, et les emplacements géographiques.

5.3.5.2. PROJETS TYPES

Dans le cadre de l'optimisation du parc de production, on ajoutera au catalogue des centrales candidates afin que le logiciel d'optimisation puisse avoir un choix assez large pour que le mix énergétique soit assez diversifié et optimum en fonction de la monotone de charge :

- Des centrales thermiques gazole, de 20 MW, avec un facteur de charge de l'ordre de 20% (pour la pointe), et une durée de vie économique de 15 ans,
- Des centrales thermiques au HFO de 40 MW, avec un facteur de charge de l'ordre de 80 % et une durée de vie économique de 20 ans.

Le tableau ci-après récapitule les hypothèses de fonctionnement de ces centrales thermiques (disponibilité, facteur de charge...) qui nous ont permis de déterminer leurs coûts de production.

Les calculs ont été faits en considérant un taux d'actualisation de 10%, et les coûts des carburants suivants :

Tabl. 63 - Coût des combustibles pris en compte (source Jirama Novembre 2018)

Cout des combustibles	Ar	Euro
HFO (/litre)	2800	0.7
DIESEL (/litre)	3800	0.9

Tabl. 64 - Coût de production des centrales thermiques.

Taux d'actualisation	10.0%		
Paramètres	Unit	Peak	Mix
Combustible		Diesel	HFO
Puissance installée	MW	20	40
Facteur de charge	%	10%	20%
Maintenance (% de temps)	%	9.0%	9.0%
Indisponibilité (% de temps)	%	5.0%	5.0%
Consommation des auxiliaires	%	4.0%	5.0%
Production nette d'énergie	GWh	15	58
Discount Rate	%	10.0%	10.0%
Durée de construction	Years	1	2
Durée de vie économique	Years	15	20
Taux financier	%/Year	6%	6%
Year -4	%	0%	0%
Year -3	%	0%	0%
Année -2	%	0%	40%
Année -1	%	100%	60%
Cout d'investissement	EUR/kW	1000	1200
Cout total équivalent	M EUR	20.6	50.6
Intérêts pendant la construction	%	3%	5%
Annuités	M EUR	2.7	5.9
Couts d'O&M fixes	EUR/kW.y	20.0	40.0
Couts d'O&M variables	EUR/MWh	6.0	6.0
Densité	kg/l	0.84	0.93
Consommation spécifique	g/kWh	240	200
Coût du combustible	EUR/kWh	0.26	0.147
Coût de l'énergie	EUR/kWh	0.276	0.155
Coût variable	EUR/kWh	0.282	0.161
Coût fixe	EUR/kWh	0.214	0.131
Coût total	EUR/kWh	0.496	0.292

5.3.6. Les autres énergies renouvelables

5.3.6.1. PHOTOVOLTAÏQUE

Avec en moyenne 2.000 kWh/m²/an, Madagascar est parmi les pays riches en potentiel d'énergie solaire. A l'exception des sites sur la côte Est, tout le pays présente un potentiel intéressant pour la production d'énergie photovoltaïque, comme le montre la carte ci-après.

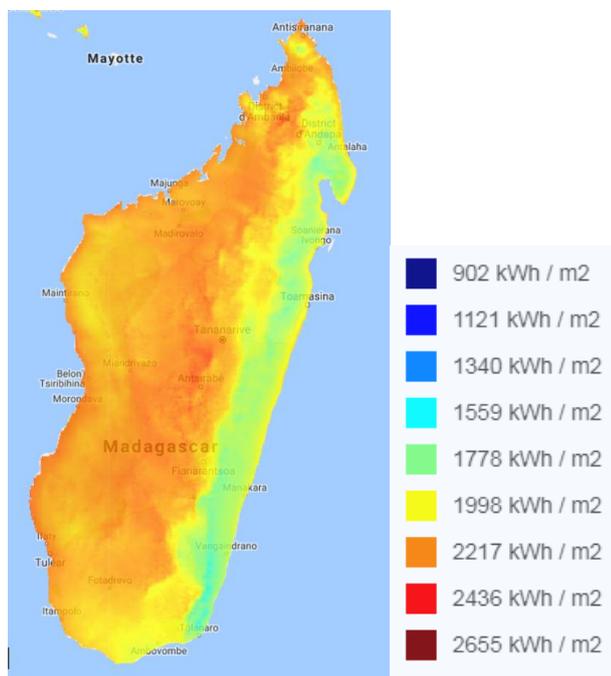


Fig. 17. Carte d'irradiation horizontale globale à Madagascar (moyenne annuelle 2005 en kWh/m²). Source : IRENA Global Atlas (HelioClim3 – GHI, MINES ParisTech)

Actuellement, le projet le plus avancé est celui de Scaling Solar. Les caractéristiques ne sont pas encore bien définies, mais la puissance crête serait autour de 20MWc, avec un raccordement au RI en 138 kV au poste de Tana Nord 2. N'ayant pas d'information concernant ses performances énergétiques précises, nous l'avons assimilé au projet de Green Yellow, qui possède la même puissance crête, également situé sur les hauts plateaux, et raccordé au RI. De plus, il nous a été indiqué que ce projet bénéficierait d'un stockage, sans savoir quel type de stockage, ni quelle capacité. Nous avons donc défini un stockage de la manière suivante, afin qu'elle permette un transfert d'énergie vers la pointe, et que ses performances soient comparables à celle d'un ouvrage hydroélectrique. Nous avons analysé les données de production horaire, et avons pu définir une énergie garantie à 95%. Ainsi, pendant 95% du temps, l'énergie journalière est supérieure ou égale à 37 MWh. Nous avons donc dimensionné les batteries afin de permettre le transfert de cette énergie vers la pointe du soir. Il faut toutefois prendre en compte le fait qu'une batterie ne peut être utilisée qu'à 90% de sa charge (ne jamais descendre en dessous de 5% de charge, ni dépasser 95% de charge). Pour avoir cette quantité d'énergie transférée, il est donc nécessaire de prévoir des batteries avec une capacité de 41 MWh.

Ainsi, les caractéristiques que nous avons considérées pour le projet photovoltaïque de Scaling Solar sont les suivantes :

- 20 MWc,
- 41 MWh de batterie
- Puissance garantie à 95% de 7.4 MW pendant 5 heures de pointe,
- Énergie garantie à 95% pendant 5 heures de pointe : 13.5 GWh/an.
- Énergie secondaire (énergie solaire non stockée) : 18.5 GWh/an.
- Énergie totale annuelle : 32 GWh
- Date de mise en service au plus tôt : 2021

D'après nos calculs et de références de coûts, cette centrale aurait un coût de production de l'ordre de 18 c€/kWh. Il convient toutefois de noter que les prix des panneaux et des batteries sont actuellement en forte baisse, et pourrait être revus avec une différence significative d'ici la date de mise en service au plus tôt indiquée.

Certains autres projets de petite taille sont déjà identifiés pour permettre de l'hybridation solaire sur des centres isolés, mais ne rentre pas dans le cadre du Plan de Développement au Moindre Coût. Il existe également un projet de 5 MWc sur le RI de Nosy Be.

Pour le reste de l'étude, des projets types ont été considérés. Ces projets ont été dimensionnés en adéquation avec le mix énergétique global. Ainsi, s'ils sont connectés au RI, nous avons considéré une puissance de l'ordre de quelques dizaines de MWc, ce qui permettra d'avoir un impact sensible sur la puissance installée du RI et la production totale (670 MW et 3900 GWh en 2035). S'il s'agit d'une centrale solaire pour un centre isolé de la JIRAMA, le dimensionnement doit être cohérent avec la puissance thermique installée afin de permettre d'optimiser la production hybride thermique et solaire pour réduire le coût global de production. Cet optimum est généralement de quelques MWc pour une puissance thermique installée de 5 à 10 MW.

5.3.6.2. INTRODUCTION SUR L'INTERET DU STOCKAGE PAR BATTERIE

Madagascar présente un grand potentiel hydroélectrique mais beaucoup de centrales existantes et de projets sont des centrales au fil de l'eau, avec peu ou pas de capacité de stockage, et donc sans puissance garantie en pointe. La précédente version du PDMC (avant l'introduction des projets industriels spécifiques dans la projection de la demande) avait montré que les projets photovoltaïques ne présentaient un intérêt économique que si leur tarif de vente était inférieur à 7 c€/kWh. Cela était dû au fait que la production solaire intervient en dehors des heures de pointe et vient substituer de l'hydroélectricité au fil de l'eau, au lieu de substituer du thermique en heure de pointe.

Pour cette raison, il est donc intéressant d'étudier la possibilité de coupler des batteries aux projets photovoltaïques afin de déplacer l'essentiel de la production solaire vers la pointe et d'économiser ainsi de la production d'origine thermique.

Dans cette étude, nous avons déterminé un projet type de 20 MWc, comme celui de Scaling Solar. Nous avons ensuite fait des analyses de sensibilité en considérant l'introduction de plusieurs projets types sur le RI, comme cela est présenté dans le chapitre 7.3.

5.3.6.3. EOLIEN

Les ressources d'énergie éolienne sont considérables mais non réparties uniformément sur le territoire national. Cette forme d'énergie reste compétitive pour le pompage et la génération d'électricité surtout dans :

- la zone Nord (vitesse moyenne annuelle du vent compris entre 6 et 8 m/s à 50 m de hauteur) ;
- la zone Centre (vitesse moyenne annuelle du vent compris entre 6 et 6,5 m/s à 50 m de hauteur).
- dans la zone Sud (vitesse moyenne annuelle du vent supérieure à 6 et 6,5 m/s à 50 m de hauteur) ;
- et, l'Extrême Sud : Taolagnaro, Tsihombe, Itampolo, Androka, Vohimena et Tanjona (la vitesse moyenne du vent est supérieure à 8 à 9 m/s à 50 m).

La carte ci-après montre les zones où l'implantation de projets éoliens pourrait être viable économiquement.

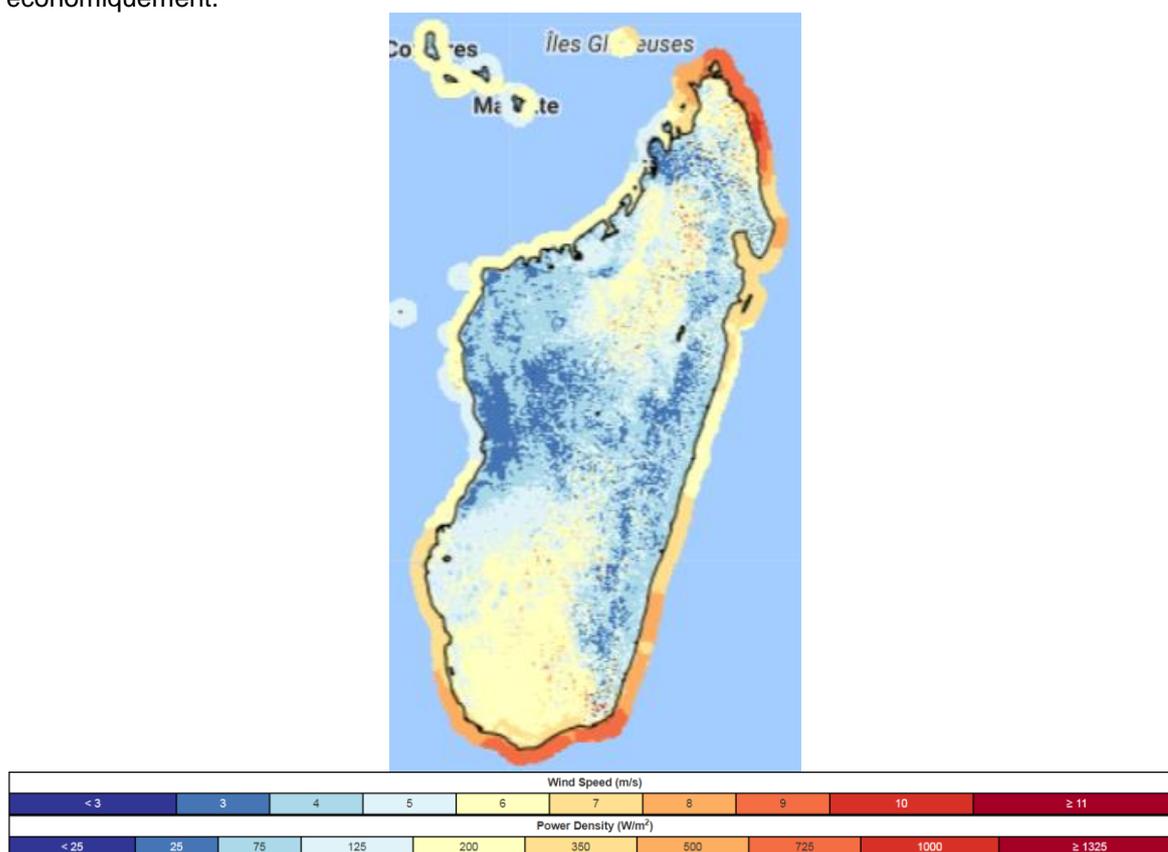


Fig. 18. Vitesse et densité de puissance du vent à 50m à Madagascar. Source : Global Wind Atlas (by DTU Wind Energy)

Nous n'avons cependant pas eu connaissance de projets identifiés à ce stade, et n'avons donc pas considéré de projets pour l'alimentation du RI. Les projets éoliens ont seulement été considéré comme alternative au solaire dans le cadre de l'hybridation de centrales thermiques dans les centres isolés de la JIRAMA.

5.3.6.4. BIOMASSE

Dans le cadre de son plan d'électrification pour 13 régions, l'ADER a identifié un certain nombre de projets biomasse. Tous ces projets présentent un coût de production supérieur à 35 c€/kWh. Ainsi, pour le Plan de Développement au Moindre coût, les projets biomasse avec des puissances relativement faibles afficheront sans doute des performances économiques similaires, ce qui les rendra difficilement viable d'un point de vue économique. S'il s'agit de puissance plus importante, comme le projet de 44 MW cité dans la liste des projets autres que hydro fournie par le MEH pour l'alimentation du réseau interconnecté de Tana, les coûts de production seront peut être légèrement diminués par des effets d'économie d'échelle, mais resteront tout de même élevés par rapport à d'autres technologies comme le solaire, l'hydro... De plus, il semble que la filière biomasse n'est aujourd'hui pas suffisamment mature à Madagascar pour permettre d'alimenter une centrale d'une telle puissance. Ainsi, sauf information contraire, nous proposons de ne pas considérer de projet de type biomasse dans le cadre du PDMC. Ce pourra toujours être une solution utilisée localement, mais pour des faibles puissances, dans le cadre de projets d'électrification rurale, qui ne sont pas dans le cadre du plan directeur au moindre coût.

SECTION 3

Plan de développement au moindre coût des moyens de production du RI

6. DONNEES D'ENTREE

6.1. METHODOLOGIE GENERALE

Le Plan Optimal d'Investissements proposé est un plan de développement au moindre coût à l'horizon 2035. Afin d'être sûr de s'inscrire dans le cadre d'un développement durable des ouvrages de production et de transport de l'électricité, nous avons extrapolé la demande à l'horizon 2050, comme cela est présenté dans le chapitre 4 de la présente étude. Nous avons ensuite vérifié que le dimensionnement des lignes de transport était compatible avec cette extrapolation de la demande en électricité.

Le principe général d'un plan de développement au moindre coût est le suivant :

A partir :

- de la capacité et de la durée de vie résiduelle du système existant,
- de la demande prévisionnelle (incluant les pertes réseaux)
- et d'un catalogue de projets de production d'électricité programmés et candidats,

il s'agit de déterminer la séquence optimale de mise en service des projets candidats qui permettra de satisfaire la demande au moindre coût. Ce choix des moyens de production influence le choix du développement du réseau de transport. Une ou plusieurs itérations est alors nécessaire puisque le développement du réseau de transport conditionne quant à lui le développement de la demande en permettant une augmentation du taux de couverture.

Il convient de compléter cette définition en mentionnant que cette démarche tient compte d'un taux de défaillance jugé acceptable. En effet il serait antiéconomique de configurer un système électrique avec un taux de défaillance nul, surtout avec une part importante d'hydroélectricité comme c'est le cas à Madagascar.

Le coût total dont il s'agit est le coût total actualisé comprenant :

- les investissements,
- les coûts d'exploitation et maintenance
- et les coûts de défaillance.

Ces coûts sont évalués du point de vue économique pour le pays, indépendamment de l'organisation institutionnelle du secteur électrique.

Il est important de bien noter que les différents projets hydroélectriques et thermiques sont considérés d'un point de vue technique et économique. Ainsi, le type de montage proposé par les développeurs (IPP/EPC) n'est pas pris en compte, et c'est uniquement les performances technico économiques des projets qui sont comparées.

Les coûts sont exprimés en euro constant.

Les calculs sont réalisés à l'aide du programme HILLMIX qui est un programme de recherche du plan optimal de développement d'un parc de production d'électricité comprenant des centrales hydroélectriques, des centrales thermiques et le cas échéant, des interconnexions (achat d'électricité à des pays voisins).

Il utilise l'algorithme de la programmation dynamique (un des algorithmes de la recherche opérationnelle) pour rechercher automatiquement les meilleures stratégies de développement.

HILLMIX réalise un placement de l'énergie hydroélectrique, centrale par centrale. Il peut considérer 3 années hydrologiques type (sèche, moyenne, humide) ; dans les calculs de planification, il est effectué trois placements de l'énergie des différentes centrales hydroélectriques et thermiques, un pour chacune des trois conditions hydrologiques. Il en résulte 3 valeurs de production pour chacune des centrales. Les coûts résultants de ces productions, pondérés par leurs probabilités associées, sont ensuite agrégés.

Le programme considère plusieurs périodes annuelles différenciées (chacun des 12 mois de l'année par exemple) ; pour chacune de ces périodes la courbe de la demande (entrée sous forme de monotone de charge) peut être différente, de même, cette dernière peut évoluer au fil des années.

Les données suivantes sont utilisées dans le modèle HILLMIX :

- Données générales
 - Période d'étude et pas de temps.
 - Taux d'actualisation.
 - Marge de réserve.
 - Taux de défaillance maximum et coût de défaillance.
 - Coûts des combustibles des centrales thermiques.
 - Probabilité attachée à chacune des 3 conditions hydrologiques.
- Demande en électricité, incluant les pertes des réseaux : Exprimée sous forme de monotones de charge au pas de temps choisi.
- Moyens de production
 - Type (existant, programmé ou candidat).
 - Durée de vie.
 - Coût d'investissement.
 - Coût d'exploitation.
 - Capacité et production (3 valeurs pour les centrales hydrauliques).
 - Combustible utilisé et consommation pour les centrales thermiques.
 - Taux de disponibilité.
 - Date de mise en service "au plus tôt".

L'intérêt du modèle HILLMIX est qu'il ne s'agit pas d'un simple modèle de simulation. Il s'agit d'un modèle d'optimisation qui opère directement la sélection des meilleurs projets candidats et établit le calendrier de leur mise en service.

Le modèle donne accès aux résultats pour les meilleures séquences (5 maximum.). Ces résultats sont, entre autres :

- Coût total du programme, avec décomposition année par année.

- Participation de chacune des centrales à la satisfaction de la demande.

En ce qui concerne l'évaluation des investissements, ils ont été réactualisés à l'année 2017. La donnée introduite dans le modèle est la somme de l'investissement et des intérêts intercalaires durant la construction (IDC) qui sont fonction de la durée de construction. Ces intérêts intercalaires ont été calculés de manière identique pour tous les projets, par souci d'homogénéité.

6.2. LA DEMANDE

6.2.1. Rappel des résultats de l'étude de la demande

Il s'agit de la demande du réseau interconnecté (RI) jusqu'à l'horizon 2035. Cette estimation de la demande prend en compte l'augmentation du taux de couverture, et notamment le raccordement des trois principaux réseaux interconnectés. L'étude de la demande constitue la première étape du présent rapport. Plus précisément il s'agit de la production requise, tenant compte des pertes dans les réseaux.

Il est rappelé ci-dessous les résultats :

Tabl. 65 - Production requise sur le réseau interconnecté

	Scenario de base Demande Hillmix	
	Production énergétique	Puissance de pointe
	[GWh]	[MW]
2018	1 273	251
2019	1 327	261
2020	1 381	272
2021	1 871	352
2022	2 345	377
2023	2 460	388
2024	2 576	420
2025	2 693	440
2026	2 811	467
2027	2 928	484
2028	3 045	506
2029	3 163	526
2030	3 280	546
2031	3 398	573
2032	3 515	595
2033	3 633	618
2034	3 750	640
2035	3 868	666

Dans le logiciel Hillmix, seules les années 2018, 2020, 2021, 2022, 2024 et 2035 ont été renseignées. Elles ne sont pas réparties de manière homogène dans le temps, mais elles ont été choisies de manière à encadrer les discontinuités de la courbe de demande, à la fois en puissance et en énergie, de manière à ce que l'extrapolation soit la plus fidèle possible à la courbe réelle.

La demande (incluant les pertes des réseaux) a été modélisée sous forme de courbes de charges monotones simplifiées pour chaque mois de chaque année. La courbe de charge type est choisie de telle façon que la surface délimitée par la courbe de charge soit bien strictement égale à la demande exprimée en énergie.

6.2.2. Prise en compte des projets photovoltaïques

6.2.2.1. PROJETS SANS STOCKAGE

Le productible des projets solaires sans stockage a été estimé à un pas de temps horaire sur la base d'une simulation PV Sys pour des données d'ensoleillement correspondant à la zone d'Antanarivo. L'énergie productible a ensuite été retirée de la demande.

Cette méthodologie permet de bien prendre en compte les problématiques liées à l'énergie solaire :

- le fait que cette énergie n'est pas disponible pendant les heures de pointe, puisque l'on compare la demande à la production solaire avec un pas de temps horaire, sur une année complète.
- le fait qu'il n'y a pas de puissance ni d'énergie garantie puisque le productible est calculée sur des données statistiques météorologiques, à un pas de temps horaire.

L'optimisation des projets solaires est faite à posteriori en considérant l'impact de l'ajout d'un nouveau projet solaire sur le mix énergétique, et sur le coût total du plan de développement.

6.2.2.2. PROJETS AVEC STOCKAGE

De par son dimensionnement, le projet type photovoltaïque considéré permet de garantir une puissance de pointe pendant 5h à 95%, et de fournir de l'énergie secondaire pendant la journée. Nous avons donc représenté ce projet de la même manière qu'un projet hydroélectrique, en indiquant sa puissance de pointe, l'énergie garantie associée, et la puissance de base, en indiquant la variation mois par mois.

Ces projets avec stockage présentent un coût de production relativement élevé par rapport aux autres projets candidats et le logiciel d'optimisation ne fait pas appel à eux dans le mix de production futur de Madagascar. Afin de pouvoir tout de même chiffrer l'impact économique induit par l'arrivée de ces projets solaires, nous avons alors retiré de la demande la production de ces projets avec stockage, ce qui nous a permis de faire une étude itérative de sensibilité sur les coûts de production à partir desquels ces projets seraient économiquement intéressants.

6.3. LA BANQUE DE PROJETS DES MOYENS DE PRODUCTION

L'ensemble des projets mentionnés pour l'alimentation du RI dans le chapitre dédié ci-dessus a été pris en compte pour les simulations d'optimisation du parc de production.

Le tableau ci-après récapitule les données techniques et économiques principales de chacun de ces ouvrages.

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Cout de construction des centrales hydroélectriques pour Madagascar

		Existing		Decom		Mahitsy		Mado		Andekaleka 4		Volobe		Ranomafana		Antetzebambato		Antetzebambato ext		Sahofika		Sahofika ext		Mahavola Phase 1		Mahavola Phase 2		Talariviana		Tsinjoarivo		Fanovana		Antarifofo		Lohavanana	
Paramètres	Unité	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana		
Taux d'actualisation	10.0%																																				
Taux financier	6.0%																																				
Emplacement		RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana	RI Tana		
Capacité installée	MW	115.5	34.44	22	2	34	120	93	142	60	192	108	150	150	21	21	9.2	160	120																		
Puissance garantie 24h	MW	51.9	8.3	3.8	1.4	0	39.6	15.64	57.5	24.3	130	0	20.6	20.6	5.25	3.5	3.8	125	55.6																		
Puissance garantie 5h	MW	51.9	8.3	3.8	1.4	0	120	15.64	57.5	24.3	192	0	145.2	145.2	5.25	3.5	3.8	125	55.6																		
Production moyenne annuelle	GWh	709.3	121.3	85.5	8.5	139.9	773	393	908	376	1685	635	1154	716	143	115	61.8	1220	915																		
Date de mise en service programmée			sept-19	Aout 2018																																	
Date de mise en service au plus tot		2026				2021	2022	2023	2022	2024	2024	2026	2030	2030	2023	2026	2025	2028	2028																		
Cout de construction 2017	Million d'euros	17.2	37	12	33	307.8	255	289.8	110	588	50	480	130	52	85	22.1	410	460																			
Cout de construction par KW	k€/kW	500	1682	6000	971	2565	2742	2041	1833	3063	463	3200	867	2476	4048	2402	2563	3833																			
Durée de construction	Years	1.0	1.8	-	2.0	3.0	4.0	3.0	2.0	4.5	2.0	6.0	1.5	2.0	3.0	3.0	3.0	-																			
Durée de vie économique	Years	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50																		
Investissement année -6	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%																		
Année -5	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%																		
Année -4	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	0%	15%	0%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%																		
Année -3	%	0%	0%	0%	0%	35%	30%	35%	0%	20%	0%	25%	0%	0%	35%	35%	35%	35%	35%																		
Année -2	%	0%	50%	0%	50%	35%	35%	35%	50%	30%	50%	25%	40%	50%	35%	35%	35%	35%	35%																		
Année -1	%	100%	50%	100%	50%	30%	20%	30%	50%	25%	50%	60%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%																		
Année 0	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%																		
Coût d'investissement (incluant intérêts pendant la construction)	Million d'euros	17.7	39.2	12.4	35.0	337.3	285.3	317.5	116.6	645.2	53.0	567.2	137.1	55.1	93.1	24.2	449.2	504.0																			
Frais financiers (Intérêts pendant la construction)	%	3%	6%	3%	6%	10%	12%	10%	6%	10%	6%	18%	5%	6%	10%	10%	10%	10%	10%																		
Annuités	Million d'euros	1.8	4.0	1.2	3.5	34.0	28.8	32.0	11.8	65.1	5.3	57.2	13.8	5.6	9.4	2.4	45.3	50.8																			
Coûts d'exploitation et de maintenance annuelle	Million d'euros	0.7	0.7	0.6	0.2	0.5	4.6	3.8	4.3	1.7	8.8	0.8	7.2	2.0	0.8	1.3	0.3	6.2	6.9																		
Coût total	c€/kWh	2.1	5.3	16.8	2.9	5.0	8.3	4.0	3.6	4.4	1.0	5.6	2.2	4.4	9.3	4.5	4.2	6.3																			

Fig. 19. Récapitulatif des projets hydroélectriques engagés et candidats pris en compte dans le calcul d'optimisation pour le développement du RI

Afin de faciliter la lecture des résultats, les centrales hydroélectriques existantes ont été agglomérées en deux groupements :

- CH Existant (Centrales Hydroélectriques Existant) : comprend Andekaleka 1, 2 et 3, Sahanivotry et Tsiazompaniry.
- CH Decom (Centrales Hydroélectriques Decommissioning) : comprend Antelomita, Mandraka et Manandona. Ces centrales sont particulièrement anciennes, et nous avons donc considéré qu'il serait nécessaire de les réhabiliter ou de les déclasser. Au vu des contraintes sur la production hydroélectrique, nous avons prévu d'attendre la mise en service d'un ouvrage hydroélectrique structurant pour les réhabiliter ou les déclasser. A noter que les résultats de l'optimisation ont montré que leur réhabilitation était plus économique que les déclasser et construire d'autres ouvrages.

6.4. DONNEES GENERALES DE CALCULS

Les données générales utilisées sont résumées ci-dessous et détaillées dans les paragraphes qui suivent :

- Pas de temps : pour tenir compte de la saisonnalité de la demande, le pas mensuel est choisi
- Taux d'actualisation _____ 10 %,
- Taux de défaillance maximum _____ 5 %
- Coût de défaillance _____ 0.6 €/kWh
- Prix du carburant gazole et HFO : 1103 €/tonne et 734 €/tonne respectivement, correspondant à 3800 et 2800 Ariary/L.
- Conditions hydrologiques : année décennale sèche (probabilité d'occurrence de 20 %), année moyenne (probabilité de 80 %)

6.4.1. Cout de défaillance

Il est difficile d'établir un tel coût. Nous retenons la valeur de 0.6 €/kWh qui est bien supérieure au coût de production du kWh thermique gazole (de l'ordre de 0.5 €/kWh). Le coût de défaillance permet de faire l'arbitrage entre la demande non desservie (délestage) et la mise en service d'un moyen de production qui ne fonctionnerait que sur cette période de courte durée.

6.4.2. Prix du carburant gazole et HFO

Les calculs ont été faits en considérant les coûts des carburants présentés dans le plan d'affaires de la JIRAMA.

Tabl. 66 - Coût des combustibles pris en compte (source JIRAMA, Novembre 2018)

Cout des combustibles	Ar	Euro
HFO (/litre)	2800	0.7
DIESEL (/litre)	3800	0.9

6.4.3. Cout d'exploitation et maintenance, taux de disponibilité et durée de vie des installations

Pour les besoins de l'étude économique, nous considérons que les centrales hydroélectriques ont une durée de vie économique de cinquante ans, un facteur de disponibilité de 97.5% et un coût d'exploitation et de maintenance annuelle correspondant à 1.5 % du coût d'investissement initial.

Pour les centrales thermiques, nous considérons une durée de vie de 15, un taux de disponibilité de 86.5% et un coût d'exploitation et de maintenance de 0.6 c€/kWh. Les centrales thermiques existantes en contrat d'achat IPP sont représentées avec une durée de vie égale à la durée de leur contrat d'achat.

6.4.4. Conditions hydrologiques et productible des centrales hydroélectriques

Le parc de production actuel et futur de Madagascar présente une très forte composante hydraulique, et la bonne prise en compte des conditions hydrologiques est donc un point majeur de ce plan directeur pour bien représenter le risque de défaillance en puissance ou en énergie associé aux différentes hydraulicités.

La quasi-totalité des centrales hydroélectriques (existantes ou en projet) est au fil de l'eau, et à part Andekaleka, elles sont toutes fortement sous équipée. Ainsi, les années humides n'auront que très peu d'influence sur la production. Par contre les années sèches amènent une baisse de la production d'énergie, accompagné d'une chute de la puissance garantie. Nous n'avons donc représenté que deux conditions hydrologiques, les années moyennes, avec une probabilité d'occurrence de 80 %, et les années sèches, avec une probabilité de 20%.

Lorsque les données n'étaient pas disponibles, nous avons recalculé les performances énergétiques en année sèche sur la base des données hydrologiques fournies par le ministère (chronique de 27 années, de 1970 à 1996).

7. CALCUL D'OPTIMISATION DU PLAN DE PRODUCTION DU RI

7.1. CAS DE BASE ET CRITERES DE SENSIBILITE

Le plan recherché est le plan qui permet de satisfaire la demande au moindre coût. Il est d'abord déterminé pour le scénario de base dont les résultats permettent de définir le PDMC. Les calculs d'optimisation lancés pour ce scénario de base sont calés sur le scénario de référence de la demande incluant les projets industriels et prennent en compte les données techniques et économiques (hors aspects financiers et contractuels) de l'ensemble de la banque de projets établie précédemment.

Une fois le PDMC établi, il convient de mener des analyses de sensibilité pour vérifier la robustesse de ce plan de développement. En effet, certains critères comme la demande, le coût des combustibles, les dates de disponibilité des projets pourraient avoir un impact sur le placement des ouvrages et le coût du plan de développement. L'objectif de ces analyses de sensibilité est donc d'évaluer l'impact de ces critères et d'identifier ceux qui influencent le placement des

ouvrages. Ainsi, les analyses de sensibilité permettent le cas échéant (si certains critères remettent en cause le placement des ouvrages du PDMC) de proposer des scénarios alternatifs au PDMC.

Sur base du contexte malgache et de l'expérience du Consultant, les critères ci-dessous ont été choisis pour mener l'analyse de sensibilité :

- Influence des projets solaires
- Demande :
 - demande basse : simulation avec un scénario moins volontariste concernant les projets industriels,
 - demande haute : simulation en considérant que la mine d'Ambatovy ne s'efface pas complètement à la pointe
- Variation des prix des combustibles (Prix d'achat des combustibles augmenté ou diminué de 30%)
- Décalage de 2 ans de la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux (Volobe, Antetazambato, Ranomafana et Sahofika)
- Influence d'une programmation arbitraire en 2024 pour l'ouvrage de Ranomafana, seul parmi les 4 projets hydroélectriques structurants en lice (Volobe, Antetazambato, Ranomafana et Sahofika) qui n'est pas placé par le logiciel d'optimisation à sa date de mise en service optimale. L'objectif de cette analyse de sensibilité est de vérifier si des scénarios alternatifs de développement avec un ouvrage hydroélectrique supplémentaire pourraient être économiquement intéressants
- Influence du taux d'actualisation (scénario avec un taux de 6% au lieu de 10%).
- Augmentation des coûts d'investissement des ouvrages hydroélectriques principaux de 10%

Tous les calculs ont été menés jusqu'à l'horizon 2035.

7.2. SCENARIO DE BASE (PDMC)

7.2.1. Stratégie du PDMC (placement des ouvrages)

Le logiciel d'optimisation, sur la base des données considérées, a permis d'établir les 5 stratégies les moins chères, de coûts sensiblement équivalents.

La stratégie de moindre coût est détaillée ci-après.

Tabl. 67 - Récapitulatif de la stratégie du Plan de Développement au Moindre Coût

	Stratégie Plan de développement au moindre Coût
2018	Mise en service de la centrale solaire de GreenYellow
2019	Mise en service de la centrale hydroélectrique de Mahitsy
2020	-
2021	Mise en service du quatrième groupe de la centrale

	hydroélectrique d'Andekaleka 4
2022	Mise en service des centrales hydroélectriques d'Antetazambato et de Volobe Ajout d'une centrale thermique de 30 MW fonctionnant au gazole et d'une centrale thermique de 40 MW fonctionnant au HFO
2023	-
2024	Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sahofika
2025	-
2026	-
2027	Non renouvellement des contrats IPP des centrales thermiques HFO Jovenna Aggreko, TAC Jovenna et AKSAF
2028	Mise en service de l'extension de la centrale hydroélectrique de Sahofika Ajout d'une centrale thermique de 30 MW fonctionnant au gazole
2029	-
2030	Ajout d'une centrale thermique de 60 MW fonctionnant au HFO
2031	-
2032	Ajout d'une centrale thermique de 30 MW fonctionnant au gazole
2033	-
2034	Ajout d'une centrale thermique de 40 MW fonctionnant au HFO
2035	-

7.2.2. Détails et Analyse du PDMC

7.2.2.1. REPARTITION DES SOURCES D'ALIMENTATION

La répartition de la production selon les différentes sources est présentée sur le graphique ci-après. On constate que la part de l'hydraulique, aujourd'hui supérieure à 70 %, va augmenter fortement dès 2022 pour atteindre presque 90%. Elle va ensuite attendre 95% après la mise en service de l'extension de Sahofika. A partir de 2030, la part du thermique augmente à nouveau jusqu'à la fin du plan.

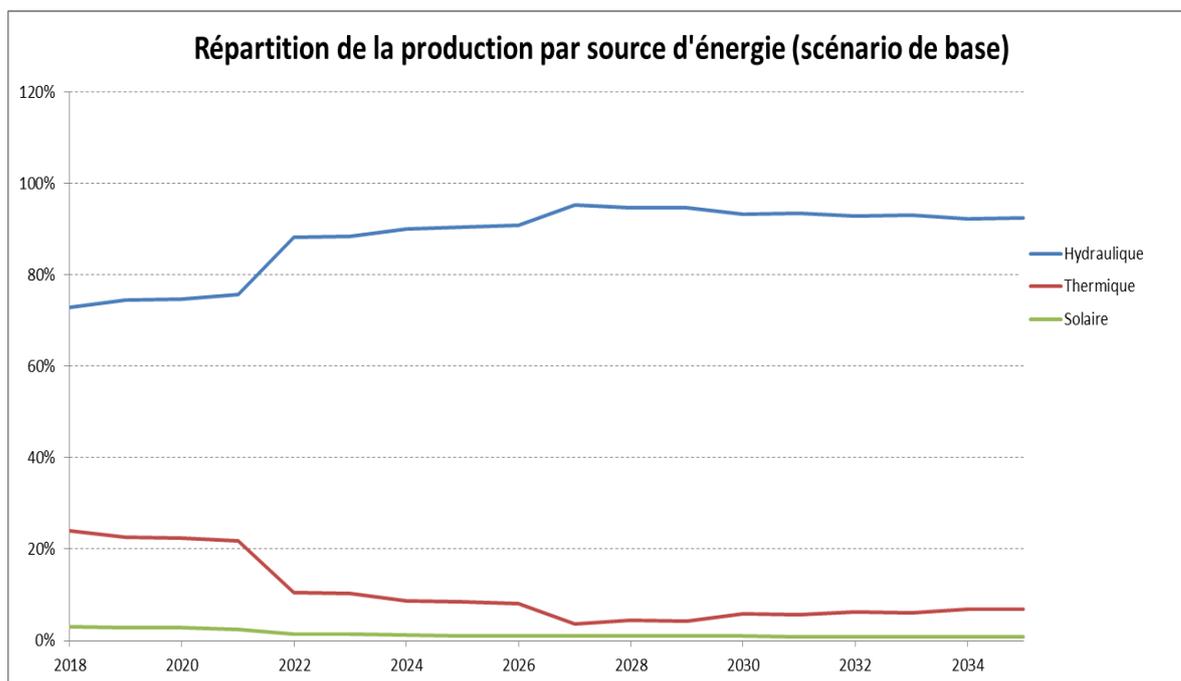


Fig. 20. Répartition de la production par source d'énergie dans le cas du scénario de base

Le graphique suivant montrant la répartition en puissance permet de compléter l'analyse. Aujourd'hui, la répartition de la puissance installée est de l'ordre de 60 % de thermique pour 40 % d'hydraulique. A l'horizon 2035, cette tendance sera plus qu'inversée (73 % d'hydraulique pour 26% de thermique), alors que le solaire représentera 1 % de la puissance installée.

Cette différence de répartition entre énergie placée et puissance installée provient du mode d'exploitation : le thermique est utilisé essentiellement pendant la pointe pour pallier au manque de garantie de l'hydroélectricité au fil de l'eau et du solaire.

Il est intéressant de remarquer que la production thermique est utilisée comme moyen d'ajustement pour permettre d'attendre la mise en service des ouvrages hydrauliques de Volobe, Antetazambato puis Sahofika et son extension. De la même manière, en fin de plan, de nouveaux investissements sont nécessaires en thermique pour atteindre la puissance de pointe. Investir dans de nouveaux ouvrages hydroélectriques ne serait pas économique puisque ces nouveaux ouvrages ne placeraient qu'une faible partie de leurs énergies (en pointe), ce qui reviendrait à augmenter fortement leur coût de production.

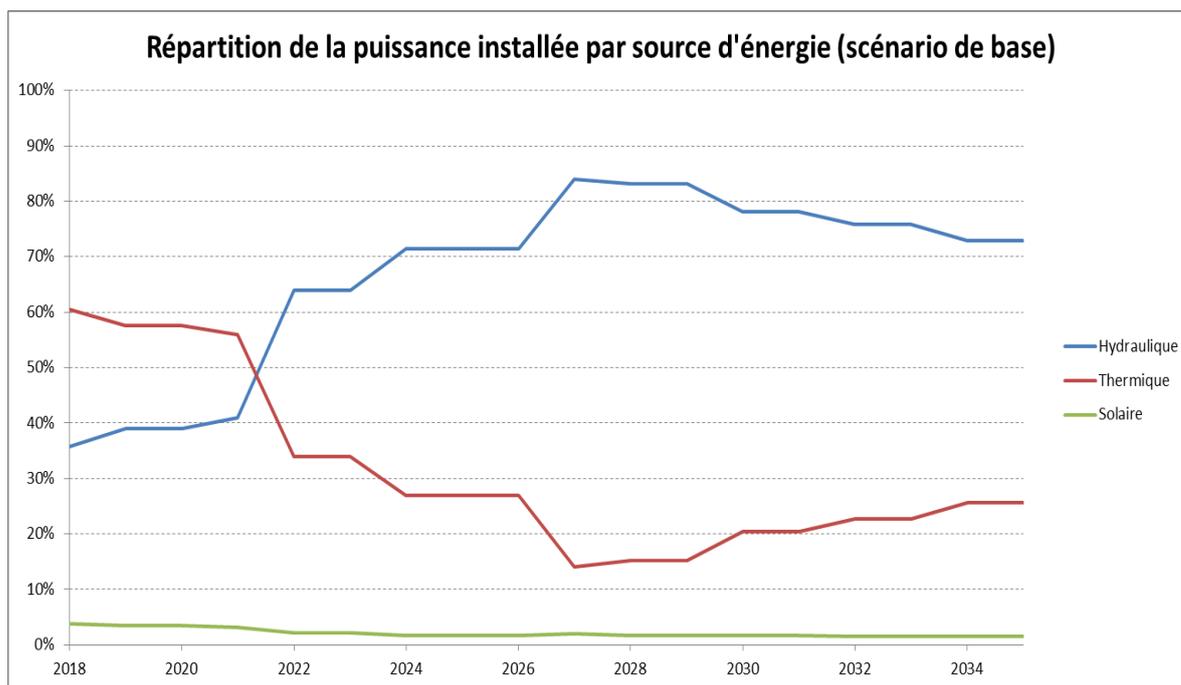


Fig. 21. Répartition de la puissance par source d'énergie dans le cas du scénario de base

7.2.2.2. PREVISIONS DES PUISSANCES ET DE L'ENERGIE

Le résultat du plan optimal de production est présenté ci-après sous forme de plusieurs graphiques :

- Les deux premier graphiques présentent de façon chronologique l'empilement des puissances de chaque ouvrage (ou groupe d'ouvrage), avec comme point de repère en pointillé la courbe de la demande (en puissance). Pour le premier graphique il s'agit de la puissance installée, alors que pour le deuxième graphique il s'agit de la puissance garantie disponible en heure de pointe. Ce graphique permet de constater visuellement que l'offre reste toujours supérieure à la demande et permet également de visualiser l'enchaînement des mises en service des ouvrages et leur part dans le parc installé.

On constate sur le graphique des puissances installées qu'il y a une surcapacité de production (la puissance installée est bien supérieure à la demande de pointe indiquée en pointillé). La lecture de ce graphique est complémentaire de celui avec les puissances garanties. En effet le parc de production comprend une partie importante d'hydraulique dont la puissance garantie à l'étiage est très inférieure à la puissance installée. Afin d'éviter de la défaillance pendant cette saison, il est nécessaire d'avoir une capacité de thermique ou d'hydraulique avec réservoir pour atteindre la demande de pointe.

- Le dernier graphique présente de façon chronologique l'empilement de la production des ouvrages (ou groupe d'ouvrage) correspondants. Ce graphique permet de visualiser l'évolution dans le temps du taux de participation de chaque ouvrage par rapport à la production globale.

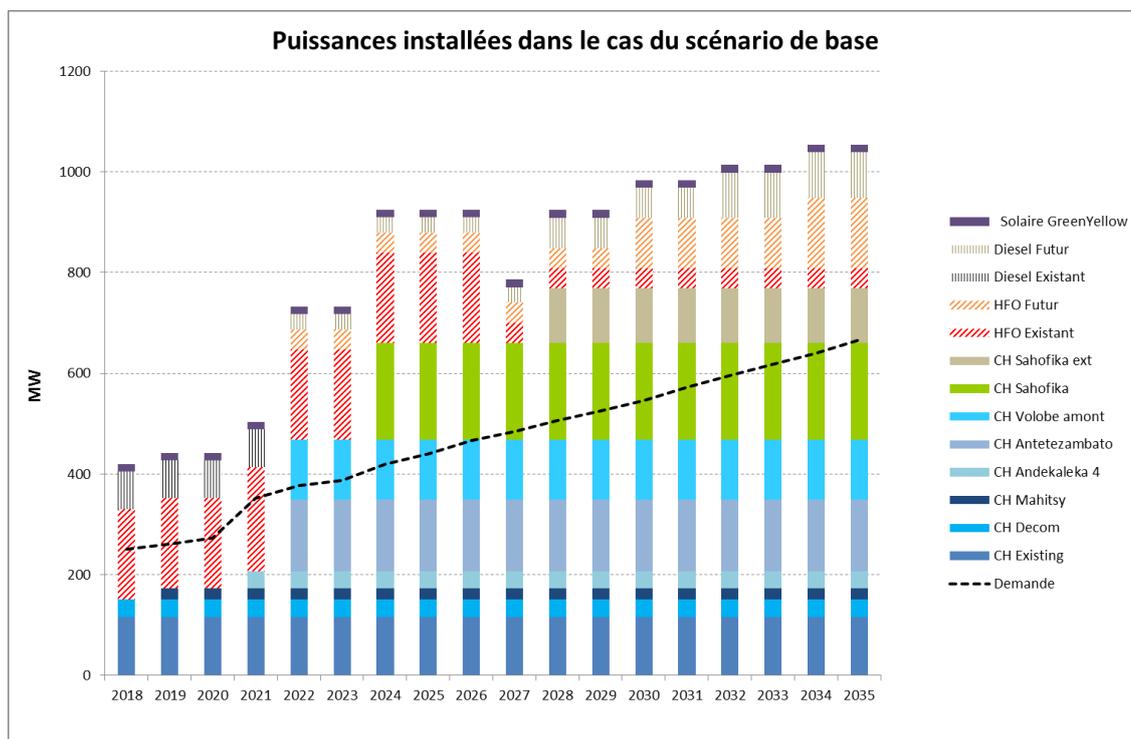


Fig. 22. Prévisions des puissances installées

Les nouvelles centrales hydroélectriques ont une durée de vie économique supérieure à la durée du plan, ce qui explique qu'on ne voit pas de déclassement de ces centrales. Les centrales hydroélectriques existantes sont représentées en deux groupements distincts :

- CH existing est composé d'Andekaleka, de Sahanivotry et de Tsiacompaniry, dont la durée de vie économique est supérieure à la durée du plan.
- CH Decom, composé de Mandraka, Antelomita, et Manandona nécessite une réhabilitation ou un déclassement au cours du plan. L'arrivée d'un nouvel ouvrage majeur hydroélectrique en 2024 nous a poussé à augmenter légèrement la durée de vie économique de cet ouvrage jusqu'en 2024. Les résultats des calculs d'optimisation du plan de développement montrent que ces centrales doivent être réhabilitées et non déclassées. Pour cette raison, il n'apparaît pas sur ce graphique de déclassement ou de réduction de la capacité hydroélectrique associée.

Les résultats des calculs d'optimisation du plan de développement montrent qu'il est économique de ne pas renouveler le contrat des centrales thermiques HFO en contrat IPP Jovenna Aggreko, TAC Jovenna et AKSAF à la fin de leur contrat actuel, en 2027. C'est pour cette raison qu'on aperçoit sur le graphique une réduction de la capacité thermique installée à cette date.

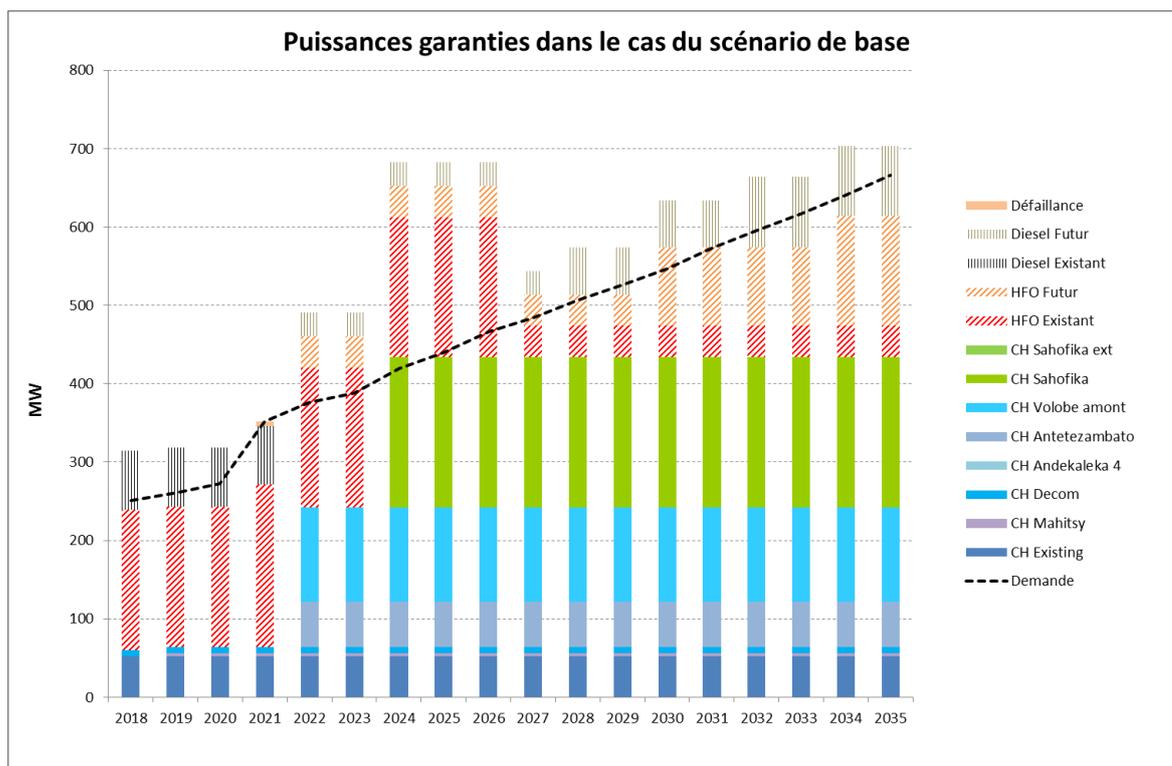


Fig. 23. Prévion des puissances garanties en pointe

Le graphique ci-dessus montre que la puissance garantie en heure de pointe est toujours supérieure à la demande sauf en 2021 où on aperçoit une légère défaillance. La valeur de puissance garantie indiquée prend en compte 20% de probabilité d'avoir une hydraulicité sèche de type décennale. A noter que la forte différence entre les puissances installées et garanties (les deux graphiques précédents) s'explique par le fait que le solaire ne présente pas de puissance garantie en pointe (survient en début de soirée, moment où la productivité des centrales solaires est presque nulle), et qu'une grande partie des centrales hydroélectriques fonctionne au fil de l'eau, sans capacité de régulation pour améliorer les performances énergétiques de pointe.

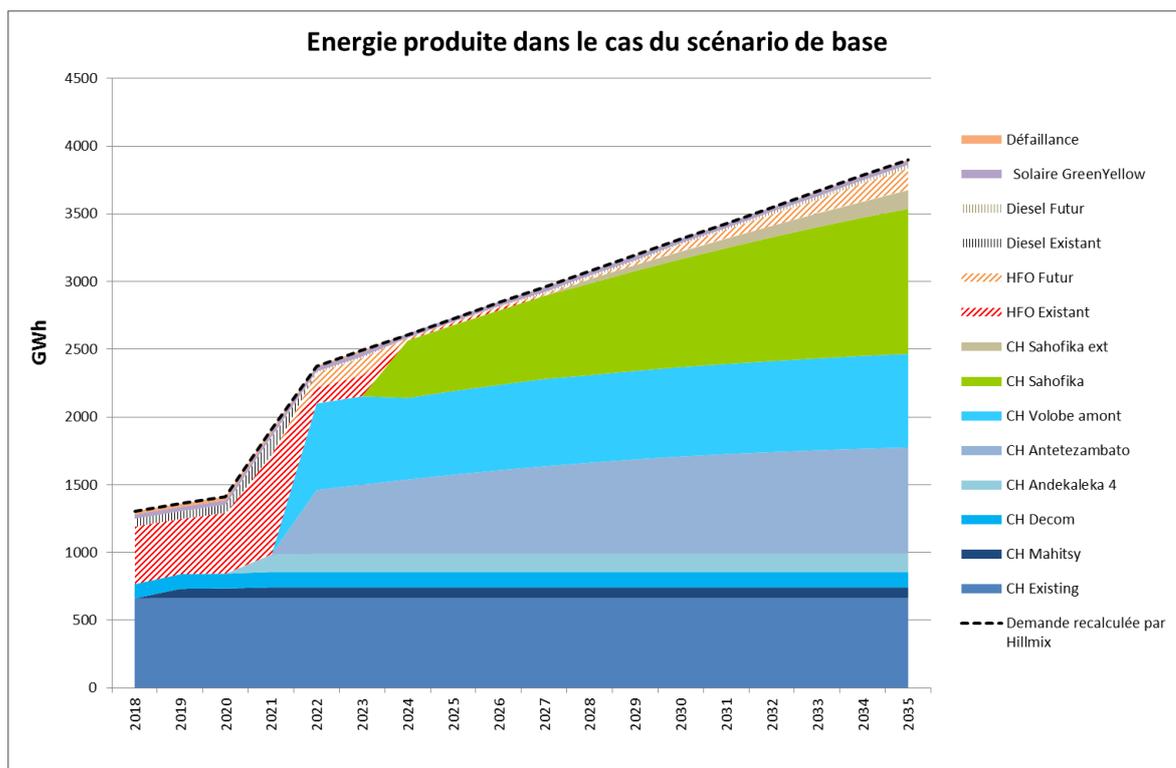


Fig. 24. *Placement de l'énergie produite dans le cas du scénario de base*

Le coût retenu pour la défaillance étant assez élevé (0.6 c€/kWh, donc bien supérieur au coût du thermique), celle-ci reste assez faible sur l'ensemble du plan. C'est essentiellement avant 2022, date de mise en service du premier ouvrage hydroélectrique majeur, qu'elle est concentrée (de l'ordre de 1.7% jusqu'en 2019, elle atteint 2 % en 2020, avant de diminuer à 1.1% en 2021, et de tendre vers 0 jusqu'en 2024).

Le placement de l'énergie sur ce graphique montre également qu'à partir de la mise en service des ouvrages hydroélectriques principaux Antetazambato et Volobe en 2022, et Sahofika en 2024, la production thermique est essentiellement placée à la pointe, donc pendant très peu de temps, ce qui explique la part très faible (en énergie) du thermique à partir de cette date.

7.2.3. Investissements et coûts moyens de production

Le graphique ci-après montre les décaissements de façon chronologique dans le cas du scénario de base.

On constate que les investissements se font majoritairement avant 2022, et diminuent très fortement à partir de 2024. La part thermique de ces investissements est très fortement réduite à partir de la mise en service des ouvrages hydroélectriques majeurs.

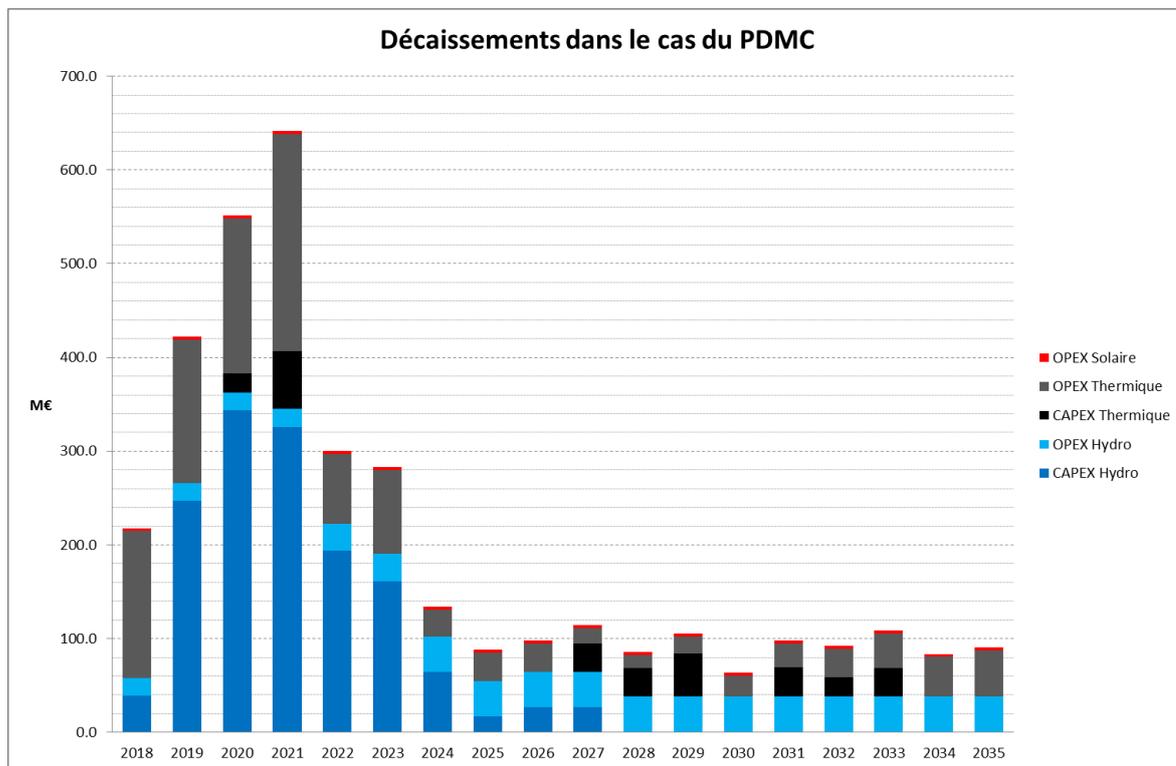


Fig. 25. Décaissements dans le cas du scénario de base

Le détail de ces investissements est présenté dans le tableau ci-après.

Tabl. 68 - Investissement de la stratégie du Plan de Développement au Moindre Coût

	Stratégie Plan de développement au moindre Coût
2018	Mise en service de la centrale solaire de GreenYellow (IPP)
2019	Mise en service de la centrale hydroélectrique de Mahitsy (39.2 M€)
2020	-
2021	Mise en service du quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka 4 (35 M€)
2022	Mise en service des centrales hydroélectriques d'Antetezambato (317.5 M€) et de Volobe (337.3 M€) Ajout d'une centrale thermique de 30 MW fonctionnant au gazole (30.9 M€) et d'une centrale thermique de 40 MW fonctionnant au HFO (50.6 M€)
2023	-

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

	Stratégie Plan de développement au moindre Coût
2024	-
2025	Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sahofika (645.2 M€)
2026	-
2027	-
2028	Non renouvellement des contrats IPP des centrales thermiques HFO Jovenna Aggreko, TAC Jovenna et AKSAF
2029	Mise en service de l'extension de la centrale hydroélectrique de Sahofika (53 M€)
2030	Ajout d'une centrale thermique de 30 MW fonctionnant au gazole (30.9 M€)
2031	-
2032	Ajout d'une centrale thermique de 60 MW fonctionnant au HFO (75.9 M€)
2033	-
2034	Ajout d'une centrale thermique de 30 MW fonctionnant au gazole (30.9 M€)
2035	-

Le graphique ci-après présente l'évolution du coût moyen annuel de production actualisé sur la période du plan de développement. La courbe de la demande de pointe (en MW) est également présentée pour information sur ce graphique.

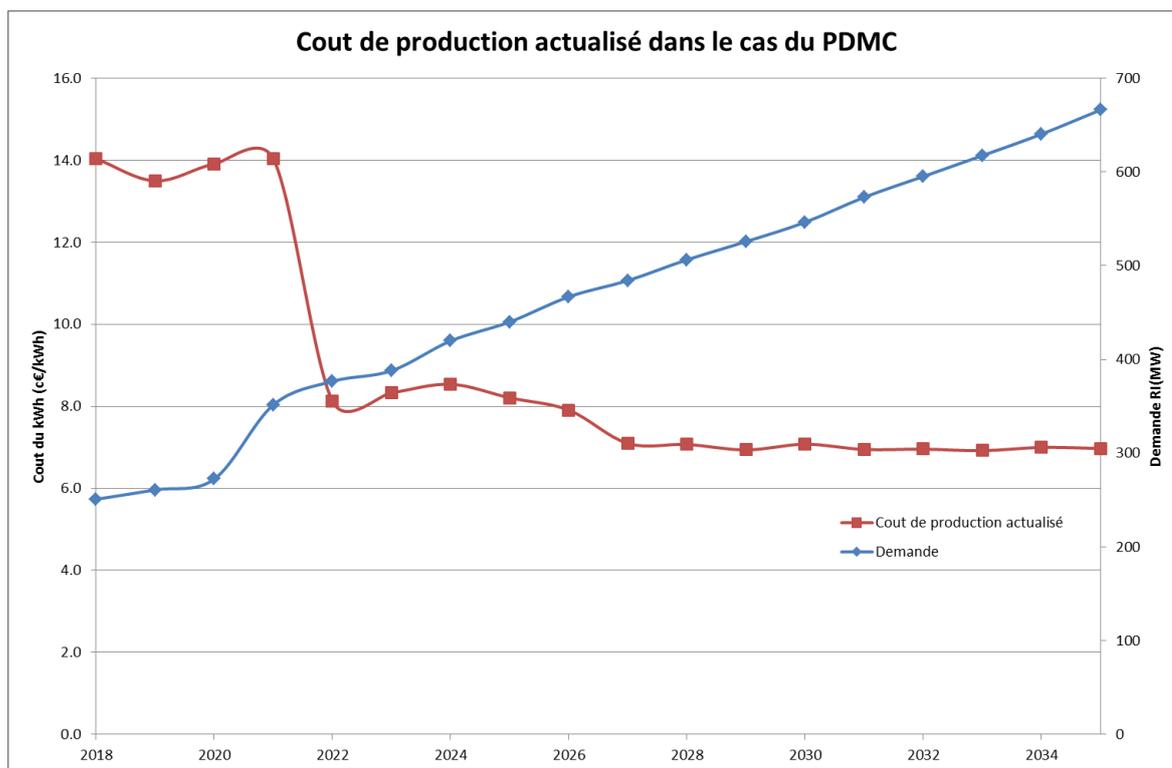


Fig. 26. Evolution du coût de production actualisé dans le cas du scénario de base

On constate que le coût de production chute à partir de la mise en service des principaux ouvrages hydroélectriques majeurs en 2022.

Le tableau ci-après récapitule les performances économiques du scénario de base.

Tabl. 69 - Performances du scénario de base

De 2018 à 2035		
Somme des coûts actualisés	1 921	M €
Taux d'actualisation	10%	
Somme de la production actualisée	21 234	GWh
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.0	c€/kWh

7.3. ANALYSE DE SENSIBILITE

Comme expliqué précédemment, plusieurs analyses de sensibilité ont été réalisées pour permettre d'évaluer la robustesse du PDMC. Chaque analyse est détaillée ci-après dans un chapitre dédié.

7.3.1. Influence des projets solaires

La prise en compte des projets solaires candidats se fait en ajoutant un nouveau projet à une date fixée. Pour cela, nous avons considéré une simulation horaire du productible du projet solaire, et l'avons soustrait à la courbe de la demande (à un pas de temps horaire), afin de constater l'impact sur le coût du plan de développement associé.

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Le premier test a été fait en ajoutant le projet de Scaling Solar en 2021. On s'aperçoit que cela augmente le coût du plan de développement de 13 M€ (+0.6%) si on considère son coût de production estimé à 18 c€/kWh. Il faudrait que son coût de production soit **inférieur à 12 c€/kWh** pour que le plan de développement présente des performances économiques identiques à celles du PDMC.

Tabl. 70 - Performances économiques du scénario avec Scaling Solar

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 934	M €	1 921	M €	0.64%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.1	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

Cette étude de sensibilité pourrait cependant être complétée en prenant en compte le risque de retard sur le développement des ouvrages hydroélectriques majeurs. Ainsi, si l'on considère la mise en service de Scaling Solar en 2021, alors que tous les ouvrages hydroélectriques ne sont disponibles que deux ans après leurs dates de mise en service au plus tôt, le solaire permettra de diminuer le recours au thermique. On constate alors dans ce cas que l'ajout de scaling solar augmente le coût du plan de développement (avec deux ans de retard sur l'hydro) dans une moindre mesure : 6 M€, soit 0.25 % si l'on considère son coût de production estimé à 18 c€/kWh. Il faudrait alors que son coût de production soit **inférieur à 15.2 c€/kWh** pour que le plan de développement présente des performances économiques identiques à celles du plan de développement avec deux ans de retard sur les ouvrages hydroélectriques majeurs.

Tabl. 71 - Performances économiques du scénario 2 ans de retard avec Scaling Solar

De 2018 à 2035			Référence 2 ans de retard		
Somme des coûts actualisés	2 240	M €	2 234	M €	0.25%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	10.5	c€/kWh	10.5	c€/kWh	

Une deuxième étude de sensibilité a été faite en développant le solaire de manière intensive, tout en considérant deux ans de retard sur la mise en service des ouvrages hydroélectriques principaux.

Ainsi, si on ajoute 70 MWC de solaire avec stockage en 2021, cela augmenterait le coût du plan de développement de 21 million d'euros (+0.9%). Il faudrait que le coût de production de ces projets solaires reste **inférieur à 15.1 c€/kWh** pour que le plan de développement présente des performances économiques identiques à celles du plan de développement avec deux ans de retard sur les ouvrages hydroélectriques majeurs.

Tabl. 72 - Performances économiques du scénario 2 ans de retard avec 70 MWC de solaire avec stockage

De 2018 à 2035			Référence 2 ans de retard		
Somme des coûts actualisés	2 255	M €	2 234	M €	0.9%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	10.6	c€/kWh	10.5	c€/kWh	

En poursuivant cette démarche itérative, si on ajoute 140 MWC de solaire avec stockage en 2021, cela augmenterait le coût du plan de développement de 64 millions d'euros (+2.9%). Il faudrait que le coût de production de ces projets solaires reste **inférieur à 13.5 c€/kWh** pour que le plan de

développement présente des performances économiques identiques à celles du plan de développement avec deux ans de retard sur les ouvrages hydroélectriques majeurs.

Tabl. 73 - Performances économiques du scénario 2 ans de retard avec 140 MWC de solaire avec stockage

De 2018 à 2035			Référence 2 ans de retard		
Somme des coûts actualisés	2 298	M €	2 234	M €	2.9%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	10.8	c€/kWh	10.5	c€/kWh	

La diminution de ce coût de production économique plafond lorsqu'on augmente le taux de pénétration du solaire dans le mix énergétique s'explique par le fait que ces centrales photovoltaïques permettent de diminuer les coûts du thermique en produisant en pointe grâce à leur stockage par batterie, mais elles viennent également substituer de la production hydraulique au fil de l'eau pendant la journée avec leur énergie non déplacée. Cette hydraulique au fil de l'eau est également une énergie fatale, mais avec un coût de production bien plus faible. Et rappelons qu'une fois la mise en service des trois ouvrages structurants de Volobe, Antetetzambato et Sahofika, le placement de l'énergie solaire vient substituer encore davantage d'hydroélectricité.

7.3.2. Simulation avec le scénario demande basse pour les projets HT

L'estimation de la demande concernant les projets industriels est assez volontariste. Nous avons voulu évaluer l'impact d'une baisse de cette demande industrielle sur le plan de développement, et notamment la nécessité ou non de mettre en service un troisième ouvrage hydroélectrique majeur si la demande industrielle diminuait, ou était décalée dans le temps.

Ce scénario n'a pas d'impact sur le placement des trois ouvrages hydroélectriques majeurs (Antetetzambato, Volobe, et Sahofika) qui sont nécessaires dès leur date de mise en service au plus tôt. Par contre, l'extension de Sahofika est retardée de quelques années (2031). La quantité de thermique installée en fin de plan est également légèrement diminuée (220 MW au lieu de 270 MW dans le scénario de base).

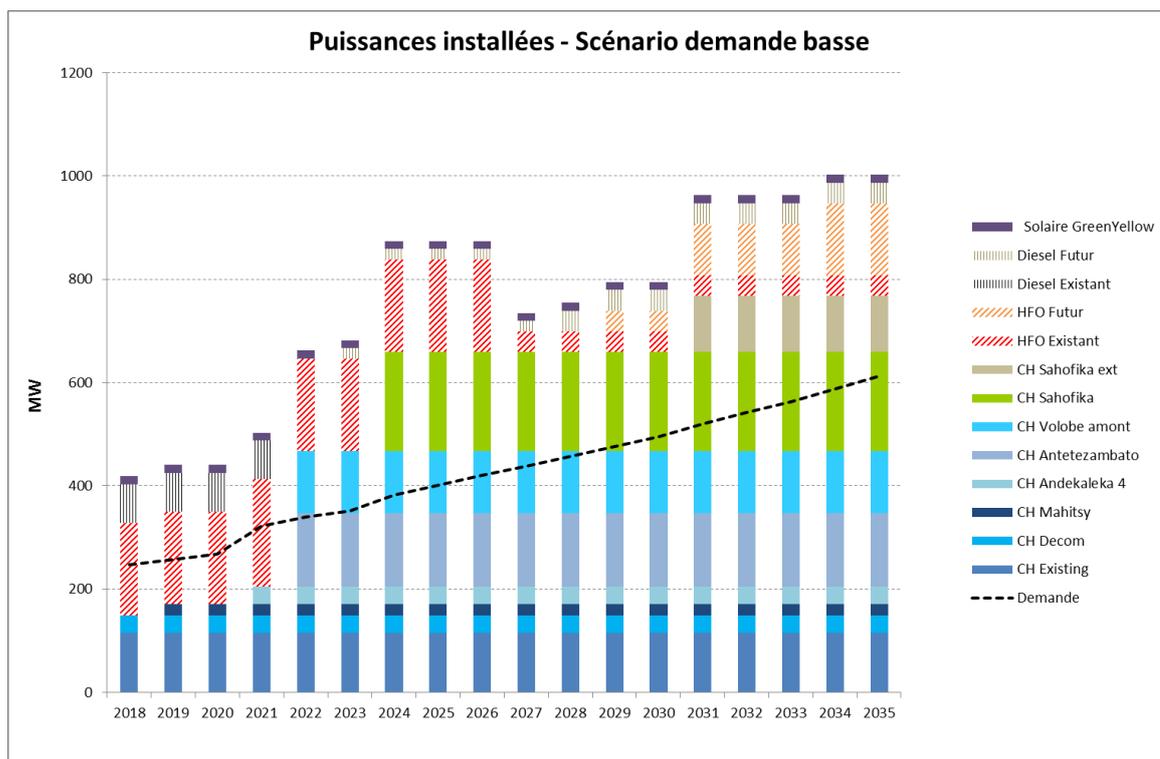


Fig. 27. *Prévisions des puissances installées dans le cas du scénario de la demande basse (projets HT)*

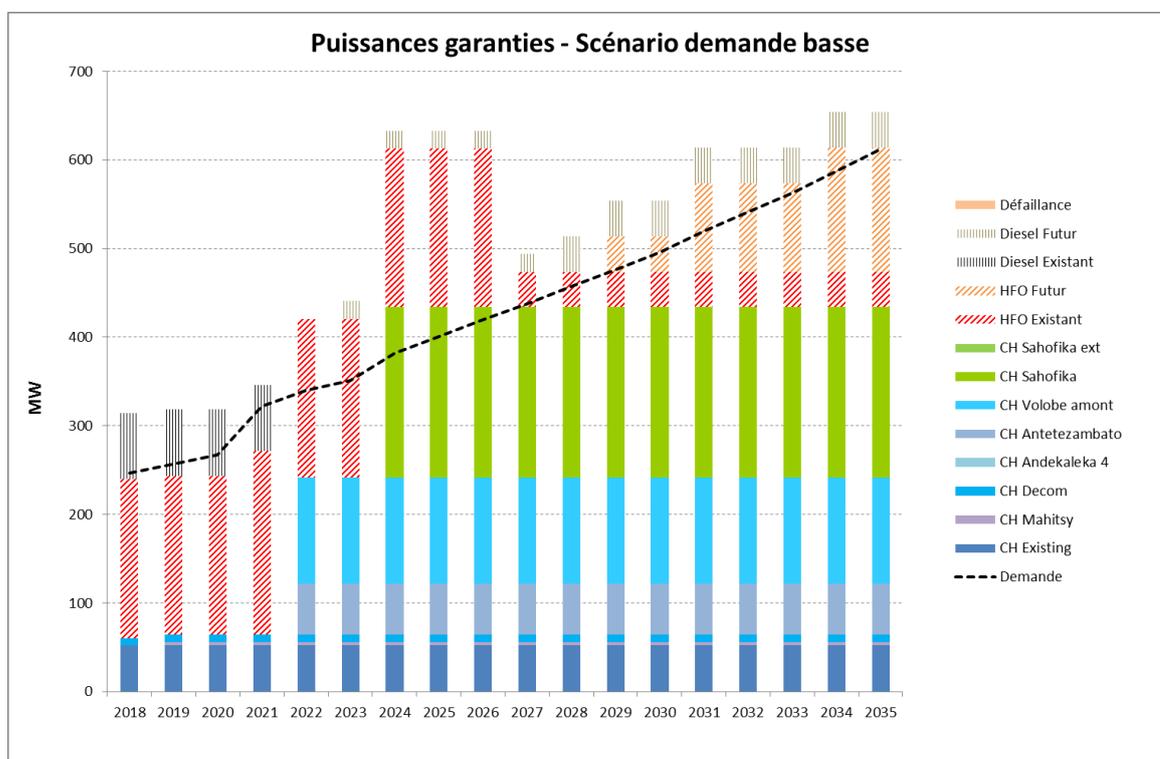


Fig. 28. *Prévision des puissances garanties en pointe dans le cas du scénario de la demande basse (projets HT)*

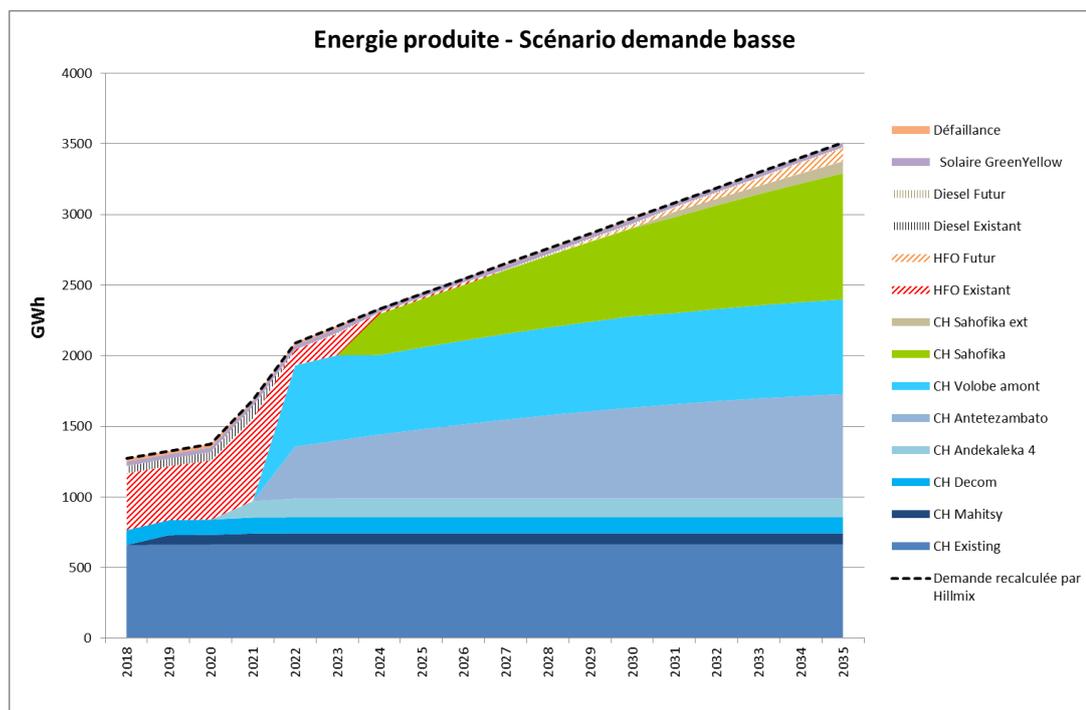


Fig. 29. Placement de l'énergie produite dans le cas du scénario de la demande basse (projets HT)

Le tableau ci-après récapitule les performances économiques et les compare avec celles du scénario de base.

Tabl. 74 - Comparaison des performances économiques du scénario de la demande basse avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 764	M €	1 921	M €	-8.2%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	19 244	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.2	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

Le coût actualisé du plan de développement diminue de 157 M€ sur l'ensemble de la période, soit environ 8.2 %. Cette diminution du coût du plan est liée à une forte diminution de la demande.

7.3.3. Simulation avec le scénario demande haute pour les projets HT

Ce scénario consiste à revenir sur l'hypothèse faite dans l'étude de la demande sur le fait que la mine d'Ambatovy effacerait complètement sa demande de 40 MW pendant les heures de pointe. L'hypothèse faite est alors qu'elle efface à 50% sa demande pendant 5 heures, de 16h à 21h. Cela impacte la demande en puissance qui est augmentée de 40 MW à la pointe.

Ce scénario n'a pas d'impact sur le placement des trois ouvrages hydroélectriques majeurs (Antetazambato, Volobe, Sahofika) qui sont nécessaires dès leur date de mise en service au plus tôt. L'extension de Sahofika est également mis en service en 2028, comme dans le scénario de base. La quantité de thermique installée en fin de plan est par contre légèrement augmentée (290 MW au lieu de 270 MW dans le scénario de base), pour permettre de répondre à cette augmentation de la demande de pointe.

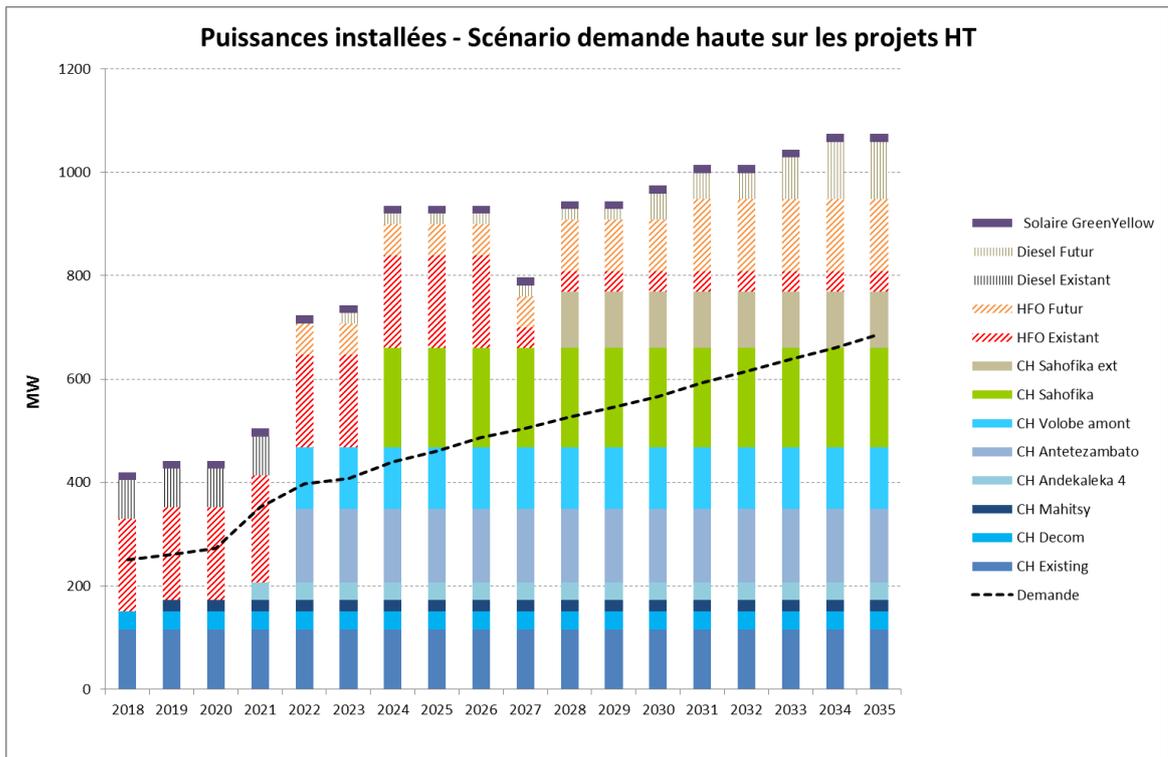


Fig. 30. *Prévisions des puissances installées dans le cas du scénario de la demande haute (projets HT)*

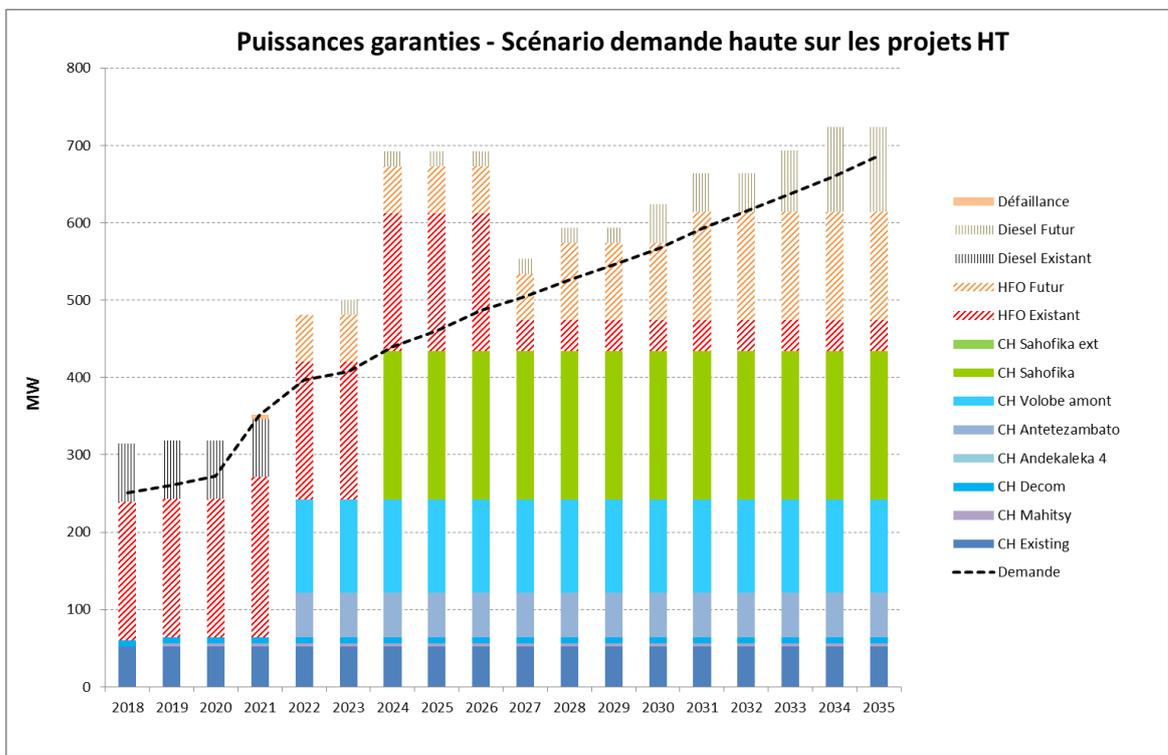


Fig. 31. *Prévision des puissances garanties en pointe dans le cas du scénario de la demande haute (projets HT)*

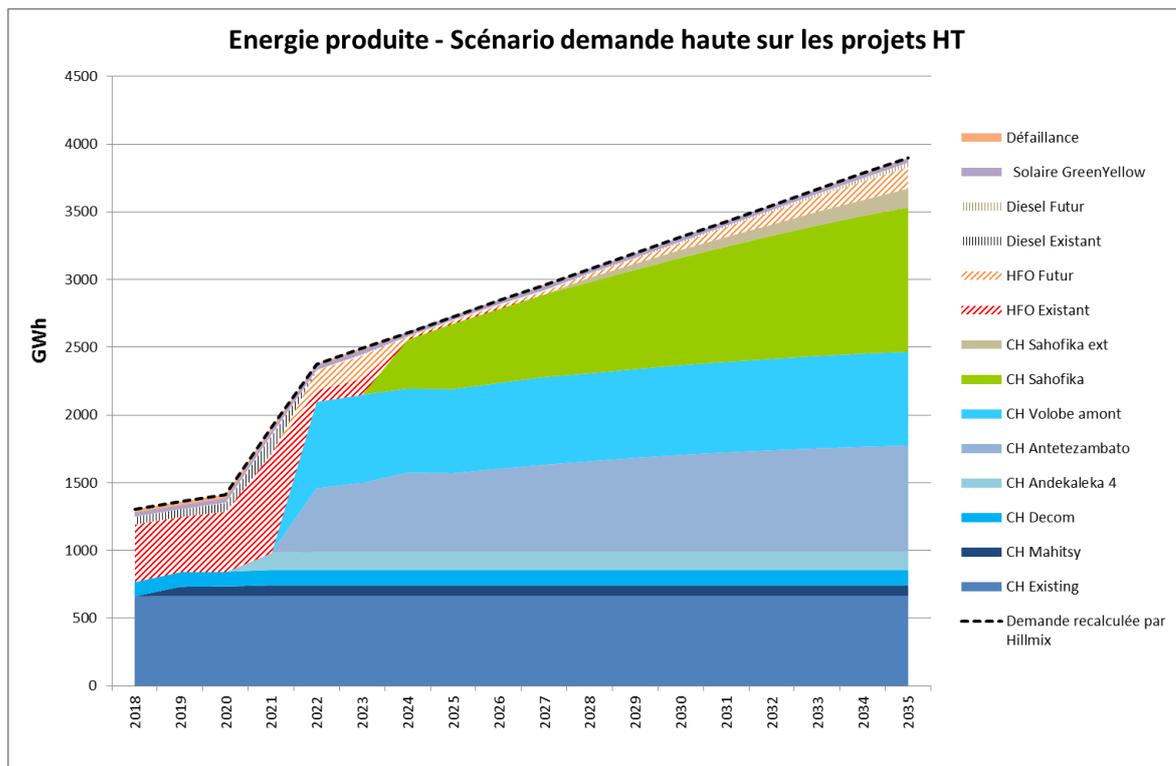


Fig. 32. Placement de l'énergie produite dans le cas du scénario de la demande haute (projets HT)

Le tableau ci-après récapitule les performances économiques et les compare avec celles du scénario de base.

Tabl. 75 - Comparaison des performances économiques du scénario de la demande haute avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 931	M €	1 921	M €	0.5%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.1	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

Le coût actualisé du plan de développement augmente de 10 M€ sur l'ensemble de la période, soit environ 0.5 %. Cette augmentation du coût du plan est liée à l'augmentation de la demande de pointe d'environ 6%.

7.3.4. Augmentation du prix de combustibles de 30 %

L'augmentation de 30% du prix d'achat des combustibles n'a qu'un faible impact sur la stratégie du plan de développement puisque le scénario de base privilégie déjà fortement l'hydraulique par rapport à la production d'origine thermique.

Avec ce critère de sensibilité, les principaux impacts suivants sont constatés :

- Mise en service de l'ouvrage hydroélectrique de Talaviana en 2032 afin de diminuer les coûts de production du thermique en fin de plan.

- Diminution de la puissance installée en thermique (gazole) à la fin du plan de 10 MW (80 MW au lieu de 90 MW).

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 2.2% (43 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 76 - Comparaison des performances économiques du scénario augmentation du coût des combustibles de 30% avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 964	M €	1 921	M €	2.2%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.3	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

7.3.5. Baisse du prix des combustibles de 30 %

La baisse de 30% du prix d'achat des combustibles n'a qu'un faible impact sur la stratégie du plan de développement puisque le scénario de base privilégie déjà fortement l'hydraulique par rapport à la production d'origine thermique.

Avec ce critère de sensibilité, les seules constatations notables sont :

- Pas d'impact sur le placement des ouvrages hydroélectriques.
- Augmentation de la puissance thermique installée de 10 MW (100 MW de gazole au lieu de 90 MW dans le scénario de base). Cet impact reste mineur, et le coût de production thermique est surtout modifié par la baisse du coût des combustibles.

L'impact sur le coût global du plan de développement est une réduction de 2.4% (46 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 77 - Comparaison des performances économiques du scénario baisse du coût des combustibles de 30% avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 875	M €	1 921	M €	-2.4%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	8.8	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

7.3.6. Retard de 2 ans sur la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux

La mise en service d'un ouvrage hydroélectrique structurant est le point fondamental de la stratégie du plan de développement. Un retard de disponibilité de ces ouvrages principaux pourrait avoir des conséquences importantes sur le plan de développement.

Une simulation a donc été réalisée avec deux ans de retard sur tous les ouvrages principaux et leurs extensions.

Avec ce critère de sensibilité, les seules constatations sont :

- Pas d'impact sur le placement des ouvrages hydroélectriques. Ce sont les mêmes ouvrages qui sont sélectionnés, avec deux ans de retard. Ce sont Antetezambato et

Volobe en 2024, et Sahofika en 2026. Son extension est mise en service en 2029 au lieu de 2028 dans le scénario de base.

- Pas de modification sur la puissance thermique installée à la fin du plan de développement. Elle est cependant fortement augmentée jusqu'en 2026, avec la quantité d'énergie d'origine thermique produite afin de palier le retard de la mise en service des ouvrages hydrauliques majeurs.

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 16.3% (313 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 78 - Comparaison des performances économiques du scénario 2 ans de retard sur la mise en service des ouvrages hydroélectriques majeurs avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	2 234	M €	1 921	M €	16.3%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	10.5	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

Le graphique ci-après montre bien l'augmentation de la production d'origine thermique avant la mise en service des ouvrages hydroélectriques.

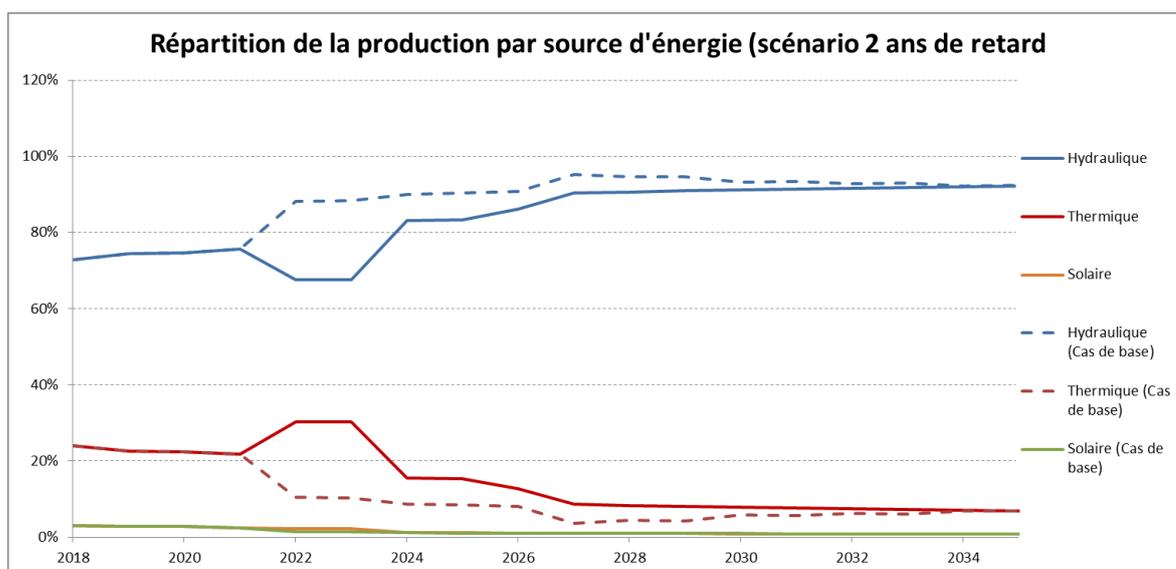


Fig. 33. Répartition de la production par source d'énergie (scénario avec 2 ans de retard sur les principaux ouvrages hydrauliques)

7.3.7. Retard de 2 ans sur la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux, mais non simultanément

Il est fort probable que tous les ouvrages hydroélectriques prennent du retard dans leur développement. Il est également probable que certains d'entre eux prennent plus de retard que les autres, ne serait-ce que parce que certains d'entre eux présentent des niveaux de complexité technique plus importants que les autres. Nous avons donc étudié l'impact d'un retard d'un projet hydroélectrique, les autres restants inchangés.

7.3.7.1. RETARD DE 2 ANS SUR LA DATE DE MISE EN SERVICE AU PLUS TOT D'ANTETEZAMBATO

Nous avons considéré dans ce scénario qu'Antetezambato ne serait pas disponible avant 2024. On constate alors que :

- En 2024, la mise en service de Sahofika puis de son extension sont prioritaires car ils présentent des puissances garanties en pointe plus importantes que celles d'Antetezambato. La mise en service de ces ouvrages est donc nécessaires dès qu'ils sont disponibles : 2024 pour Sahofika, et 2026 pour son extension.
- Antetezambato est alors mis en service lorsqu'il est à nouveau nécessaire d'investir dans de l'hydraulique pour pallier l'augmentation de la demande, soit en 2031.
- Du fait de l'absence d'Antetezambato dès 2022, il est nécessaire de recourir à du thermique entre 2022 et 2024. La puissance thermique installée est alors importante (350 MW). En fin de plan, elle reste supérieure au scénario de base, mais comparable (280 MW au lieu de 270 MW).

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 2.7 % (52 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 79 - Comparaison des performances économiques du scénario 2 ans de retard sur la mise en service d'Antetezambato avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 973	M €	1 921	M €	2.7%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.3	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

7.3.7.2. RETARD DE 2 ANS SUR LA DATE DE MISE EN SERVICE AU PLUS TOT DE VOLOBE

Nous avons considéré dans ce scénario que Volobe ne serait pas disponible avant 2024. On constate alors que :

- En 2024, la mise en service de Sahofika puis de son extension sont prioritaires car ils présentent des puissances garanties en pointe plus importantes que celles de Volobe. La mise en service de ces ouvrages est donc nécessaires dès qu'ils sont disponibles : 2024 pour Sahofika, et 2026 pour son extension.
- Volobe est alors mis en service lorsqu'il est à nouveau nécessaire d'investir dans de l'hydraulique pour pallier l'augmentation de la demande, soit en 2029.
- Du fait de l'absence de Volobe dès 2022, il est nécessaire de recourir à du thermique entre 2022 et 2024. La puissance thermique installée est alors importante (330 MW). En fin de plan, elle reste supérieure au scénario de base, mais comparable (280 MW au lieu de 270 MW).

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 2.6 % (51 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 80 - Comparaison des performances économiques du scénario 2 ans de retard sur la mise en service de Volobe avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 972	M €	1 921	M €	2.6%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.3	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

7.3.7.3. RETARD DE 2 ANS SUR LA DATE DE MISE EN SERVICE AU PLUS TOT DE SAHOFIKA

Nous avons considéré dans ce scénario que Sahofika ne serait pas disponible avant 2026 et son extension en 2028. On constate alors que :

- Le placement des ouvrages de Antetezambato et Volobe n'est pas modifié, et cela permet d'économiser des coûts de thermique, jusqu'à la mise en service de Sahofika en 2026, et de son extension en 2028.
- Du fait de l'absence de Sahofika dès 2024, il est nécessaire de recourir à du thermique entre 2024 et 2026 pour répondre à la demande de pointe. La puissance thermique installée est alors légèrement plus élevée que dans le scénario de base (280 MW au lieu de 250 MW). En fin de plan, elle reste supérieure au scénario de base, mais comparable (280 MW au lieu de 270 MW).

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 0.6 % (12 M€) comme le montre le tableau suivant :

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	1 933	M €	1 921	M €	0.6%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.1	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

7.3.7.4. CONCLUSIONS PAR RAPPORT AUX RETARDS SUR LE DEVELOPPEMENT DES DIFFERENTS OUVRAGES HYDROELECTRIQUES

On constate grâce à ces différents tests de sensibilité que l'ouvrage de Sahofika est l'ouvrage principal qui est indispensable dans le plan de développement puisqu'il dispose d'une grande capacité de stockage et donc d'une puissance garantie importante. Ainsi, quand Antetezambato ou Volobe est en retard, l'optimisation se fait alors en développant d'abord Sahofika en 2024, puis son extension, et ensuite seulement l'ouvrage retardé.

Quand Sahofika est en retard, les autres ouvrages sont mis en service en 2022, et cela permet de patienter avant l'arrivée de Sahofika. Ce retard a moins d'impact sur le coût puisque la présence de deux ouvrages hydroélectriques auparavant permet de réduire le recours au thermique pour pallier le manque de production.

7.3.8. Alternative Ranomafana

L'ensemble des analyses de sensibilité réalisées n'a jamais sélectionné l'aménagement de Ranomafana pour le placer au moindre coût dans le mix énergétique.

Du fait de la mise en service de 3 autres ouvrages hydroélectriques majeurs d'ici 2024, il serait difficile de placer son énergie. De plus, son coût de production est plus élevé, et ses performances énergétiques (production, puissance garantie) sont moins intéressantes que celles des trois

ouvrages sélectionnés en priorité. Ce sont ces raisons qui expliquent qu'il ne soit pas sélectionné dans le mix énergétique.

Nous avons cependant souhaité quantifier l'impact du développement de Ranomafana sur le coût du Plan de développement, malgré le fait que ce soit un choix non économique. Cela permet également de voir si le développement d'un quatrième ouvrage hydroélectrique serait une option intéressante pour le mix énergétique.

Une nouvelle analyse de sensibilité a donc consisté à fixer dans le logiciel la date de mise en service de Ranomafana dès 2024 de façon à déterminer la stratégie la plus économique avec cette contrainte.

Avec ce critère de sensibilité, les principaux impacts suivants sont constatés :

- Il est tout de même nécessaire de mettre en service les ouvrages hydroélectriques d'Antetazambato et de Volobe dès 2022.
- Du fait de l'arrivée de Ranomafana en 2024, il est plus économique d'attendre pour la mise en service de Sahofika. Cependant, cet ouvrage est structurant pour le mix énergétique, notamment grâce à sa puissance garantie en pointe. Au final sa mise en service n'est décalée que d'un an du fait de la présence de Ranomafana : 2025, au lieu de 2024 dans le scénario de base. L'extension de Sahofika est par contre décalée de 2 ans : 2030 au lieu de 2028 dans le scénario de base.
- Du fait de la mise en service d'un quatrième ouvrage hydroélectrique, la quantité de thermique nécessaire est légèrement moins importante (70 MW de gazole au lieu de 90 MW, pas de modification sur la quantité de HFO)

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 5.2% (100 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 81 - Comparaison des performances économiques du scénario Ranomafana avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	2 021	M €	1 921	M €	5.2%
Taux d'actualisation	10%		10%		
Somme de la production actualisée	21 234	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	9.5	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

7.3.9. Influence du taux d'actualisation

Nous avons regardé l'influence d'une réduction du taux d'actualisation à 6 % au lieu de 10 %. Cela a tendance à favoriser des projets avec des investissements importants, et donc privilégier l'hydraulique par rapport au thermique.

Avec ce critère de sensibilité, les constats suivants ont été relevés :

- Le placement des trois ouvrages hydroélectriques structurants n'est pas modifié.
- La mise en service de l'extension de Sahofika est avancée d'un an (2027 au lieu de 2028), et on met également en service l'ouvrage de Talaviana en 2032, alors qu'il n'était pas utilisé dans le scénario de base.
- Cela permet de réduire légèrement la quantité de thermique nécessaire en fin de plan (80 MW de gazole au lieu de 90 MW, et pas de changement sur la quantité de HFO).

L'impact sur le coût global du plan de développement est de presque 30% (565 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 82 - Comparaison des performances économiques du scénario avec un taux d'actualisation à 6% avec celles du scénario de base

De 2018 à 2035			Référence		
Somme des coûts actualisés	2 486	M €	1 921	M €	29.4%
Taux d'actualisation	6%		10%		
Somme de la production actualisée	28 698	GWh	21 234	GWh	
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	8.7	c€/kWh	9.0	c€/kWh	

Cela est dû à la diminution du taux d'actualisation puisqu'on compare des sommes de coûts actualisés. Par contre le Coût moyen actualisé de production est légèrement diminué : 8.7 c€/kWh au lieu de 9 c€/kWh.

7.3.10. Augmentation des coûts d'investissements des ouvrages hydroélectriques

Nous avons fait trois simulations en augmentant le coût d'investissement de chaque projet hydroélectrique de 10% afin de s'assurer qu'un surcoût d'un ouvrage n'impactait pas le plan de développement.

Les résultats de ces simulations montrent la robustesse du plan de développement. En effet, lorsqu'on augmente le coût d'un des trois ouvrages de 10%, on constate qu'il n'y a pas de modification du placement des ouvrages hydroélectriques. L'ouvrage est tout de même mis en service dès qu'il est disponible. Il n'est jamais fait appel à un autre ouvrage, ou à du thermique pour le remplacer.

7.4. SYNTHÈSE

Le tableau suivant synthétise les résultats des différents tests de sensibilité effectués.

Tabl. 83 - Synthèse des tests de sensibilité effectués

Scénario	Somme des coûts actualisés	Ecart / PDMC	Ecart / PDMC	CMLT	Commentaires
	M€	M€	%	c€/kWh	
PDMC	1 921	-	-	9.0	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Avec Scaling solar (nouveau design)	1 934	12	0.6%	9.1	Coût du plan identique au PDMC si le coût de Scaling solar reste inférieur à 12c€/kWh Caractéristiques Scaling solar : 20 MWC avec stockage batterie 7,4 MW - 37 MWh Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Avec ajout de solaire avec stockage 70 MWC	1 980	58	3.0%	9.3	Coût du plan identique au PDMC si le coût de Scaling solar reste inférieur à 9,8c€/kWh Caractéristiques solaire : 70 MWC avec stockage batterie 25,8 MW - 129 MWh Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Retard de 2 ans sur les 4 principaux ouvrages hydroélectriques	2 234	313	16.3%	10.5	Antetезambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2029)
Retard de 2 ans pour Volobé uniquement	1 972	50	2.6%	9.3	Antetезambato (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2026) - Volobe (2029)
Retard de 2 ans pour Antetезambato uniquement	1 973	51	2.7%	9.3	Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2026) - Antetезambato (2031)
Retard de 2 ans pour Sahofika uniquement	1 933	12	0.6%	9.1	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2028)
Demande HT basse	1 764	-157	-8.2%	9.2	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2031)
Demande HT haute	1 931	10	0.5%	9.1	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Scénario + 30% sur les coûts des combustibles	1 964	43	2.2%	9.3	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028) - Talaviana (2032)
Scénario - 30% sur les coûts des combustibles	1 875	-46	-2.4%	8.8	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2028)
Taux d'actualisation à 6%	2 486	565	29.4%	8.7	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Sahofika (2024) - Sahofika extension (2027) - Talaviana (2032)
Ranomafana fixé en 2024	2 021	100	5.2%	9.5	Antetезambato (2022) - Volobe (2022) - Ranomafana (2024) - Sahofika (2025) - Sahofika extension (2030)
Coût Antetезambato +10%					Pas d'incidence sur le placement des ouvrages
Coût Volobé +10%					Pas d'incidence sur le placement des ouvrages
Coût Sahofika +10%					Pas d'incidence sur le placement des ouvrages

Scénarios complémentaires	Somme des coûts actualisés	Ecart	Ecart	CMLT	Commentaires
	M€	M€	%	c€/kWh	
Retard de 2 ans sur les 4 principaux ouvrages hydroélectriques	2 234	-	-	10.5	Antetезambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2029)
Retard de 2 ans des ouvrages hydroélectriques & avec Scaling solar (nouveau design)	2 240	6	0.2%	10.5	Coût du plan identique au "PDMC+hydro 2ans" si le coût de Scaling solar reste inférieur à 15,2c€/kWh Caractéristiques Scaling solar : 20 MWC avec stockage batterie 7,4 MW - 37 MWh Antetезambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2029)
Retard de 2 ans des ouvrages hydroélectriques & ajout solaire avec stockage 70 MWC	2 255	21	0.9%	10.6	Coût du plan identique au "PDMC+hydro 2ans" si le coût de Scaling solar reste inférieur à 15,1c€/kWh Caractéristiques solaire : 70 MWC avec stockage batterie 25,8 MW - 129 MWh Antetезambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2030)
Retard de 2 ans des ouvrages hydroélectriques & ajout solaire avec stockage 140 MWC	2 298	64	2.9%	10.8	Coût du plan identique au "PDMC+hydro 2ans" si le coût de Scaling solar reste inférieur à 13,5c€/kWh Caractéristiques solaire : 140 MWC avec stockage batterie 51,6 MW - 258 MWh Antetезambato (2024) - Volobe (2024) - Sahofika (2026) - Sahofika extension (2031)

8. CONCLUSION SUR LE PLAN DE PRODUCTION

Les résultats issus des simulations d'optimisation ci-dessus ont permis de faire ressortir des conclusions claires sur le plan technique et économique mais il convient au préalable de rappeler que l'élaboration du PDMC, objet de notre étude, n'est qu'une étape dans la prise de décision finale. En effet, ces conclusions ne constituent en définitive que les données d'entrée de la nécessaire étude financière qui permettra de départager les scénarios de développement, sur base des différentes contraintes contractuelles ou capacités à investir, etc. Il convient également de préciser que les conclusions ci-dessous doivent être complétées ou ajustées si besoin avec les résultats de l'étude du réseau de transport présentés dans la section suivante du rapport.

Ainsi, le Plan de Développement au moindre coût des moyens de production, et ses analyses de sensibilité, a mis clairement en avant les conclusions suivantes :

- La nécessité de développer au plus tôt des projets hydroélectriques structurants est confirmée. Au vu des projections de la demande, il est nécessaire de développer 3 ouvrages, et ce sont Antetetzambato, Volobe et Sahofika qui présentent les meilleures caractéristiques pour le plan de développement. Ces ouvrages doivent être développés dès qu'ils sont disponibles.
- Les résultats montrent que le développement au moindre coût du mix énergétique utilise la production thermique comme variable d'ajustement. Elle est utilisée pour attendre la mise en service des ouvrages hydroélectriques majeurs, et pour répondre à la demande de pointe à la fin du plan. Cela implique notamment de ne pas renouveler les contrats IPP des centrales thermiques existantes afin d'augmenter la flexibilité dans le mode d'exploitation de ces centrales thermiques, et d'en diminuer le coût de production.
- Compte tenu des caractéristiques des ouvrages hydroélectriques du mix énergétique, le développement de projets solaires ne peut être économique que s'il est développé avec du stockage pour déplacer la production vers la pointe du soir et assurer une puissance garantie. Les résultats montrent qu'un coût de production du solaire inférieur à environ 15 c€/kWh pourrait être économique si les trois projets hydroélectriques structurants sont retardés de deux ans. Si les mises en services de ces ouvrages hydroélectriques étaient maintenues aux dates du PDMC, alors ce coût économique plafond serait ramené à 12c€/kWh. Par ailleurs, il est important de souligner qu'en cas de développement du solaire, l'intérêt est de mettre en service ce mode production le plus rapidement possible afin de pouvoir substituer de la production thermique avant l'arrivée de l'hydroélectricité à grande échelle. Enfin, contenu de l'arrivée prochaine de l'hydroélectricité à grande échelle, le Consultant recommande de rester sur un niveau de puissance installée totale de l'ordre de 50 MWc avec stockage.
- Les tests de sensibilité sur les coûts du thermique, la projection de la demande, le taux de pénétration du solaire, les retards potentiels de mise en service des ouvrages hydroélectriques, ainsi que l'augmentation de leur coûts d'investissement de 10% ne modifient pas le placement des projets hydroélectriques, ce qui confirme la robustesse du plan de développement présenté.
- Le test de sensibilité réalisé en fixant la date de mise en service de Ranomafana permet d'apprécier le surcoût que cela engendrerait sur le plan de développement (+100 million, soit environ 5%). Cela montre qu'il n'est pas économique de développer un quatrième ouvrage hydroélectrique majeur à l'horizon du plan.

SECTION 4

ETUDE DU RENFORCEMENT ET DE L'EXPANSION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DU RI

9. METHODOLOGIE DETAILLEE DES SIMULATIONS DE RESEAU

9.1. OBJECTIFS DES SIMULATIONS DU RESEAU DE TRANSPORT ET METHODOLOGIE GENERALE

L'étude et la simulation du réseau interconnecté est une étape déterminante qui permet de valider et d'affiner les investissements prévus en matière d'équipements de production et de lignes de transport.

Le plan d'expansion et de renforcement du réseau de transport utilise comme données d'entrées à la fois les projections de la demande et le Plan de Développement au Moindre Coût des moyens de production. Ces données ne sont pas remises en cause pour l'étude du transport. Les études électriques couvrent la période 2017-2035. Trois années cibles sont étudiées dans le cadre de cette étude : 2021, 2024 et 2035. Ces trois années correspondent aux dates clés du plan d'optimisation de la production élaboré dans cette étude (scénario de base calculé avec Hillmix). Le réseau prévisionnel cible est alors modélisé sous PowerFactory de la société DlgSILENT. Plusieurs simulations de situations critiques permettent alors de valider la fiabilité, l'efficacité et la sûreté des réseaux prévisionnels. Si nécessaire, le plan de tension est optimisé par l'ajout de moyens de compensation (réactance, banc de capacités, etc.) afin de respecter les tolérances en vigueur.

9.1.1. Etudes statiques

Les études statiques consistent à observer l'état du système électrique à un instant donné afin de vérifier que le mix énergétique à cet instant est bien conforme aux règles de fonctionnement du réseau de transport (« Grid Code »). Ces études statiques sont constituées par le calcul des flux de puissances (ou Load Flow) et permettent de déterminer la répartition de la puissance produite sur le réseau et d'identifier les conséquences de cette répartition sur les grandeurs électriques du réseau.

Les points suivants sont particulièrement observés :

- Observations des éventuelles surcharges de lignes au regard du Courant Maximal Admissible en régime Permanent (I_{map}) ;
- Observation du plan de tension induit par les flux de puissance et des éventuels problèmes de surtension ou de sous-tension sur le réseau.
- Analyse du critère N-1 statique : ce critère stipule que le réseau doit pouvoir faire face à la perte d'un élément du système tout en restant dans les plages de fonctionnement admises. Les lignes importantes sont donc ouvertes à la pointe de charge pour voir si le report de charges est possible sur les autres lignes sans dépasser leurs limites thermiques.

Sur la base des résultats des calculs précédents, les éventuels points faibles sont mis en évidence. Des recommandations de renforcement du réseau peuvent être faites (renforcement de la capacité des lignes de transport, équipements additionnels de compensation réactive, recommandations d'exploitation des centrales, spécifications des futures installations de productions décentralisées, etc.).

Les calculs de flux de puissance ont été réalisés sur 3 scénarios pour chaque année cible de simulation. Ces scénarios sont définis dans la suite de ce rapport.

9.1.2. Etudes dynamiques

Les études dynamiques réalisées dans le cadre de cette étude consistent en une analyse de la stabilité transitoire du système. Autrement dit, l'objectif est de vérifier la stabilité du système électrique suite à un événement de simulation (défaut puis élimination de l'élément en défaut). Dans le cadre de cette étude, les événements simulés consistent soit en un défaut de type court-circuit sur une ligne électrique, soit en la perte d'une unité de production ou d'une ligne.

L'objectif est de vérifier la stabilité asymptotique des variables électromécaniques du système suite à ces événements de simulations. La stabilité est observée au regard de plusieurs fonctions du temps, en particulier :

- Stabilité de la tension ;
- Stabilité de la fréquence ;
- Stabilité des alternateurs (stabilité angulaire).

Afin de garantir la stabilité du système, l'ensemble de ces variables doit également rester dans les plages de valeurs admissibles fixées. Ces domaines d'exploitation sont indiqués dans la partie suivante.

Dans le cas des études dynamiques, les centrales participant au réglage de la tension et de la fréquence via leur régulation doivent avoir une réserve de puissance par rapport à leur puissance installée. L'ensemble des réserves de puissance de ces centrales est appelé la réserve tournante. Celle-ci qui doit être supérieure ou égale à la puissance du plus gros groupe du réseau. A la suite d'un défaut comme la perte d'un groupe, pour ramener la fréquence à sa valeur initiale et permettre aux centrales participant à la régulation de récupérer leur réserve, il peut être nécessaire de démarrer des groupes à l'arrêt. Cet apport de puissance réalisé par le gestionnaire de réseau est appelé la réserve froide et n'est pas pris en compte dans les simulations.

Note : La réserve tournante n'est pas prise en compte dans les études statiques afin de dimensionner les lignes par rapport à la puissance maximum qui peut les traverser.

Les cas d'études et les hypothèses associées aux simulations de stabilité sont détaillés dans la suite de ce rapport.

9.2. PLAGES DE FREQUENCE ET TENSION

9.2.1. Plages de fréquence

En régime de fonctionnement normal, la fréquence électrique du système doit se situer classiquement dans la plage [48 Hz ; 52 Hz].

Des régimes de fonctionnement du réseau dans des plages de fréquence plus hautes ou plus basses que la plage normale peuvent se produire pour des durées limitées :

- Inférieur à 46 Hz pendant quelques secondes, quelques fois par an (régime transitoire) ;
- [46 Hz ; 48 Hz] pendant quelques minutes 10 à 30 fois par an ;
- Supérieur à 52 Hz pendant quelques secondes, quelques fois par an (régime transitoire).

9.2.2. Plages de tension

En régime de fonctionnement normal, la tension électrique du système doit se situer dans la plage suivante :

- [Un - 5% ; Un + 5%] avec Un : tension nominale de l'équipement

De manière exceptionnelle et temporaire, la tension doit rester dans la plage suivante :

- [Un - 15% ; Un + 10%] avec Un : tension nominale de l'équipement

9.3. SCENARII ET RESULTATS

Pour chaque année cible, le réseau est modélisé sous PowerFactory et les simulations représentatives suivantes sont réalisées :

- Etudes statiques
 - Simulation de répartition de puissance à la pointe de charge
 - Simulation de répartition de puissance au creux de charge
 - Simulation de répartition de puissance à l'étiage
 - Calculs de court-circuit à toutes les barres (pour l'année 2035)
- Etudes dynamiques de répartition de puissance
 - Simulation de la perte du plus gros groupe de production
 - Simulation d'un court-circuit triphasé sur une ligne HT
 - Simulation de la perte d'une ligne critique

Les éventuelles modifications du réseau de transport ou moyens de compensations se révélant nécessaires suite aux études statiques sont introduites avant de passer aux études dynamiques. Les résultats sont alors analysés et commentés et aboutissent sur un planning prévisionnel des investissements sur le réseau de transport.

Remarque : Les études dynamiques sont effectuées dans les conditions de la pointe de charge, cas le plus défavorable.

9.4. MODELISATION DU RESEAU ET HYPOTHESES DE CALCUL

9.4.1. Documents de référence

La collecte de données a permis de récolter les données nécessaires à l'étude. Les informations issues des documents listés ci-après ont été utilisées dans la modélisation du réseau électrique :

- JIRAMA – Schéma unifilaire du RI Tananarive – Octobre 2017
- JIRAMA – Caractéristiques des centrales thermiques et hydrauliques (Alternateurs, Transformateurs, ligne, ...)
- Etude de la demande et PDMC du présent rapport

9.4.2. Architecture du réseau existant

Le réseau de transport d'Antananarivo existant est composé des niveaux de tension suivants :

Les lignes 63 kV et 35 kV assurent la majeure partie du transport de l'électricité, en reliant les centrales aux centres de consommation. Une liaison 63 kV est également installée afin de relier la ville d'Antsirabe et les centrales situées à ce niveau, à environ 140 km au sud de Tana.

Le niveau le plus élevé, 138 kV, permet de relier au réseau interconnecté la partie nord d'Antananarivo, où la consommation est importante, et surtout de raccorder la centrale hydraulique d'Andekaleka située à près de 140 km au nord-est de la ville.

Le réseau de distribution, qui permet de faire le lien entre les postes sources du réseau de transport et les points de consommation, est installé et exploité sous deux principaux niveaux de tension : 5 kV et 20 kV. Le niveau de tension 35 kV n'étant pas vraiment adapté à du transport pourra être utilisé dans le futur comme niveau de tension de distribution. Dans cette étude, la distribution ne sera pas modélisée, ni directement étudiée. Les charges seront agglomérées à chaque poste source, sous la forme d'une charge équivalente (modélisée par une Puissance Active (P) et une Puissance Réactive (Q)), englobant les consommations et les pertes sur le réseau de distribution. Pour chaque scénario étudié, les valeurs de ces charges sont estimées à partir du scénario de base de l'étude de la demande réalisée par le Consultant.

9.4.3. Modélisation du réseau interconnecté actuel et futur

Le réseau, modélisé suivant les hypothèses définies dans la partie précédente, comprend les éléments suivants :

- Systèmes de production d'énergie (centrales existantes et futures centrales),
- Système de transport d'énergie : Lignes aériennes 220 kV, 138 kV, 63 kV (et 35 kV existant pour Tana), transformateurs, postes haute tension...

Les caractéristiques et la configuration des différents éléments ont été déduites des informations issues des documents de référence listés précédemment. Lorsque les informations nécessaires à l'élaboration du modèle n'étaient pas disponibles, le Consultant a utilisé des valeurs typiques couramment utilisées pour ces types d'équipements.

Le Consultant a modélisé l'ensemble du réseau interconnecté d'Antananarivo. Toutes les centrales existantes ainsi que les lignes de transport haute tension ont été modélisées. Les principales lignes moyenne tension (35 kV) ont aussi été modélisées pour prendre en compte les bouclages des postes MT de la capitale. Pour chaque poste, une charge équivalente représente la somme de la puissance appelé par tous les départs du poste. Les valeurs des charges utilisées pour caler le modèle au réseau existant sont celles qui sont transcrites sur l'unifilaire transmis par la JIRAMA. Elles correspondent à la puissance de pointe en MW du réseau en Octobre 2017. La puissance réactive des charges n'étant pas connu, une valeur classique de facteur de puissance de 0,93 a été choisie.

Pour la modélisation du réseau futur aux différentes années cibles, les modifications prévues découlant de l'étude de la demande et de l'étude du parc de production ont été ajoutées à cette base. Lorsque les données des futurs projets (de centrales ou de lignes) étaient incomplètes, des hypothèses réalistes ont été prises.

Remarque : Le réseau 35 kV actuel d'Antananarivo a été modélisé pour prendre en compte les centrales connectées sur ce réseau. Pour les simulations des années cibles futures, le développement des lignes MT de la capitale et du reste du pays n'est pas modélisé. En effet, les simulations de réseau de transport sont utiles pour représenter les transits sur les axes structurant

du pays. Un tel niveau de détail n'apporterait pas de modification à ces transits, alourdirait les simulations et compliquerait la compréhension.

9.4.4. Hypothèses de répartition de la demande

Pour réaliser l'étude du réseau de transport, il est nécessaire d'agréger les charges des localités au poste source HT le plus proche.

La demande de chaque commune est tirée du scénario de base du rapport sur la demande et comprend la puissance consommée en BT, MT et HT. Ensuite, les communes ont été rattachées au poste HT/MT le plus proche (rayon de 100 km maximum) puisque les lignes de distribution ne sont pas représentées dans ces simulations.

A Antananarivo, une partie du réseau actuel en 35 kV a été conservée pour les raisons mentionnées précédemment. Pour réaliser la répartition de la charge globale future de la capitale, deux hypothèses ont été prises. La charge globale va se répartir sur les postes existants de manière proportionnelle à leur importance ainsi que sur les nouveaux postes à la périphérie de la capitale qui serviront à la fois à desservir les zones plus excentrées mais aussi à acheminer l'énergie jusqu'au centre.

9.4.5. Optimisation du plan de tension

En fonction de leur charge, les nouvelles lignes haute tension vont produire ou absorber de la puissance réactive. Pour pouvoir les mettre sous tension ou les utiliser à faible charge, il faut absorber ce réactif. Pour répondre à ce besoin, des inductances shunt ont été dimensionnées grâce aux simulations. Au cours des simulations, ces inductances ont été connectées ou déconnectées en fonction de la charge du réseau pour optimiser le plan de tension (éviter les surtensions).

En fonction de l'évolution de la charge, des condensateurs ont été ajoutés à proximité des charges importantes. Ces derniers permettent de relever le plan de tension local en fournissant le réactif nécessaire au plus près de la consommation. Pour simplifier la modélisation, ils ont été raccordés au niveau de la haute tension même si dans la pratique ils devront être positionnés au niveau des postes sources de distribution.

9.4.6. Modélisation des centrales pour les simulations dynamiques

Cette partie présente la modélisation utilisée pour les alternateurs et, en particulier, les modèles de régulateurs de tension et de vitesse utilisés pour les centrales hydroélectriques et thermiques.

Le Consultant a utilisé des modèles préexistants issus de la bibliothèque du logiciel de simulation (PowerFactory) pour modéliser la turbine et l'excitatrice des groupes. Des modèles de régulateurs typiques, conformes IEEE, ont donc été utilisés dans la modélisation. Cette hypothèse de modélisation est acceptable dans le cadre d'études de planification de réseaux futurs. Ces modèles, décrits ci-après, sont en adéquation avec les caractéristiques de chaque centrale.

9.4.6.1. EXCITATION ET REGULATEUR DE TENSION

Le but d'un circuit de contrôle d'excitation est d'augmenter ou de diminuer le courant de champ d'excitation d'une machine synchrone afin de contrôler sa tension terminale. Le courant de champ d'excitation est contrôlé en faisant varier la tension appliquée au bobinage d'excitation.

Le système d'excitation et de régulation de tension retenu pour toutes les centrales est le modèle IEEE1 dont les paramètres de régulation sont donnés dans le tableau suivant :

Tabl. 84 - Paramètres Excitations et régulateurs de tension

Description	Nom	Valeur	Unité
Measurement Delay	Tr	0,02	[s]
Controller Gain	Ka	200	[pu]
Controller Time Constant	Ta	0,03	[s]
Exciter Constant	Ke	1	[pu]
Exciter Time Constant	Te	0,2	[s]
Stabilization Path Gain	Kf	0,05	[pu]
Stabilization Path Time Constant	Tf	1,5	[s]
Saturation Factor 1	E1	3,9	[pu]
Saturation Factor 2	Se1	0,1	[pu]
Saturation Factor 3	E2	5,2	[pu]
Saturation Factor 4	Se2	0,5	[pu]
Controller Output Minimum	Vrmin	-10	[pu]
Controller Output Maximum	Vrmax	10	[pu]

9.4.6.2. TURBINE HYDRAULIQUE ET REGULATION DE VITESSE

La turbine a pour fonction d'accroître ou de diminuer la puissance mécanique appliquée à l'arbre de la génératrice afin de contrôler la vitesse angulaire (fréquence) en réponse aux fluctuations de charges électriques. La modélisation intègre la turbine hydraulique et son régulateur de vitesse.

Le modèle de turbine et de régulateur de vitesse utilisé est de type HYGOV pour les centrales hydroélectriques. Les paramètres sont indiqués ci-dessous :

Tabl. 85 - Paramètres Turbines hydrauliques et régulation de vitesse

Description	Nom	Valeur	Unité
Temporary Droop	r	0,1	[pu]
Governor Time Constant	Tr	10	[s]
Filter Time Constant	Tf	0,1	[s]
Servo Time Constant	Tg	0,5	[s]
Water Starting Time	Tw	1	[s]
Turbine Gain	At	1	[pu]
frictional losses factor pu	Dturb	0,01	[pu]
No Load Flow	qnl	0,01	[pu]
Permanent Droop	R	0,04	[pu]
Turbine Rated Power(=0->PN=Pgnn)	PN	0	[Mw]
Minimum Gate Limit	Gmin	0	[pu]
Gate Velocity Limit	Velm	0,15	[pu]
Maximum Gate Limit	Gmax	1	[pu]

Remarque :

- Le statisme est supposé égal à 4 % pour les groupes hydroélectriques ;
- La puissance nominale turbine est adaptée à la puissance alternateur de chaque groupe.

9.4.6.3. TURBINE THERMIQUE ET REGULATION DE VITESSE

Le modèle de turbine thermique et de régulateur de vitesse utilisé est de type TGOV1. Il s'agit d'un modèle simplifié, suffisant pour l'objectif de l'étude. Les paramètres sont indiqués ci-dessous :

Tabl. 86 - Paramètres Turbines thermiques et régulation de vitesse

Description	Nom	Valeur	Unité
Turbine Delay Time Constant	T3	2	[pu]
Turbine Derivative Time Constant	T2	1	[pu]
Turbine power coefficient	At	1	[pu]
Frictional Losses Factor	Dt	0	[pu]
Controller Droop	R	0,04	[pu]
Governor Time Constant	T1	0,2	[s]
Turbine Rated Power(=0->PN=Pgmn)	PN	0	[Mw]
Minimum Gate Limit	Vmin	0	[pu]
Maximum Gate Limit	Vmax	1	[pu]

Remarque :

- Le statisme est supposé égal à 4 % pour les groupes thermiques ;
- La puissance nominale turbine est adaptée à la puissance alternateur de chaque groupe.
- Tous les groupes thermiques ne participeront pas à la régulation de fréquence, ce régulateur est donc modélisé uniquement sur les plus importants.

9.4.7. Affichage et conventions sous PowerFactory

- Les différents niveaux de tension du réseau sont représentés par couleurs. Outre les faibles niveaux de tension (distribution 20 kV et 5 kV, tension en sortie d'alternateur de centrale, ...), les couleurs utilisées pour le système de transport sont les suivantes :
 - HTB : Violet pour le 220 kV, Bleu pour le 138 kV et Rouge pour le 63 kV ;
 - HTA : Vert pour le 35 kV.
- Les éléments apparaissant en gris clair sont déconnectés du réseau, inactif ou hors service pour la simulation concernée (exemple : Déconnexion d'une centrale)
- Lorsque plusieurs éléments de caractéristiques identiques sont montés en parallèle, un seul modèle est utilisé et représenté sur le diagramme unifilaire. Le nombre réel d'équipements en parallèle est alors paramétré dans le masque du modèle. C'est notamment le cas des transformateurs et des centrales composées de plusieurs groupes identiques.
- Sur les équipements, les flèches indiquent le sens des flux de puissance active. Les unités correspondant aux résultats des LoadFlow sont les mêmes pour chacun des éléments : le premier chiffre donne la valeur de la puissance réactive en Mvar et le deuxième la valeur de la puissance active en MW.
- A chaque barre, la tension est indiquée en Kilo-Volt [kV] et en Per Unit [pu]. Une barre ayant un niveau de tension de 0,95 pu est donc en sous-tension, à 95 % de sa tension de base.

- Les correspondances des noms courts utilisés pour les postes sont données ci-dessous :

Tabl. 87 - Correspondance des noms courts utilisés dans PowerFactory pour les postes HT

Poste HT	Nom Court
Ambatolampy	AMB
Ambodivona	PVA
Ambohijatovo	PJO
Ambohimanambola	PIA
Ambositra	Ambosi
Analavory	ANA
Andekaleka	ADK
Andekaleka4	ADK4
Antelomita	ATA
Antetezambato	ANT
Antsirabe	ABE
Fenoarivo Est	FEN
Fianarantsoa	FIANA
Manakara	MAK
Mananjary	MAJ
Mandraka	MDK
Mandroseza-5	PMZ
Namorona	Namo
Sahofika	SAH
Tana Nord	TNO
Tana Nord 2	TNO2
Tana Ouest	PTO
Tana Ouest 2	PTO2
Tana Sud 2	PTS2
Tana Sud 3	PTS3
Tana Sud	PTS
Toamasina	TOA
Tsiazompaniry	TSI
Vohibinany	VOH
Volobe	VOL

10. ETUDE DU RESEAU ELECTRIQUE

10.1. ETUDE DE L'ANNEE 2017 (RESEAU ACTUEL)

10.1.1. Etat du réseau actuel

Pour le calage du modèle de réseau dans le logiciel, les valeurs des charges de chaque poste existants sont tirés de l'unifilaire fournit par la Jirama. Ces valeurs correspondent à la pointe de charge d'octobre 2017.

Actuellement, les centrales suivantes sont en service :

- Centrales hydroélectriques : Andekaleka (92 MW), Mandraka (24 MW), Antelomita (8,16 MW), Tsiacompaniry (5MW), Sahanivotry (15 MW) et Manandona (1,6 MW)
- Centrales thermiques : environ 240 MW de puissance disponible

10.1.2. Etude statique

Les résultats des simulations (« LoadFlow ») du logiciel PowerFactory sont donnés en annexe.

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge d'octobre 2017 : 210 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance nominale
- Les centrales thermiques complètent la production avec environ 90 MW

Le réseau actuel montre des faiblesses à la pointe. La puissance installée est certes suffisante si les centrales thermiques sont disponibles mais le réseau est saturé.

On observe des sous tensions importantes au niveau des postes 63kV et 35kV de Tana qui sont pour la plupart 10% en dessous de la tension nominale.

Les lignes 63 kV PIA – Tana Sud et PIA – Ambodivona sont particulièrement chargées (à 90% de leur limite thermique). Le critère du N-1 n'est donc pas assuré pour alimenter la capitale car si l'une de ces lignes est indisponible, l'autre ne pourra reprendre aucune charge et déclenchera si aucun délestage n'est fait.

La chute de tension de la ligne double terne d'Andekaleka est d'environ 5%, donc la capacité d'augmenter sa charge est limitée si l'on n'ajoute pas de compensation. De plus, si l'un des deux ternes est indisponible elle tombe à 9% ce qui affaisse tout le plan de tension qui est peu maintenu par ailleurs.

Le réseau actuel a donc atteint ses limites et n'est pas assez robuste. Des mesures doivent être prises rapidement, notamment pour sécuriser l'alimentation de la capitale. Dans un premier temps, il s'avère nécessaire de terminer le bouclage 63kV pour relever le plan de tension et assurer le critère N-1. Les simulations correspondantes sont réalisées dans le cas d'étude de l'année cible 2021 suivante.

10.2. ETUDE DE L'ANNEE 2021

10.2.1. Etat du réseau cible

10.2.1.1. PRODUCTION

En 2021, d'après le PDMC, les centrales suivantes devraient être en service :

- Centrales hydroélectriques : centrales existantes (160 MW), Mahitsy (22 MW), Andekaleka Groupe 4 (34 MW).
- Centrales thermiques : 285 MW
- Centrales photovoltaïques : Green Yellow Ambatolampy (20 MWc, existante), Scaling Solar (20 MWc)

10.2.1.2. TRANSPORT

En 2021, les lignes suivantes auront été mises en service :

- 220 kV Tana Nord 2 – Vohibinany – Toamasina (ligne biterne)
- 138 kV Scaling Solar – Tana Nord 2
- 63 kV Boucle Tana : Tana Sud – Ambodivona – Tana Nord
- 63 kV PIA – Mandroseza
- 63 kV Mahitsy – Tana Ouest 2 – Ambodivona

10.2.2. Etude statique

Les différents scénarios de répartition de puissances pour l'année 2021 sont présentés ci-dessous. Les résultats des simulations (« LoadFlow ») du logiciel PowerFactory sont donnés en annexe.

10.2.2.1. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge du réseau en 2021 déterminée à partir du scénario de référence des projections de la demande : **335 MW**
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance nominale
- Les centrales thermiques complètent avec 120 MW au niveau de Tana et 10 MW pour relever la tension au niveau d'Antsirabe
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas (pointe du soir)

Le réseau tel que défini en 2021 pourra donc répondre à la pointe de consommation (en condition hydrologique humide).

Les critères du N-1 sur les principales lignes sont satisfaits. Par exemple, suite aux simulations avec une ligne de la boucle 63kV défaillante, le report de charges sur le reste de la boucle permet de rester dans les plages de fonctionnement thermique. Les nouvelles lignes 63 kV Tana Nord – Ambodivona et PIA – Mandroseza permettent de garantir ce critère du N-1 pour assurer

l'alimentation de Tana. Les postes de Mandroseza et Ambodivona se situant en ville, il devrait être possible de réaliser leur extension en PSEM (Poste Sous Enveloppe Métallique) pour économiser de la place. Dans le cas contraire, de nouveaux postes à proximité immédiate devront être créés.

La mise en service du groupe 4 d'Andekaleka pourrait permettre de créer une nouvelle ligne de 30 km en 138 kV vers le Sud associée à un poste (nommé Andekaleka 4 dans les simulations) situé au niveau du tracé de la ligne 220 kV entre Tana et Toamasina. Ce maillage permettrait ainsi d'évacuer l'apport de puissance directement vers l'est sur le réseau 220 kV et la ligne 138 kV existante d'Andekaleka pourrait être conservée sans renforcement.

Avec une puissance prévisionnelle de 48.5 MW puis de 137 MW en 2035 dans la région de Tamatave (consommation de Toamasina et de Fenoarivo Est, des projets industriels comme la mine d'Ambatovy et structurants comme le port et l'aéroport...), une simulation de la ligne avec un niveau de tension en 138 kV a été calculée afin d'essayer d'optimiser les coûts ; mais cette solution ne permet pas d'assurer un tel transit. La tension en bout de ligne s'écroule et ne permet pas la convergence de répartition de puissance. Pour une telle charge prévisionnelle, le niveau de tension de 220 kV est le plus adapté.

10.2.2.2. REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à un creux de charge du réseau en 2021 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande (30% de la puissance appelée à la pointe)
- Les centrales utilisées à la pointe fonctionnent à environ 30% de leur puissance

Au creux de charge, les lignes produisent plus de réactif. Plusieurs inductances doivent donc rester connectées pour éviter des sursensions, notamment au niveau de la nouvelle ligne 220 kV vers Toamasina qui produit beaucoup de réactif à faible charge.

10.2.2.3. REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge du réseau en 2021 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : **335 MW**
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance maximale prévisionnelle en période d'étiage (certaines centrales au fil de l'eau ne fonctionnent donc pas car elles n'ont plus d'eau à turbiner en période sèche, c'est notamment le cas d'Andekaleka 4)
- Les centrales thermiques fournissent la majorité de la puissance nécessaire (275 MW) pour répondre à la demande

Dans cette situation la plus critique pour le réseau, qui correspond à la pointe avec une disponibilité la plus restreinte des centrales hydroélectriques, les capacités thermiques sont utilisées dans leur totalité. En admettant qu'il n'y ait pas d'indisponibilités; la réserve tournante insuffisante pour assurer la stabilité du réseau : dans cette simulation il reste environ 10 MW de réserve. Il y a donc un risque important de défaillance à la pointe en période d'étiage en 2021, avant l'arrivée d'un projet hydroélectrique structurant pour le pays.

Dans cette situation et la tension au niveau du poste de PIA et de Toamasina est très bonne (1.02 pu). Au niveau de Tana, les centrales thermiques produisent la puissance (principalement au poste de PIA) qui est distribuée de manière satisfaisante grâce à la boucle 63 kV de Tana et aux renforcements 63 kV (les charges des lignes 63 kV de section 228mm² n'atteignent pas leur limite

thermique, autour de 60 MW. La ligne Ambodivona-PIA transite 75 MW mais est réalisée en double terre).

10.2.3. Etude dynamique

10.2.3.1. SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION

Ce scénario consiste à déconnecter le groupe 4 d'Andekaleka (34 MW), fonctionnant à pleine puissance, à l'instant $t = 0$ s.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution de centrales qui participent au réglage de la fréquence dont la puissance augmente pour compenser cette perte.

Suite à cette perturbation de grande ampleur, la tension et la fréquence restent dans les plages admissibles, montrant la robustesse du réseau en 2021.

Note importante : le réseau peut rester stable dans cette situation critique car une réserve tournante suffisante a été prise en compte sur les différentes centrales de production. Il faut noter que les centrales thermiques participent au réglage de la fréquence contrairement à ce qui est pratiqué aujourd'hui sur le réseau de Madagascar. Ce point est essentiel au maintien de la stabilité globale.

10.2.3.2. SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE

Ce scénario consiste à appliquer un défaut triphasé au milieu une des deux lignes 138 kV reliant le poste PIA (Ambohimanambola) avec Andekaleka. Ce défaut est appliqué à l'instant $t = 0$ s, et est éliminé au bout de 200 ms.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution des centrales qui participent au réglage de la fréquence dont la puissance active chute brusquement alors que la puissance réactive s'élève (car le courant de défaut est un courant réactif supérieur au courant nominal). Suite à l'élimination du défaut, l'énergie cinétique accumulée par les machines ayant accélérés doit être restituée : il s'ensuit des oscillations de puissances qui s'amortissent en 3 secondes environ.

Les oscillations assez importantes des centrales sont principalement dues à l'influence des longueurs de lignes importantes et en antenne. Elles sont en lien avec les oscillations de puissances, qu'on retrouve typiquement avec des interconnexions longues. Des préconisations sont décrites en conclusion de l'étude de réseau à ce sujet.

Ce court-circuit sévère de 200 ms n'affecte pas la stabilité du système qui reste dans les plages admissibles de fréquence et de tension.

10.2.3.3. SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE

Ce scénario consiste à déconnecter à l'instant $t = 0$ s, un des ternes de la ligne Andekaleka – PIA (Ambohimanambola).

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution des centrales et notamment au niveau de la production d'énergie réactive pour compenser la perte de la ligne et les oscillations de tensions induites. Le réseau 2021 est assez robuste pour tenir le critère du N-1 suite à l'ouverture de cette ligne.

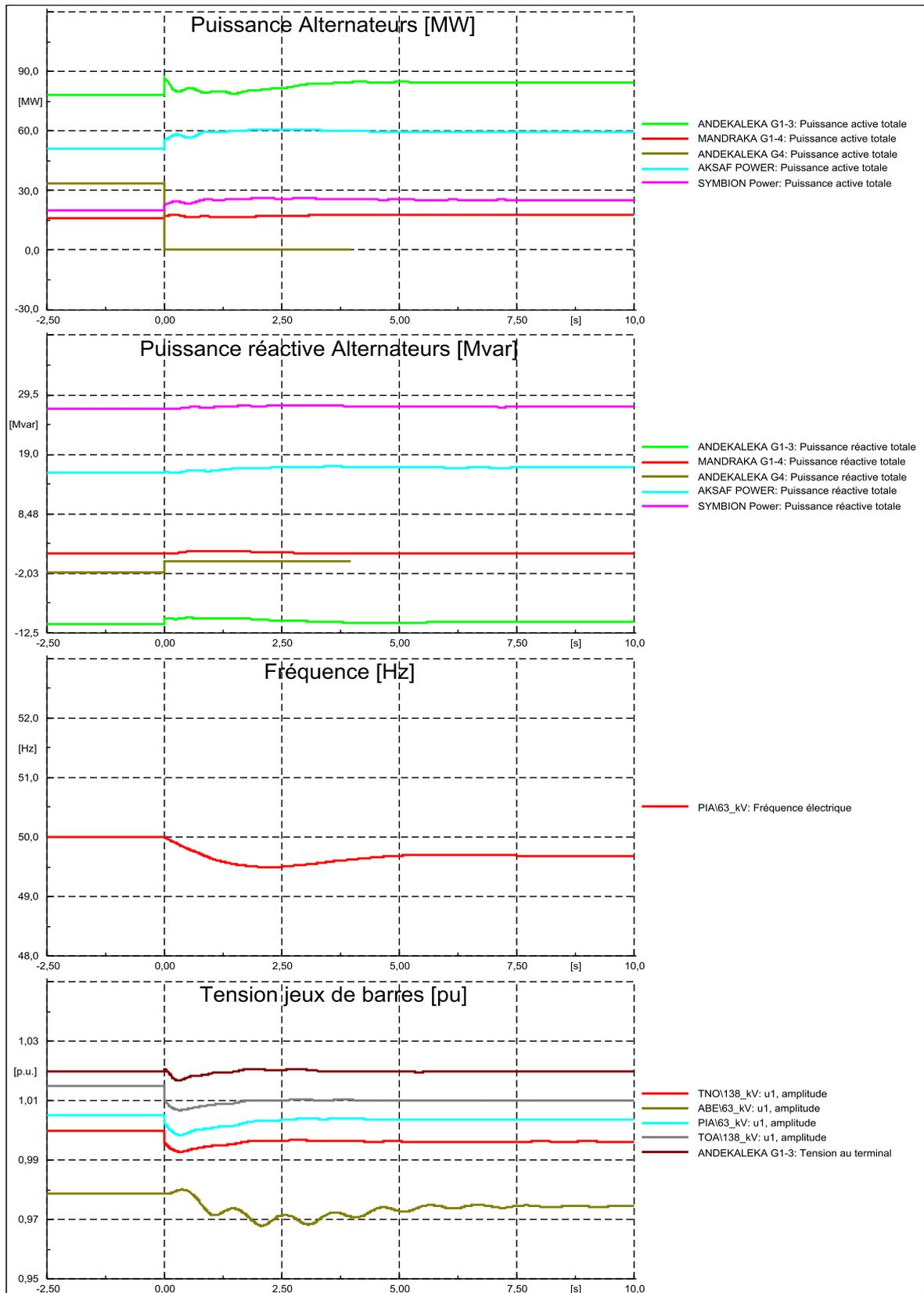


Fig. 1. Simulation de la perte d'Andekaleka G4 en 2021

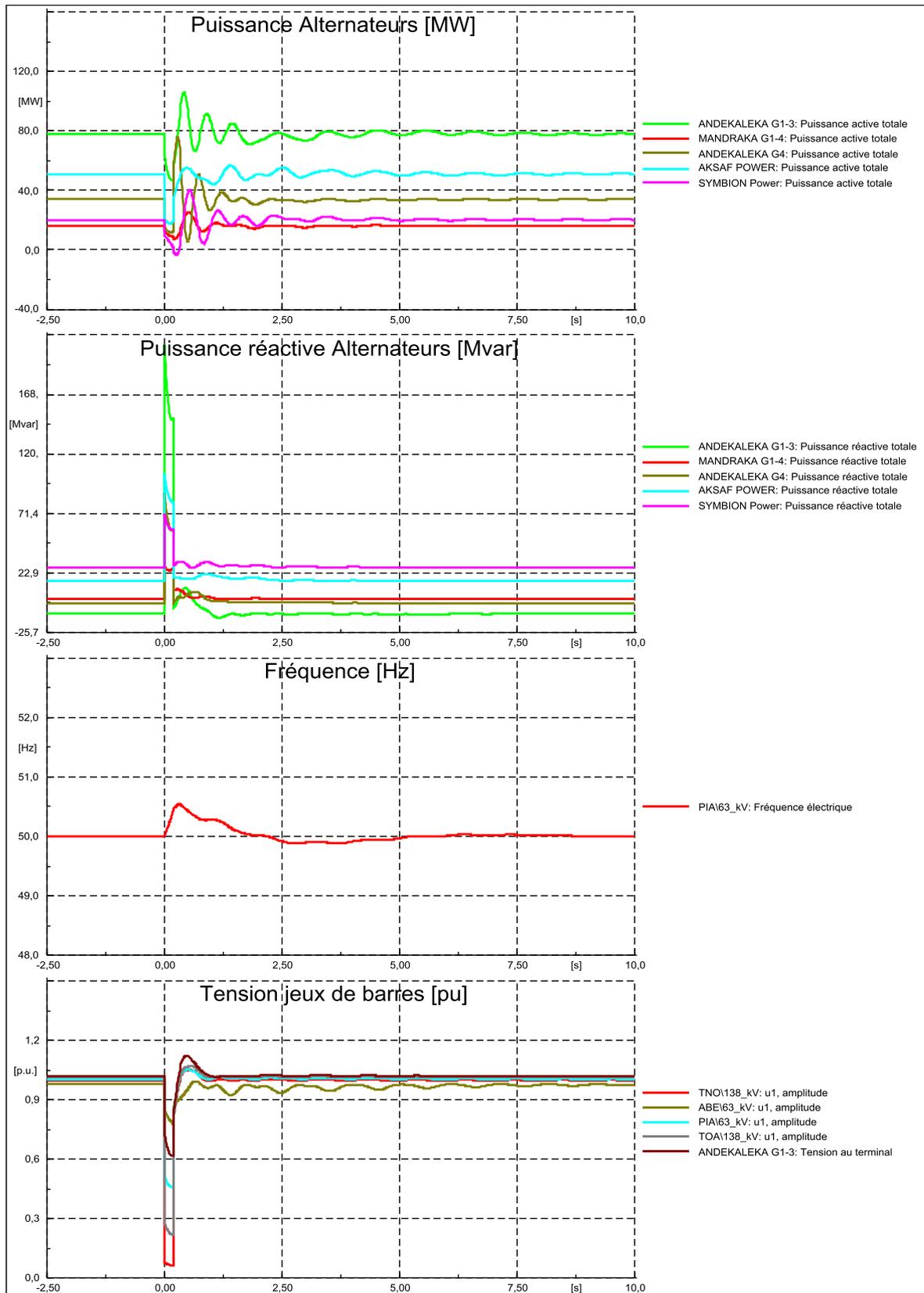


Fig. 2. Simulation d'un court-circuit triphasé sur la ligne 138kV PIA-Tana Nord en 2021

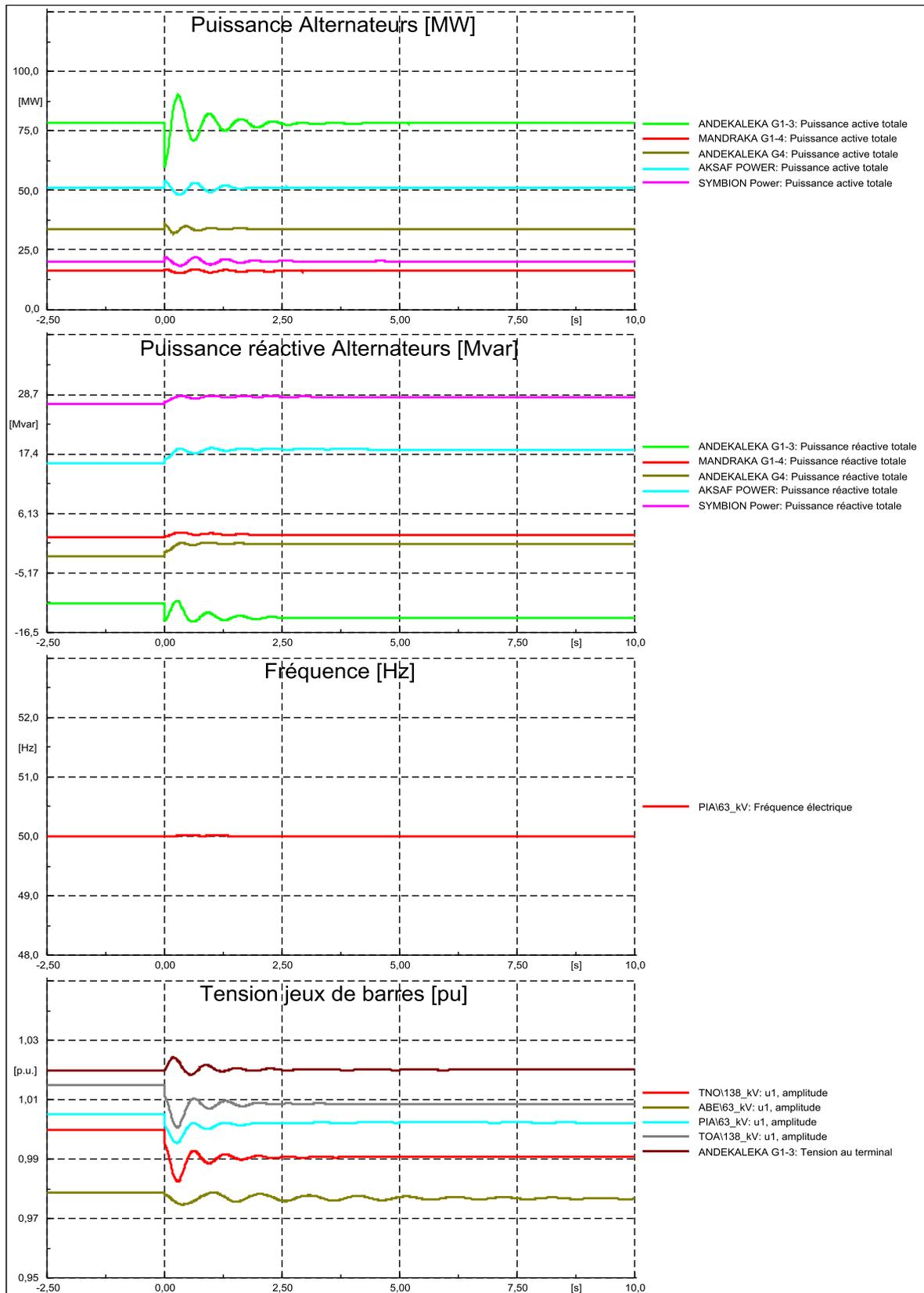


Fig. 3. Simulation de la perte d'un terme de la ligne 138 kV Andekaleka - PIA en 2021

10.3. ETUDE DE L'ANNEE 2024

10.3.1. Etat du réseau cible

10.3.1.1. PRODUCTION

En 2024, d'après le PDMC, les centrales suivantes devraient être en service :

- Centrales hydroélectriques : centrales existantes (160 MW), Mahitsy (22 MW), Andekaleka Groupe 4 (34 MW), Volobe amont (120 MW), Antetезambato (140 MW) et Sahofika première phase (192 MW).
- Centrales thermiques : 249 MW
- Centrales photovoltaïques : Green Yellow Ambatolampy (20 MWc, existante), Scaling Solar (20 MWc)

10.3.1.2. TRANSPORT

En 2024, les lignes suivantes auront été mises en service :

- 220 kV Sahofika – Tana Sud 3 (ligne biterne)
- 220 kV Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe
- 220 kV Antetезambato – Antsirabe (ligne biterne)
- 220 kV Antsirabe – Ambositra – Fianarantsoa (ligne biterne)
- 220 kV Boucle Tana : Tana Sud 3 – Tana Sud 2 – Tana Ouest 2 – Tana Nord
- 138 kV Volobe amont – Toamasina (ligne biterne)
- 63 kV Lignes associées à la boucle 220 kV pour la relier à la boucle 63 kV de Tana
- 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est (double terre)

10.3.2. Etude statique

Les différents scénarios de répartition de puissances pour l'année 2024 sont présentés ci-dessous. Les résultats des simulations (« LoadFlow ») du logiciel PowerFactory sont donnés en annexe.

10.3.2.1. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge du réseau en 2024 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : 401 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à environ 67% de leur puissance nominale au global (410 MW sur 612 MW installés)
- Les centrales thermiques ne sont pas connectées dans cette situation.
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas (pointe du soir)

Le réseau tel que défini en 2024 pourra donc répondre très largement à la pointe de consommation grâce aux nouveaux ouvrages hydroélectriques de Volobe, Antetetzambato et de Sahofika.

Les critères du N-1 sur les principales lignes sont satisfaits. Par exemple, suite aux simulations avec une ligne de la boucle défaillante, le report de charges sur le reste de la boucle 220 kV permet de rester dans les plages de fonctionnement thermique.

En 2024, avec la mise en service de la centrale de Sahofika (192 MW) en plus de la centrale d'Antetetzambato (140 MW) et la prévision de l'extension de Sahofika (108 MW) quatre ans plus tard, il est apparu indispensable de créer une boucle 220 kV pour assurer l'alimentation de la capitale. Les simulations ont montré que pour évacuer cette puissance, une boucle 63 kV, même en double terre ne suffit plus du tout. La ligne d'interconnexion de Toamasina ainsi que les centrales d'Antetetzambato et de Sahofika nécessitant un niveau de tension en 220 kV, le niveau de tension de 138 kV pour la boucle ne ferait plus sens. Cette boucle permettra qui plus est de créer un réseau de transport plus stable.

Enfin, bien que les simulations montrent qu'une tension de 138kV est suffisante pour alimenter Fianarantsoa à partir d'Antsirabe jusqu'à la fin du plan en respectant le critère N-1, il est apparu important de standardiser le niveau de tension du grand transport en 220 kV pour des problématiques évidentes d'exploitation et de maintenance. Le surcoût associé est limité car la section des conducteurs nécessaires est plus faible qu'en 138 kV (section de 265 mm² au lieu de 366 mm²). De plus, des transformateurs 138/220 kV auraient été nécessaires à Antsirabe. Enfin, ce niveau de tension permet d'anticiper à très long terme une prolongation du réseau vers le Sud.

10.3.2.2. REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à un creux de charge du réseau en 2024 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande (30% de la puissance appelée à la pointe)
- Les centrales utilisées à la pointe fonctionnent à environ 30% de leur puissance

Au creux de charge, les lignes produisent plus de réactif. Plusieurs inductances doivent donc rester connectées pour éviter des surtensions, notamment sur les longues lignes vers Toamasina et Fianarantsoa.

10.3.2.3. REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge du réseau en 2024 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : 401 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance maximale prévisionnelle en période d'étiage (certaines ne fonctionnent donc pas car elles n'ont plus d'eau à turbiner en période sèche)
- Les centrales thermiques complètent la puissance nécessaire pour répondre à la demande (34 MW)

Même dans cette situation qui correspond à la pointe avec une disponibilité la plus restreinte des centrales hydroélectriques, les capacités thermiques sont peu utilisées permettant d'assurer une réserve tournante suffisante pour assurer la stabilité du réseau : dans cette simulation il reste environ 210 MW de thermique non utilisée.

10.3.3. Etude dynamique

10.3.3.1. SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION

Ce scénario consiste à déconnecter le groupe 4 d'Andekaleka (34 MW), fonctionnant à pleine puissance, à l'instant $t = 0$ s.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution de centrales qui participent au réglage de la fréquence dont la puissance augmente pour compenser cette perte.

Suite à cette perturbation de grande ampleur, la tension et la fréquence restent dans les plages admissibles, montrant la robustesse du réseau en 2024.

10.3.3.2. SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE

Ce scénario consiste à appliquer un défaut triphasé au milieu de la ligne 138 kV reliant le poste PIA (Ambohimanambola) avec Tana Nord 2. Ce défaut est appliqué à l'instant $t = 0$ s, et est éliminé au bout de 200 ms.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution des centrales qui participent au réglage de la fréquence dont la puissance active chute brusquement alors que la puissance réactive s'élève (car le courant de défaut est un courant réactif supérieur au courant nominal). Suite à l'élimination du défaut, l'énergie cinétique accumulée par les machines ayant accélérés doit être restitué : il s'ensuit des oscillations de puissances qui s'amortissent en 3 secondes environ.

Les oscillations assez importantes des centrales sont principalement dues à l'influence des longueurs de lignes importantes et en antenne. Elles sont en lien avec les oscillations de puissances, qu'on retrouve typiquement avec des interconnexions longues. L'installation d'une boucle de régulation supplémentaire de type PSS (Power System Stabilizer) sur les futures centrales a été nécessaire pour faire converger les simulations (cela permet d'atténuer fortement le phénomène de « pompage » qui apparaît entre différents groupes éloignés participant à la régulation. Ces préconisations sont décrites en conclusion de l'étude de réseau à ce sujet.

Ce court-circuit sévère de 200 ms n'affecte pas la stabilité du système qui reste dans les plages admissibles de fréquence et de tension.

10.3.3.3. SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE

Ce scénario consiste à déconnecter à l'instant $t = 0$ s, une des lignes clés de la boucle 220 kV de Tana. Cette ligne double terna relie Tana Sud 3 avec Tana Sud 2. Le report de charge de la puissance venant de Sahofika et Antetetzambato se fait alors sur le reste de la boucle en passant par Tana Nord 2. La ligne Tana Sud 3 - Tana Nord 2 reste dans les limites de charges admissibles.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution des centrales et notamment au niveau de la production d'énergie réactive pour compenser la perte de la ligne et les oscillations de tensions induites.

Le réseau 2024 est assez robuste pour tenir le critère du N-2 appliqué sur cette ligne (deux ternes indisponibles simultanément), grâce à la boucle 220 kV double terna qui sécurise l'alimentation de Tana.

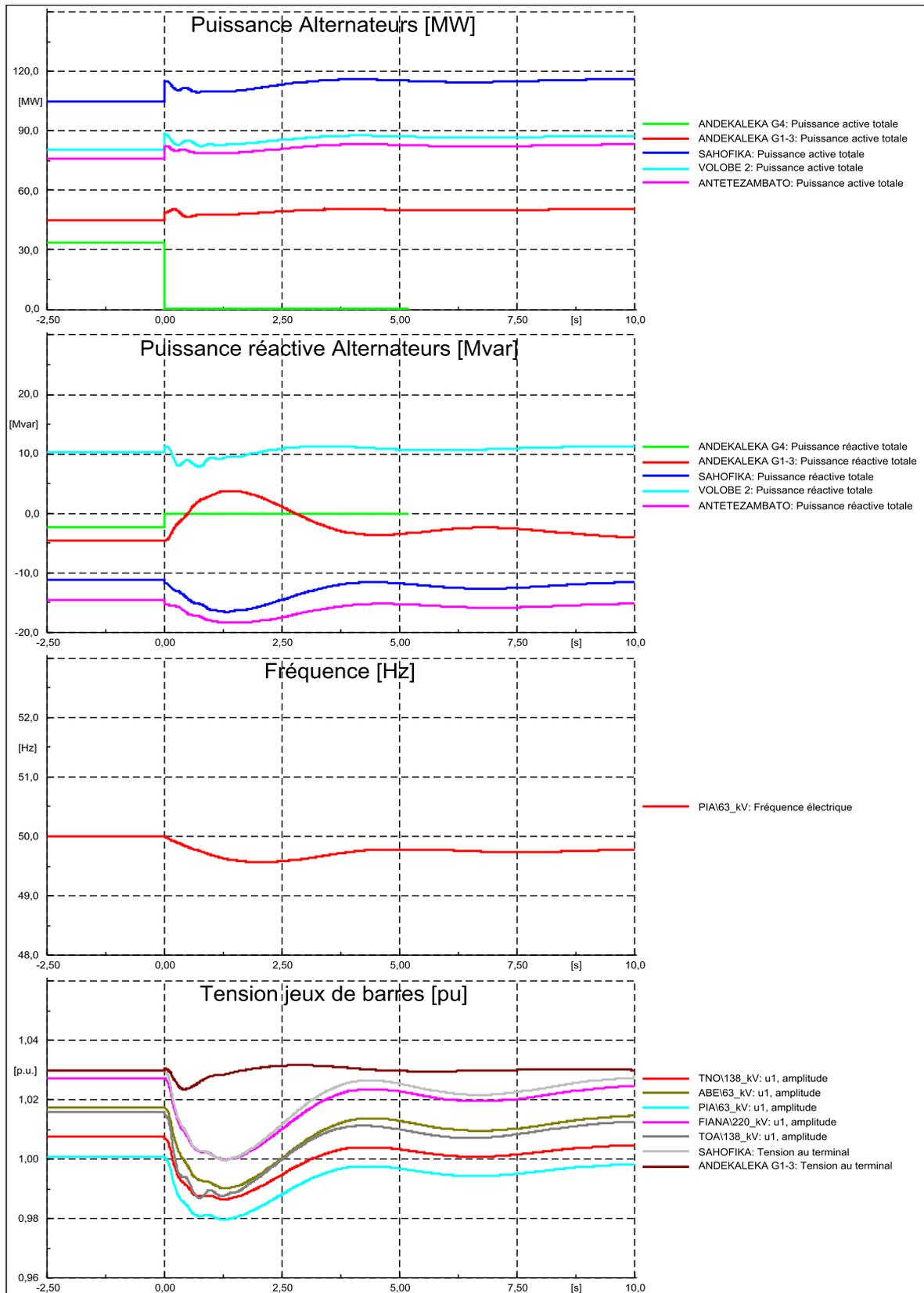


Fig. 4. Simulation de la perte d'Andekaleka G4 en 2024

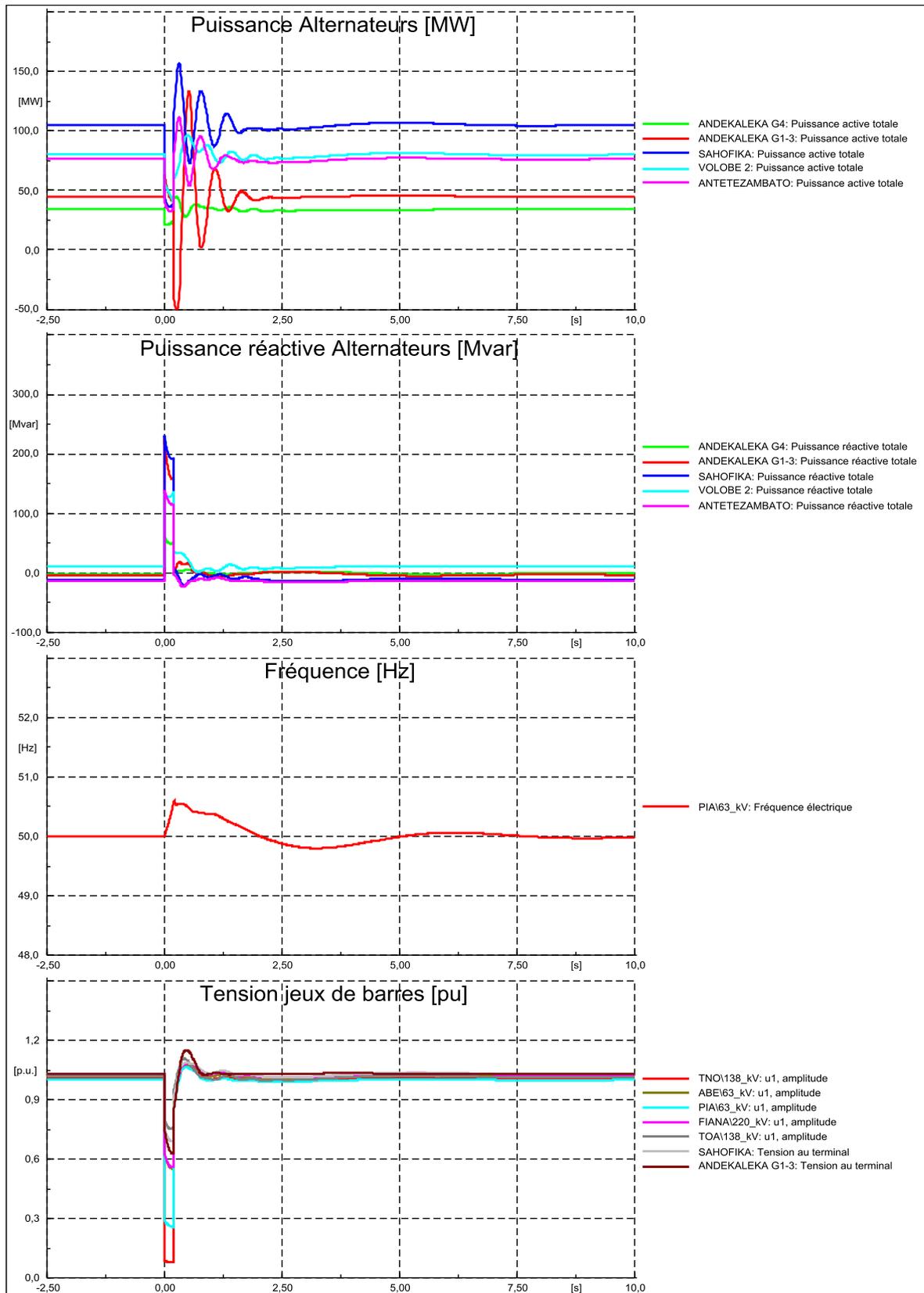


Fig. 5. Simulation d'un court-circuit triphasé sur la ligne 138kV PIA-Tana Nord 2 en 2024

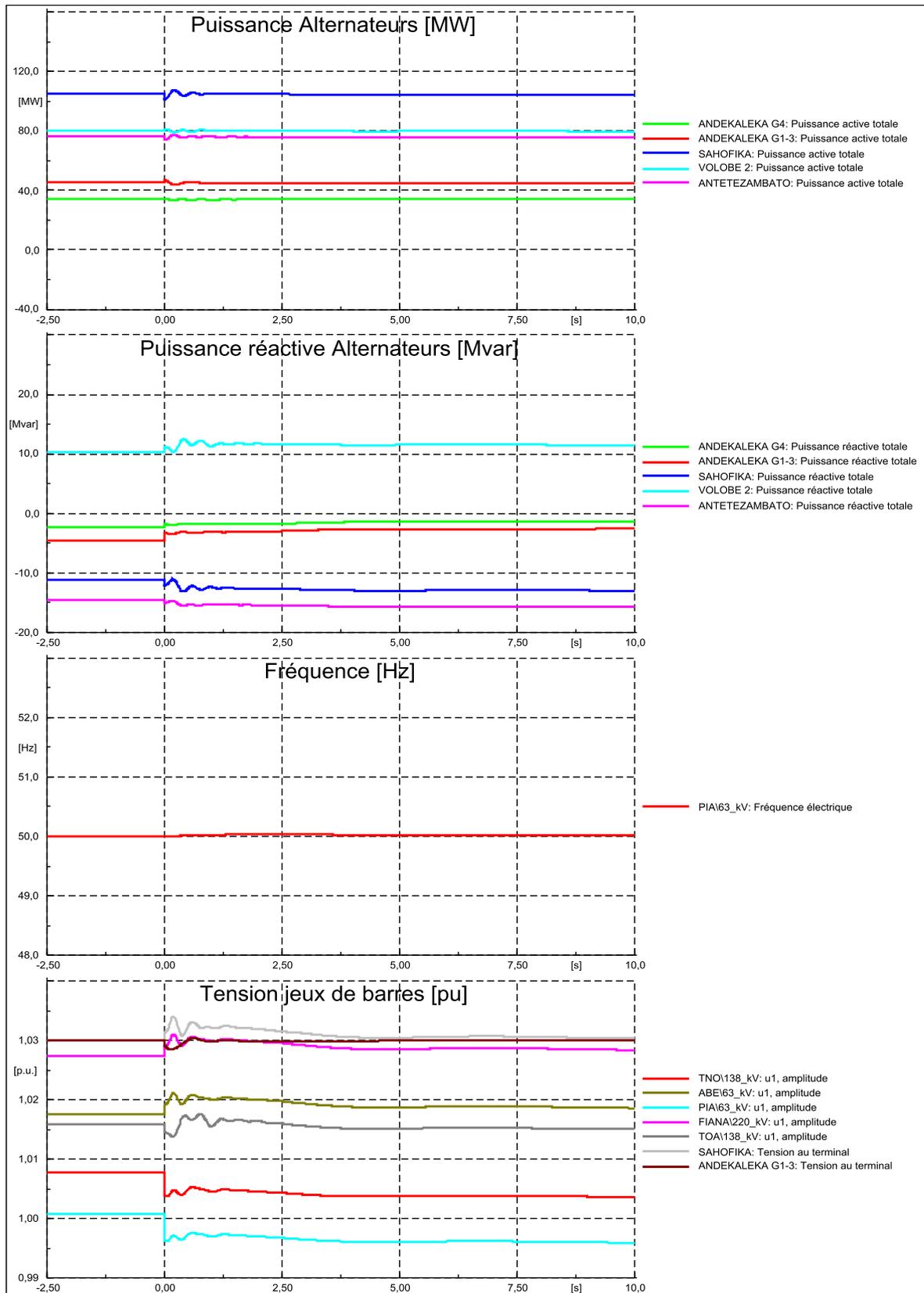


Fig. 6. Simulation de la perte de la ligne 220 kV double terne PTS3 – PTS2 en 2024

10.4. ETUDE DE L'ANNEE 2035

10.4.1. Etat du réseau cible

10.4.1.1. PRODUCTION

En 2035, d'après le PDMC, les centrales suivantes devraient être en service :

- Centrales hydroélectriques : centrales existantes (160 MW), Mahitsy (22 MW), Andekaleka Groupe 4 (34 MW), Volobe (120 MW), Antetezambato (140 MW) et Sahofika première phase (192 MW), Sahofika Extension (109 MW).
- Centrales thermiques : 270 MW
- Centrales photovoltaïques : Green Yellow Ambatolampy (20 MWc, existante), Scaling Solar (20 MWc)

Remarque : Les centrales thermiques doivent rester pour la plupart localisées à proximité de la capitale. Cela permet de relever le plan de tension local aux heures de pointes ou en cas de période sèche, de soulager les lignes de transports et d'éviter des pertes supplémentaires. Il est judicieux de garder une centrale de 40 MW au niveau du réseau 35 kV comme celle de Symbion Power à Mandrozeza. Cela permet de relever le niveau de tension de la distribution et de stabiliser le réseau à la pointe. Il sera aussi intéressant de conserver une centrale de 20 MW à l'horizon 2035 au niveau d'Antsirabe. En effet, la demande y sera importante et il faut assurer une tension suffisante au début de la ligne reliant Antsirabe et Fianarantsoa.

10.4.1.2. TRANSPORT

En 2035, les lignes suivantes auront été mises en service :

- 63 kV Namorona – Manakara et Mananjary (ligne biterne qui se sépare pour alimenter chacune des 2 localités).
- 63 kV Tana Sud 2 – Analavory (ligne biterne)

10.4.2. Etude statique

Les différents scénarios de répartition de puissances pour l'année 2035 sont présentés ci-dessous. Les résultats des simulations (« LoadFlow ») du logiciel PowerFactory sont donnés en annexe.

10.4.2.1. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge du réseau en 2035 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : 644 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à 92% de leur puissance nominale au global (663 MW sur 720MW installés)
- Les centrales thermiques complètent la puissance nécessaire pour répondre à la demande
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas (pointe du soir)

Le réseau tel que défini en 2035 pourra donc répondre à la pointe de consommation en période humide avec l'apport des centrales hydroélectriques uniquement.

Les critères du N-1 sur les principales lignes sont satisfaits. Par exemple, suite aux simulations avec une ligne de la boucle défaillante, le report de charges sur le reste de la boucle permet de rester dans les plages de fonctionnement thermique.

10.4.2.2. REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à un creux de charge du réseau en 2035 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande (30% de la puissance appelée à la pointe)
- Les centrales utilisées à la pointe fonctionnent à environ 30% de leur puissance
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas

Au creux de charge, les lignes produisent plus de réactif. Plusieurs inductances doivent donc rester connectées pour éviter des surtensions.

Répartition de puissance à l'étiage

10.4.2.3. REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE

Les hypothèses prises pour réaliser ce scénario de répartition de puissance sont les suivantes :

- La consommation correspond à la pointe de charge du réseau en 2035 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : 644 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance maximale prévisionnelle en période d'étiage (certaines ne fonctionnent donc pas car elles n'ont plus d'eau à turbiner en période sèche)
- Les centrales thermiques complètent la puissance nécessaire pour répondre à la demande (220 MW)

Dans cette situation qui correspond à la pointe avec une disponibilité la plus restreinte des centrales hydroélectriques, les capacités thermiques sont donc quasiment complètement utilisées mais disposent d'une réserve tournante suffisante pour assurer la stabilité du réseau : dans cette simulation il reste environ 50MW, ce qui est suffisant.

10.4.2.4. CALCUL DE COURT-CIRCUIT

Le schéma indiquant les résultats des calculs de courant de court-circuit aux niveaux de tous les postes du réseau en 2035 est joint en annexe.

Les chiffres inscrits au niveau de chaque barre concernent des défauts de type triphasé, avec une impédance de défaut nulle. Le courant de court-circuit maximal permanent Ik est indiqué en Kilo-Ampères, suivi de la puissance de coupure de court-circuit Sb en MVA. Ces résultats sont calculés par le logiciel PowerFactory conformément à la norme CEI 60909 (Publication 2016).

La puissance de court-circuit étant la plus importante sur le réseau prévisionnel 2035, les équipements des postes et des lignes devront être dimensionnés pour pouvoir supporter ces intensités de court-circuit.

10.4.3. Etude dynamique

10.4.3.1. SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION

Ce scénario consiste à déconnecter le groupe 4 d'Andekaleka (34 MW), fonctionnant à pleine puissance, à l'instant $t = 0$ s.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution de centrales qui participent au réglage de la fréquence dont la puissance augmente pour compenser cette perte. Les oscillations de puissance et de fréquence sont très bien amorties grâce à l'utilisation des boucles PSS.

Suite à cette perturbation de grande ampleur, la tension et la fréquence restent dans les plages admissibles, montrant la robustesse du réseau à l'horizon 2035.

10.4.3.2. SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE

Ce scénario consiste à appliquer un défaut triphasé au milieu de la ligne 138 kV reliant le poste PIA (Ambohimanambola) avec Tana Nord 2. Ce défaut est appliqué à l'instant $t = 0$ s, et est éliminé au bout de 200 ms.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution des centrales qui participent au réglage de la fréquence dont la puissance active chute brusquement alors que la puissance réactive s'élève (car le courant de défaut est un courant réactif supérieur au courant nominal). Il s'ensuit des oscillations de puissances rapides qui s'amortissent en 2,5 secondes environ grâce aux boucles de régulation PSS. La fréquence retrouve sa valeur initiale au bout de 10 s après une excursion en sur fréquence assez importante de 1 Hz suite à ce défaut majeur.

Les oscillations rapides et lentes sont principalement dues à l'influence des longueurs de lignes importantes et en antenne et à la distance entre les centrales réglantes. Des préconisations sont décrites en conclusion de l'étude de réseau à ce sujet.

Ce court-circuit sévère de 200 ms n'affecte pas la stabilité du système qui reste dans les plages admissibles de fréquence et de tension.

10.4.3.3. SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE

Ce scénario consiste à déconnecter à l'instant $t = 0$ s, une des lignes clés de la boucle 220 kV de Tana. Cette ligne double terna relie Tana Sud 3 avec Tana Sud 2. Le report de charge de la puissance venant de Sahofika et Antetezambato se fait alors sur le reste de la boucle en passant par Tana Nord 2. La ligne Tana Sud 3 - Tana Nord 2 reste dans les limites de charges admissibles.

Les courbes suivantes montrent l'évolution de la fréquence du réseau suite à ce défaut ainsi que l'allure de la tension aux différents postes clés du réseau. On observe aussi la contribution des centrales et notamment au niveau de la production d'énergie réactive pour compenser la perte de la ligne et les oscillations de tensions induites.

Le réseau 2035 est assez robuste pour tenir le critère du N-2 appliqué sur cette ligne (deux ternes indisponibles simultanément), grâce à la boucle 220 kV double terna qui sécurise l'alimentation de Tana.

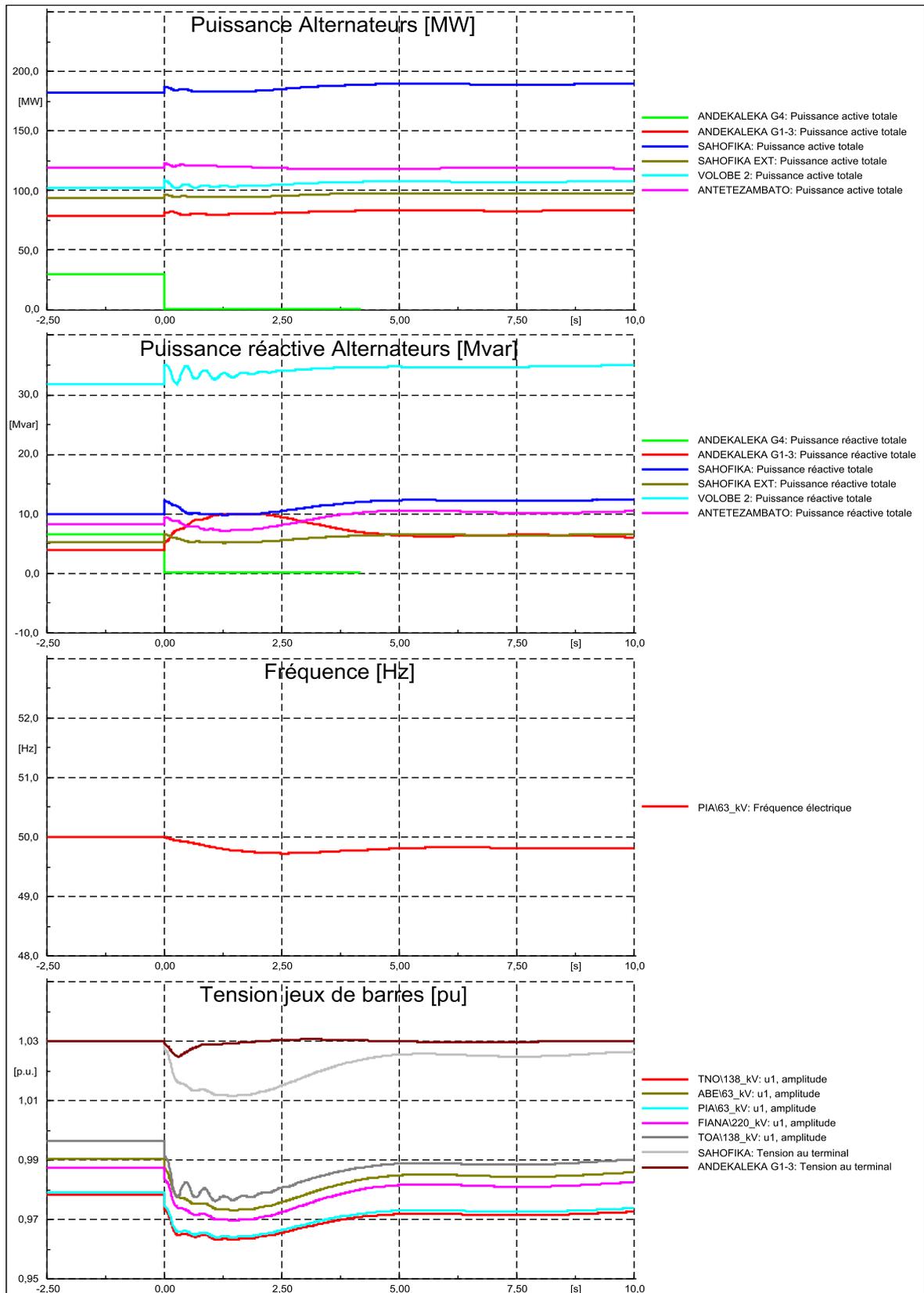


Fig. 7. Simulation de la perte d'Andekaleka G4 en 2035

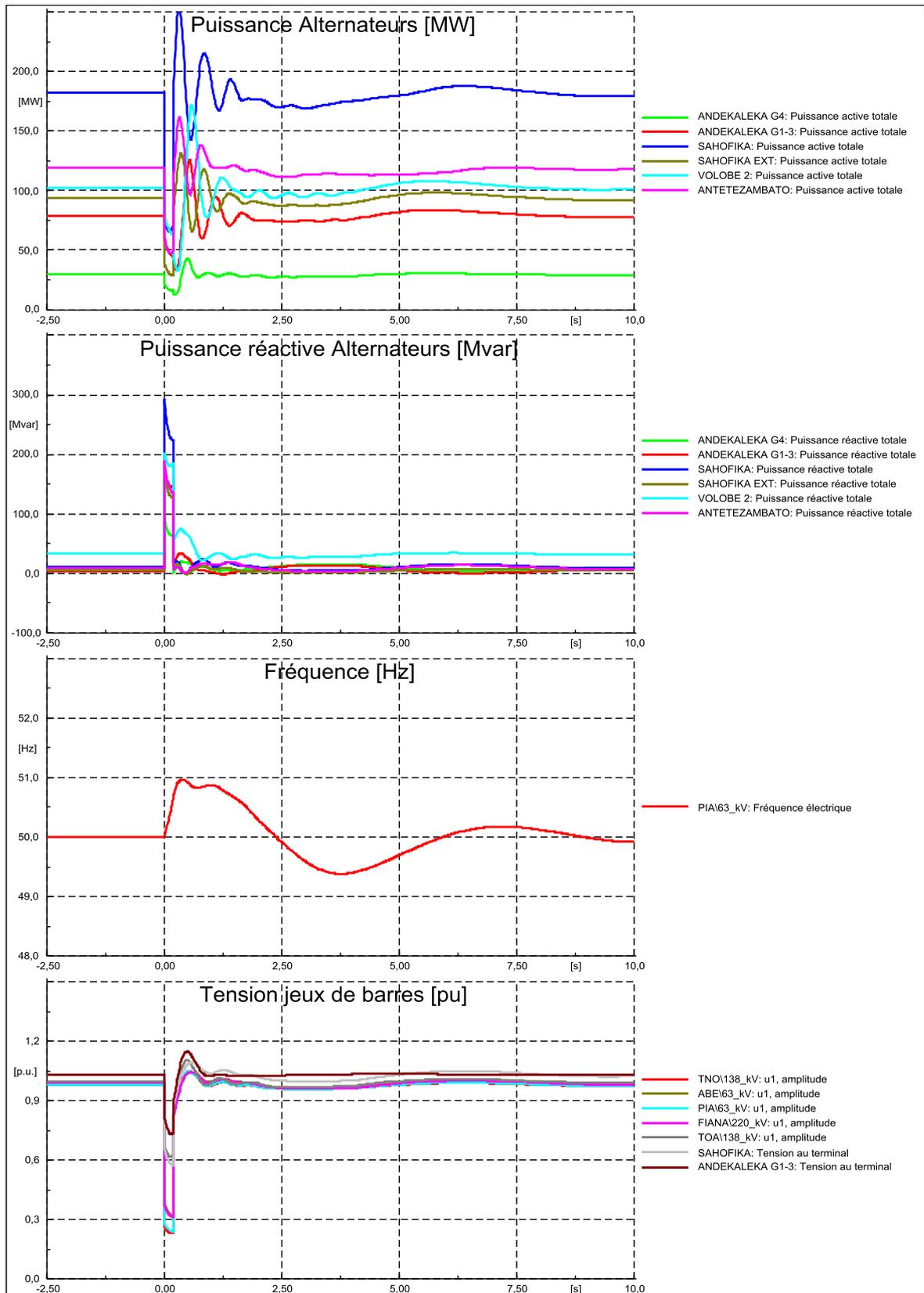


Fig. 8. Simulation d'un court-circuit triphasé sur la ligne 138kV PIA-Tana Nord 2 en 2035

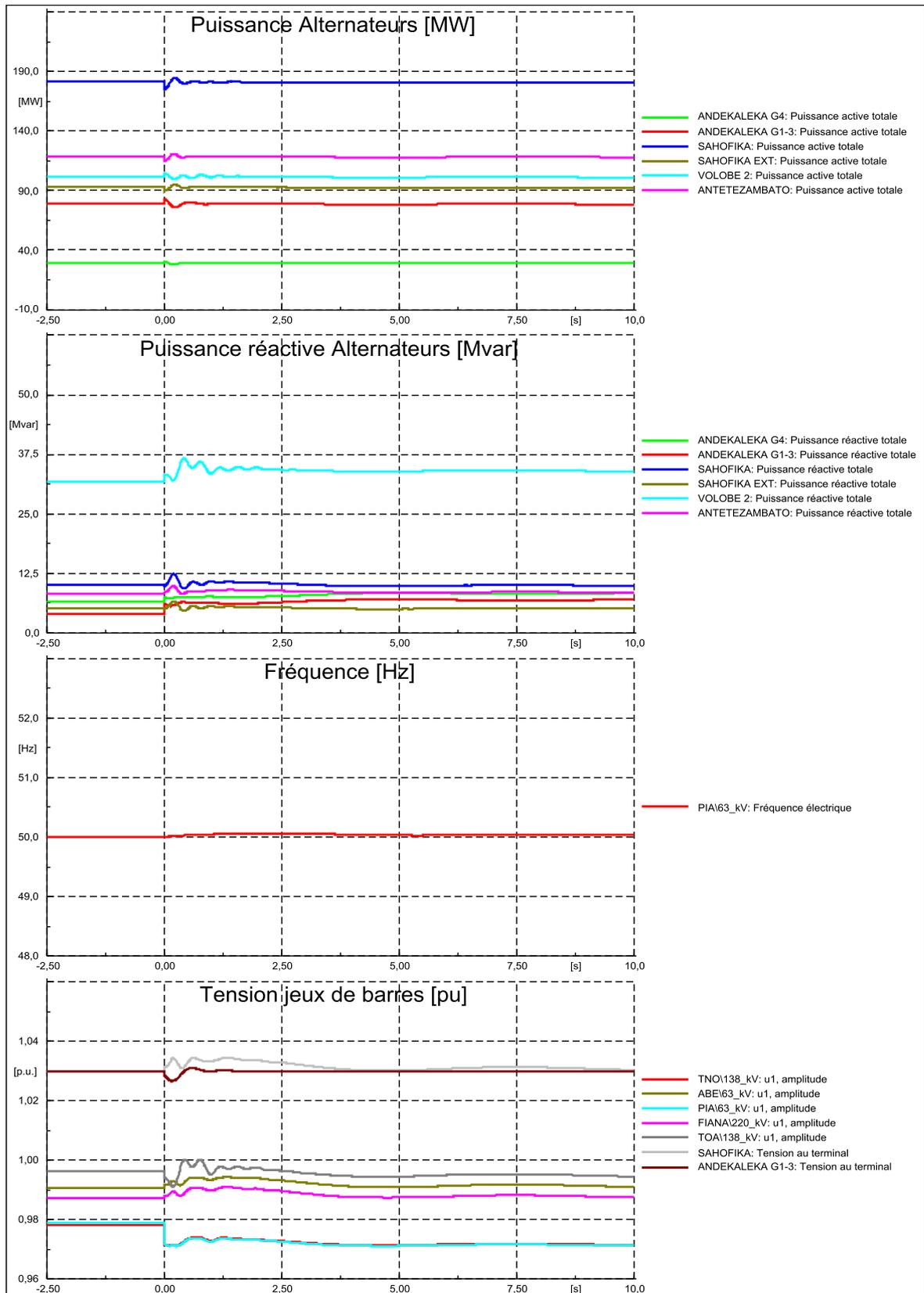


Fig. 9. Simulation de la perte de la ligne double terne 220 kV PTS3 – PTS2 en 2035

10.5. CONCLUSIONS DE L'ETUDE DE RESEAU

Les résultats de l'étude de réseau jusqu'à l'horizon 2035 sont très satisfaisants. La plupart des faiblesses du réseau actuel sont résolues dès les premières simulations du réseau prévisionnel 2021. En effet, à partir de cette date, le réseau résiste à des perturbations importantes et assure le critère N-1 pour la plupart des cas. A cette date, l'interconnexion avec Antsirabe reste inchangée (ligne vétuste simple terre en 63 kV), le critère N-1 n'est donc pas assuré pour cette partie du réseau. De plus, la réserve tournante sera insuffisante pendant les périodes d'étiage en 2022 engendrant des risques de défaillances. Ces problématiques doivent être résolues dès 2022 d'après le plan prévisionnel avec l'arrivée des premiers ouvrages hydroélectriques structurants (Volobe amont et Antetazambato) ainsi que le renforcement de l'axe Antsirabe –Tana par une ligne 220 kV.

D'autre part, le niveau de tension des lignes ainsi que le plan de tension global ont été optimisés. A ce sujet, la ligne d'interconnexion en 220 kV entre Tana Nord 2 et Toamasina permet de respecter tous les critères de tension, N-1 et thermiques. Des projets industriels et structurants pour la région de Tamatave étant planifiés, les simulations de l'interconnexion avec un niveau de tension 138 kV ne convergeaient pas (dégradation du plan de tension trop importante pour cette charge à 290 km de Tananarive). De la même façon, la ligne 220 kV proposée pour l'interconnexion entre Antananarivo et Fianarantsoa respecte tous les critères de tension et de charge à l'horizon du plan. Le choix du 220 kV pour la boucle d'alimentation de Tananarive correspond aussi à un besoin justifié de standardisation du réseau de transport exprimé par la JIRAMA. Enfin, des simulations menées avec une extrapolation de la demande à l'horizon 2050 ont aussi permis de vérifier que le dimensionnement de ces lignes structurantes était suffisant pour garantir un fonctionnement normal sur toute la durée de vie économique de ces ouvrages.

Les études dynamiques donnent également des résultats satisfaisants dans le sens où ils donnent un bon ordre d'idée de la robustesse du réseau futur. Il est cependant important de mentionner qu'une étude dynamique précise requiert les données exactes des alternateurs et des lignes. Dans cette étude de plan directeur, des hypothèses ont été prises pour la modélisation des centrales. Ces hypothèses, correspondant à des valeurs typiques, sont suffisantes pour répondre aux objectifs d'une étude de plan directeur mais elles devront être vérifiées et affinées en phase d'exécution des projets. Il faut aussi noter que la stabilité globale du réseau dépend d'une bonne répartition de la réserve de « puissance réglante » sur les centrales. En début de plan, les centrales thermiques doivent notamment participer à cette réserve tournante (contrairement à la pratique actuelle d'exploitation du RIA) afin d'assurer la stabilité globale du réseau.

Enfin, les simulations ont montrés que l'accroissement des transits, la longueur importante des nouvelles lignes en antenne et l'éloignement des principales centrales provoquent, à la suite d'un défaut, des oscillations de puissance et de fréquence sur le réseau à partir de 2022. Ces oscillations de puissance peuvent nuire à la stabilité du réseau, provoquant un « pompage » de la tension et de la fréquence dans certaines conditions. Afin de prévenir ce risque, le Consultant préconise donc la mise en place de boucles de régulations dites PSS (Power System Stabilizer) sur les futures centrales. Des régulations de ce type ont été nécessaires pour faire converger les simulations dynamiques, ce qui montre leur importance. Il serait aussi important de dimensionner les alternateurs des futurs ouvrages hydroélectriques importants avec une capacité de « black-start » leur permettant de mettre leur ligne sous tension et de pouvoir fonctionner avec une longue ligne faiblement chargée. Dans le cas contraire, des inductances shunt devront être installées pour pallier à cette problématique.

11. DETAIL DES PROJETS DU RESEAU DE TRANSPORT HTB

Dans cette étude, 9 projets de transport structurant sont apparus comme prioritaires :

- 10) Ligne 63 kV Tana Ouest 2 – Ambodivona (évacuation de la centrale de Mahitsy)
- 11) Boucle 63 kV & renforcements de Tana
- 12) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina
- 13) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe
- 14) Interconnexion 220 kV Antsirabe – Ambositra - Fianarantsoa
- 15) Boucle 220 kV & renforcements de Tana
- 16) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est
- 17) Ligne 63 kV Tana Sud 2 – Analavory
- 18) Ligne 63 kV Namorona – Mananjary - Manakara

Le détail technique de chacun de ces projets envisagés est présenté ci-dessous.

11.1. LIGNE 63 KV TANA OUEST 2 - AMBODIVONA

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2019, conjointement avec la mise en service de la centrale de Mahitsy permettrait d'évacuer la puissance de cette centrale de la manière la plus directe pour répondre à la demande locale. Nos simulations ont montré que ce tracé était plus optimal qu'un raccordement de la centrale vers Tana Sud 2. En effet, le tronçon Tana Sud 2 -Tana Ouest 2 sera par la suite réalisé en 220 kV selon les résultats de ce plan. Cet ouvrage regroupe les investissements suivants :

- Une ligne 63 kV Tana Ouest 2 – Ambodivona, d'une longueur totale d'environ 10 km ; cette ligne double terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- La création du poste de Tana Ouest 2 en 63 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV allant au poste de Mahitsy (chiffré dans le projet de centrale)
 - Deux travées ligne 63 kV allant au poste de Ambodivona
 - Un poste HTA avec tableau 20 KV
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- L'extension du poste d'Ambodivona 63 kV comprenant :

- Deux travées ligne 63 kV (réalisées sous enveloppe métallique pour gagner de la place)
- Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande

11.2. BOUCLE 63 KV & RENFORCEMENTS DE TANA

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2021 permettrait de sécuriser l'alimentation de la capitale, décharger les lignes 63 kV existantes et relever le plan de tension. La ligne Tana Sud – Ambodivona permet de terminer la boucle 63 kV. Nos simulations ont aussi montré que les lignes Tana Nord – Ambodivona et Ambohimambola (PIA) – Mandroseza sont aussi indispensables pour assurer le critère du N-1 jusqu'à l'horizon 2024. Ces ouvrages regroupent les investissements suivants :

- Une ligne 63 kV Tana Sud – Ambodivona, d'une longueur totale d'environ 12 km ; cette ligne simple terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 63 kV Tana Nord – Ambodivona, d'une longueur totale d'environ 6 km ; cette ligne simple terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 63 kV Ambohimambola (PIA) – Ambodivona, d'une longueur totale d'environ 6 km ; cette ligne simple terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- L'extension du poste d'Ambodivona 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 63 kV (sous enveloppe métallique pour gagner de la place)
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 20 MVA
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste Tana Sud en 63 kV comprenant :
 - Une travée ligne 63 kV (réalisée sous enveloppe métallique pour gagner de la place)
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste Tana Nord en 63 kV comprenant :
 - Une travée transformateurs 138/63 kV de 40 MVA avec départ 63 kV (sous enveloppe métallique pour gagner de la place)
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste PIA 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 63 kV (réalisée sous enveloppe métallique pour gagner de la place)
 - Une travée transformateur 138/63 kV de 30 MVA
 - Une travée transformateur 63/20 kV de 20 MVA
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste Mandroseza en 63 kV (poste blindé pour gagner de la place) comprenant :
 - Un jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 25 MVA
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande

11.3. INTERCONNEXION 220 KV TANA NORD 2 - TOAMASINA

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2021 permettrait d'interconnecter le réseau de Toamasina avec le RIT. L'arrivée en 2021 du groupe 4 d'Andekaleka, permettrait d'alimenter Toamasina directement en évitant de surcharger la ligne existante 138 kV alimentant Tana. Pour ce faire, ce groupe serait connecté par une nouvelle ligne (en 138 kV) à un poste intermédiaire à environ 30 km de la centrale, au croisement avec le tracé de la ligne 220 kV. Cet ouvrage structurant pour le pays regroupe les investissements suivants :

- Une ligne double terre 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina, d'une longueur totale d'environ 290 km ; cette ligne double terre est dotée de conducteurs ASTER de section 265 mm². Elle est munie de deux câbles de garde en Almelec/Acier PHLOX 94 dont l'un est équipé de fibres optiques. Les pylônes sont constitués de treillis métalliques à base carrée ou rectangulaire, munis d'un armement de type « drapeau » pour supporter deux terres.
- Une ligne simple terre 138 kV Andekaleka – Andekaleka 4, d'une longueur d'environ 30 km ; cette ligne est dotée de conducteurs ASTER de section 265 mm².
- La création du poste Tana Nord 2 en 220 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 220 kV
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Deux travées réactances shunt de 18 MVA
 - Deux travées transformateurs 220/138 kV de 70 MVA
 - Un jeu de barres 138 kV
 - Deux travées ligne 138 kV (piquage de la ligne PIA -Tana Nord existante)
 - Deux travées transformateurs 138/20 kV de 20 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste Andekaleka 4 (à 30 km de la centrale) en 220 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 220 kV
 - Quatre travées ligne 220 kV
 - Une travée arrivée et transformateur 220/138 kV de 50 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

- La création du poste 220 kV Vohibinany pour alimenter le CI existant comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Une travée transformateur 220/20 kV de 10 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

- La création du poste Toamasina en 220 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 220 kV
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Deux travées réactances shunt de 18 MVA
 - Deux travées transformateurs 220/63kV de 70 MVA
 - Un jeu de barres 63 kV
 - Quatre travées transformateurs 63/20 kV de 30 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

11.4. INTERCONNEXION 220 KV TANA NORD 2 – TANA SUD 3 – AMBATOLAMPY – ANTSIRABE

Ce projet, prévu pour être mis en service en 2022 permettrait de sécuriser l'alimentation d'Antsirabe car la ligne 63 kV actuelle est vétuste et n'a qu'un seul terna (non-respect du critère N-1). Cette ligne permet aussi d'anticiper le raccordement de Fianarantsoa au RI à partir d'Antsirabe. En prévision des ouvrages importants à proximité comme Antetetzambato, et afin de standardiser le niveau de tension, cette ligne est réalisée en 220 kV. Cet ouvrage regroupe les investissements suivants :

- Une ligne double terna 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe d'une longueur totale d'environ 150 km ; cette ligne double terna est dotée de conducteurs ASTER de section 265 mm². Elle est munie de deux câbles de garde en Almelec/Acier PHLOX 94 dont l'un est équipé de fibres optiques. Les pylônes sont constitués de treillis métalliques à base carrée ou rectangulaire, munis d'un armement de type « drapeau » pour supporter deux ternes.
- L'extension du poste Tana Nord 2 en 220 kV comprenant :
 - Quatre travées ligne 220 kV (dont deux prévues en avance pour la boucle de Tana)
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- La création du poste de Tana Sud 3 en 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Six travées ligne 220 kV (dont deux prévues en avance pour la boucle de Tana)
 - Deux travées transformateurs 220/20 kV de 30 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste d'Ambatolampy en 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Quatre travées ligne 220 kV (dont deux prévues en avance pour la boucle de Tana)
 - Une travée transformateurs 220/63 kV de 40 MVA
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 15 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste d'Antsirabe en 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Deux travées réactance de 8 MVA
 - Deux travées transformateurs 220/63 kV de 30 MVA

- Une travée transformateur 63/20 kV de 30 MVA
- Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
- Un groupe électrogène

11.5. INTERCONNEXION 220 KV ANTSIRABE – AMBOSITRA - FIANARANTSOA

Ce projet, prévu pour être mis en service en 2024 permettrait d'interconnecter le réseau de Fianarantsoa au RI. Cet ouvrage regroupe les investissements suivants :

- Une ligne double terna 220 kV Antsirabe – Ambositra – Fianarantsoa d'une longueur totale d'environ 202 km ; cette ligne double terna est dotée de conducteurs ASTER de section 265 mm². Elle est munie de deux câbles de garde en Almelec/Acier PHLOX 94 dont l'un est équipé de fibres optiques. Les pylônes sont constitués de treillis métalliques à base carrée ou rectangulaire, munis d'un armement de type « drapeau » pour supporter deux ternes.
- L'extension du poste d'Antsirabe en 220 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- La création du poste 220 kV d'Ambositra :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Quatre travées ligne 220 kV
 - Deux travées réactance de 8 MVA
 - Une travée transformateur 220/20 kV de 20 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- L'extension du poste de Fianarantsoa en 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Deux travées réactance de 8 MVA
 - Deux travées transformateurs 220/63 kV de 40 MVA
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 20 MVA
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande

11.6. BOUCLE 220 KV & RENFORCEMENTS 63 KV DE TANA

Ce projet, prévu pour être mis en service en 2024 permettrait d'assurer l'évacuation d'un ouvrage hydroélectrique majeur comme celui de Sahofika ou d'Antetezambato. La boucle 63 kV n'est plus adaptée pour répartir une puissance de cet ordre (Antetezambato aura une puissance de 140 MW et Sahofika de 300 MW avec son extension en 2026) et sécuriser l'alimentation de la capitale. Pour un tel niveau de puissance, les simulations de réseaux ont montré que le niveau de tension 220 kV était le plus adapté. Enfin, la réalisation d'une boucle 220 kV permet de garantir le critère du N-1 sur la capitale et de d'utiliser le niveau de tension de 63 kV comme transport de répartition vers le 35 kV. Le début de la boucle entre Tana Sud 3 et Tana Nord 2, décrit précédemment, est prévu pour être mis en service en 2022 afin d'évacuer l'énergie d'Antetezambato qui sort à cette date dans notre scénario de base. La suite de la boucle doit être réalisée en 2024 pour l'arrivée de Sahofika. Ces ouvrages regroupent les investissements suivants :

- Une ligne double terre 220 kV Tana Sud 3 – Tana Sud 2 – Tana Ouest 2 – Tana Nord 2 d'une longueur totale d'environ 46 km ; cette ligne double terre est dotée de conducteurs ASTER de section 265 mm². Elle est munie de deux câbles de garde en Almelec/Acier PHLOX 94 dont l'un est équipé de fibres optiques.
- Une ligne 63 kV Tana Sud 2 – Tana Sud, d'une longueur totale d'environ 6 km ; cette ligne simple terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- La création du poste de Tana Sud 2 en 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Quatre travées ligne 220 kV
 - Deux travées transformateurs 220/63 kV de 40 MVA
 - Un jeu de barres 63 KV
 - Deux travées ligne 63 kV
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 30 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- L'extension du poste Tana Ouest 2 en 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Quatre travées ligne 220 kV
 - Deux travées transformateurs 220/63 kV de 40 MVA
 - Deux travées Transformateur 63/20 kV de 20 MVA
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste Tana Sud en 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 63 kV (sous enveloppe métallique)
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande

11.7. LIGNE 63 KV TOAMASINA – FENOARIVO EST

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2024 permettrait d'étendre le réseau vers Fenoarivo Est, les Centre Isolés et localités voisines. Pour assurer le critère du N-1, la ligne est prévue en double terre. Ce projet regroupe les investissements suivants :

- Une ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est, d'une longueur totale d'environ 92 km ; cette ligne double terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- L'extension du poste de Toamasina 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 63 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- La création du poste Fenoarivo Est 63 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 63 kV
 - Deux travées ligne 63 kV
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 15 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

11.8. LIGNE 63 KV TANA SUD 2 - ANALAVORY

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2026 permettrait d'étendre le réseau de transport vers l'ouest de Tana où la demande est déjà importante : le niveau de tension 35 kV va donc devenir insuffisant. Pour assurer le critère du N-1, la ligne est prévue en double terre. Ce projet regroupe les investissements suivants :

- Une ligne 63 kV Tana Sud 2 – Analavory, d'une longueur totale d'environ 84 km ; cette ligne double terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- L'extension du poste de Tana Sud 2 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 63 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- La création du poste Analavory 63 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 63 kV
 - Deux travées ligne 63 kV
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 15 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

11.9. LIGNE 63 KV NAMORONA – MANANJARY - MANAKARA

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2026 permettrait d'étendre le réseau de transport vers l'est de Fianarantsoa pour alimenter deux centres isolés importants : Mananjary et Manakara. La ligne est prévue en double terne jusqu'à Irondro où elle se sépare pour rejoindre les deux villes. Ce projet regroupe les investissements suivants :

- Une ligne 63 kV Namorona – Irondro, d'une longueur totale d'environ 64 km ; cette ligne double terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 63 kV Irondro – Mananjary, d'une longueur totale d'environ 46 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 63 kV Irondro – Manakara, d'une longueur totale d'environ 88 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- L'extension du poste de Namorona 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 63 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- La création du poste Mananjary 63 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 5 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste Manakara 63 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV
 - Deux travées transformateurs 63/20 kV de 5 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

12. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT

12.1. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT CORRESPONDANT AU PDMC DES MOYENS DE PRODUCTION

Les investissements de grand transport à réaliser, pour les lignes et postes en 220 kV, 138 kV et 63 kV, sont résumés dans le tableau suivant.

Tabl. 88 - Résumé des coûts des projets de transport estimés

Projets de transport	Type	Longueur Totale [km]	Coût Lignes [M€]	Coût Postes [M€]	Coût Total [M€]
1) Ligne 63 kV Tana Ouest 2 – Ambodivona	63 kV Double terne 228mm ² (urbain Tana)	10	2.56	4.18	6.74
2) Boucle 63 kV & renforcements de Tana	63 kV Double terne 228mm ² (urbain Tana)	24	4.50	16.03	20.54
3) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina	220 kV Double terne, 265mm ² (30 km de 138kV)	320	87.45	65.47	152.92
4) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe	220 kV Double terne, 265mm ²	150	42.75	53.22	95.97
5) Interconnexion 220 kV Antsirabe – Ambositra - Fianarantsoa	220 kV Double terne, 265mm ²	202	57.57	37.83	95.40
6) Boucle 220 kV & renforcements de Tana	220 kV Double terne, 265mm ² & 63kV	52	14.10	35.06	49.16
7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est	63 kV Double terne 228mm ²	92	15.69	4.82	20.51
8) Ligne 63 kV Tana Sud 2 – Analavory	63 kV Double terne 228mm ²	84	14.32	4.24	18.56
9) Ligne 63 kV Namorona – Mananjary - Manakara	63 kV Simple terne 228mm ²	198	25.65	6.03	31.68
TOTAL		1132	264.59	226.89	491.48

Note importante :

Les coûts d'investissement pour les lignes et postes présentés dans ce tableau sont basés sur les coûts transmis par le Ministère de l'Energie ainsi que sur des coûts représentatifs du contexte malgache collectés par le Consultant. Il faut noter cependant que les propositions de prix peuvent varier de manière significative en fonction des constructeurs.

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Le tableau ci-après présente les annuités et coûts d'exploitation et maintenance correspondant à ces projets sur l'ensemble de la période du plan.

Tabl. 89 - Coût du transport pour le PDMC

Lignes (M€)																			
Investissements (annuités)	- M€	0.3 M€	0.3 M€	10.0 M€	14.6 M€	14.6 M€	23.8 M€	23.8 M€	28.1 M€										
E&M	- M€	0.0 M€	0.0 M€	1.4 M€	2.1 M€	2.1 M€	3.4 M€	3.4 M€	4.0 M€										
Postes (M€)																			
Investissements (annuités)	- M€	0.4 M€	0.4 M€	8.4 M€	14.4 M€	14.4 M€	21.6 M€	21.6 M€	22.7 M€	22.7 M€	22.7 M€	24.1 M€							
E&M	- M€	0.1 M€	0.1 M€	1.2 M€	2.0 M€	2.0 M€	3.0 M€	3.0 M€	3.2 M€	3.2 M€	3.2 M€	3.4 M€							
Total Transport (M€)																			
Demande [GWh]	- M€	0.8 M€	0.8 M€	21.0 M€	33.1 M€	33.1 M€	51.8 M€	51.8 M€	57.9 M€	58.0 M€	58.0 M€	59.5 M€							
Coût moyen du transport [c€/kWh]		0.1 c€/kWh	0.1 c€/kWh	1.1 c€/kWh	1.4 c€/kWh	1.4 c€/kWh	2.0 c€/kWh	1.9 c€/kWh	2.0 c€/kWh	2.0 c€/kWh	1.9 c€/kWh	1.9 c€/kWh	1.8 c€/kWh	1.7 c€/kWh	1.7 c€/kWh	1.6 c€/kWh	1.6 c€/kWh	1.6 c€/kWh	1.5 c€/kWh
De 2018 à 2035																			
Somme des coûts actualisés		302 M€																	
Somme de la demande actualisée		21 299 GWh																	
Coût moyen actualisé du transport		1.4 c€/kWh																	

12.2. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT POUR LES STRATEGIES ALTERNATIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Pour rappel, dans les analyses de sensibilité (présentées dans la section précédente du rapport) relatives aux moyens de production, 3 stratégies alternatives de développement ont été considérées :

- Développement d'Antetetzambato en 2022, puis Sahofika en 2027 et son extension en 2029 : dans ce cas, le surcoût par rapport au PDMC des moyens de production est de 5 M€, soit 0,3%.
- Développement de Ranomafana en 2023, puis Sahofika en 2024 et son extension en 2026 : dans ce cas, le surcoût par rapport au PDMC des moyens de production est de 61 M€, soit 4,3%.
- Développement de Volobe en 2022, puis Sahofika en 2026 et son extension en 2031 : dans ce cas, le surcoût par rapport au PDMC des moyens de production est de 78 M€, soit 5,5%.

Cette analyse au niveau des moyens de production a permis de constater que le scénario avec Antetetzambo est très proche économiquement du PDMC contrairement aux deux autres alternatives avec Ranomafana et Volobe qui impliquent des surcoûts importants.

Néanmoins, il convient de compléter ces analyses de sensibilité réalisées dans le cadre de l'optimisation des moyens de production avec la partie transport. En effet, les lignes d'évacuation des ouvrages de Volobe, Antetetzambato (et Sahofika mais dans une moindre mesure), dont les coûts sont inclus dans les investissements des ouvrages de production, peuvent se substituer à certains projets d'expansion du réseau de transport et permettre des économies au niveau du plan d'investissement global production-transport.

Ainsi, le plan d'investissement du réseau de transport a été évalué pour chacune des 3 stratégies alternatives ci-dessus. Ceci a abouti à un ajustement des annuités et coûts d'exploitation et maintenance. Les résultats sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

Finalement cette analyse montre que l'impact sur les coûts du transport permet une réduction de 17 M€ avec la stratégie Antetetzambato et de 32 M€ avec Volobe.

PROJET D'AMELIORATION DE LA GOUVERNANCE ET DES OPERATIONS DANS LE SECTEUR D'ELECTRICITE (PAGOSE) -
Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Tabl. 90 - Coût du transport pour le scénario Antetetzambato

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Lignes (M€)																			
Investissements (annuités)	- M€	0,2 M€	0,2 M€	5,4 M€	7,1 M€	7,1 M€	14,8 M€	14,8 M€	19,0 M€	18,0 M€									
E&M	- M€	0,0 M€	0,0 M€	0,8 M€	1,0 M€	1,0 M€	2,1 M€	2,1 M€	2,7 M€	2,5 M€									
Postes (M€)																			
Investissements (annuités)	- M€	0,4 M€	0,4 M€	4,1 M€	6,9 M€	6,9 M€	9,5 M€	9,5 M€	10,6 M€	11,5 M€	11,5 M€	11,8 M€							
E&M	- M€	0,1 M€	0,1 M€	0,6 M€	1,0 M€	1,0 M€	1,3 M€	1,3 M€	1,5 M€	1,6 M€	1,6 M€	1,7 M€							
Total Transport (M€)	- M€	0,7 M€	0,7 M€	10,9 M€	16,1 M€	16,1 M€	27,7 M€	27,7 M€	33,8 M€	33,6 M€	33,6 M€	34,0 M€							
Demande [GWh]	1228 GWh	1277 GWh	1328 GWh	1513 GWh	1572 GWh	1631 GWh	1765 GWh	1844 GWh	1936 GWh	2021 GWh	2106 GWh	2197 GWh	2294 GWh	2401 GWh	2503 GWh	2605 GWh	2710 GWh	2829 GWh	
Coût moyen du transport [c€/kWh]	0,0 c€/kWh	0,1 c€/kWh	0,1 c€/kWh	0,7 c€/kWh	1,0 c€/kWh	1,0 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,5 c€/kWh	1,7 c€/kWh	1,7 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,5 c€/kWh	1,5 c€/kWh	1,4 c€/kWh	1,4 c€/kWh	1,3 c€/kWh	1,3 c€/kWh	1,2 c€/kWh	
De 2018 à 2035																			
Somme des coûts actualisés		167 M€																	
Somme de la demande actualisée		15 852 GWh																	
Coût moyen actualisé du transport		1,1 c€/kWh																	

Tabl. 91 - Coût du transport pour le scénario Ranomafana

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Lignes (M€)																			
Investissements (annuités)	- M€	0,2 M€	0,2 M€	5,4 M€	5,4 M€	8,8 M€	17,2 M€	17,2 M€	21,4 M€										
E&M	- M€	0,0 M€	0,0 M€	0,8 M€	0,8 M€	1,2 M€	2,4 M€	2,4 M€	3,0 M€										
Postes (M€)																			
Investissements (annuités)	- M€	0,4 M€	0,4 M€	4,1 M€	4,1 M€	6,9 M€	11,3 M€	11,3 M€	12,3 M€	12,3 M€	13,2 M€	14,3 M€							
E&M	- M€	0,1 M€	0,1 M€	0,6 M€	0,6 M€	1,0 M€	1,6 M€	1,6 M€	1,7 M€	1,7 M€	1,9 M€	2,0 M€							
Total Transport (M€)	- M€	0,7 M€	0,7 M€	10,9 M€	10,9 M€	18,0 M€	32,5 M€	32,5 M€	38,5 M€	38,5 M€	39,6 M€	40,8 M€							
Demande [GWh]	1228 GWh	1277 GWh	1328 GWh	1513 GWh	1572 GWh	1631 GWh	1765 GWh	1844 GWh	1936 GWh	2021 GWh	2106 GWh	2197 GWh	2294 GWh	2401 GWh	2503 GWh	2605 GWh	2710 GWh	2829 GWh	
Coût moyen du transport [c€/kWh]	0,0 c€/kWh	0,1 c€/kWh	0,1 c€/kWh	0,7 c€/kWh	0,7 c€/kWh	1,1 c€/kWh	1,8 c€/kWh	1,8 c€/kWh	2,0 c€/kWh	1,9 c€/kWh	1,9 c€/kWh	1,9 c€/kWh	1,8 c€/kWh	1,7 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,6 c€/kWh	1,5 c€/kWh	1,4 c€/kWh	
De 2018 à 2035																			
Somme des coûts actualisés		189 M€																	
Somme de la demande actualisée		15 852 GWh																	
Coût moyen actualisé du transport		1,2 c€/kWh																	

Elaboration du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

RAPPORT DU PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT – VERSION FINALE

Tabl. 92 - Coût du transport pour le scénario Volobe

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Lignes (M€)																		
Investissements (annuités)	- M€	0.2 M€	0.2 M€	0.6 M€	2.3 M€	2.3 M€	13.4 M€	13.4 M€	16.6 M€									
E&M	- M€	0.0 M€	0.0 M€	0.1 M€	0.3 M€	0.3 M€	1.9 M€	1.9 M€	2.3 M€									
Postes (M€)																		
Investissements (annuités)	- M€	0.4 M€	0.4 M€	2.7 M€	6.1 M€	6.1 M€	10.4 M€	10.4 M€	11.5 M€	12.4 M€	12.4 M€	13.4 M€						
E&M	- M€	0.1 M€	0.1 M€	0.4 M€	0.9 M€	0.9 M€	1.5 M€	1.5 M€	1.6 M€	1.7 M€	1.7 M€	1.9 M€						
Total Transport (M€)	- M€	0.7 M€	0.7 M€	3.7 M€	9.5 M€	9.5 M€	27.2 M€	27.2 M€	32.0 M€	33.0 M€	33.0 M€	34.3 M€						
Demande [GWh]	1228 GWh	1277 GWh	1328 GWh	1513 GWh	1572 GWh	1631 GWh	1765 GWh	1844 GWh	1936 GWh	2021 GWh	2106 GWh	2197 GWh	2294 GWh	2401 GWh	2503 GWh	2605 GWh	2710 GWh	2829 GWh
Coût moyen du transport [c€/kWh]	0.0 c€/kWh	0.1 c€/kWh	0.1 c€/kWh	0.2 c€/kWh	0.6 c€/kWh	0.6 c€/kWh	1.5 c€/kWh	1.5 c€/kWh	1.7 c€/kWh	1.6 c€/kWh	1.6 c€/kWh	1.6 c€/kWh	1.5 c€/kWh	1.4 c€/kWh	1.4 c€/kWh	1.3 c€/kWh	1.3 c€/kWh	1.2 c€/kWh
De 2018 à 2035																		
Somme des coûts actualisés		152 M€																
Somme de la demande actualisée		15 852 GWh																
Coût moyen actualisé du transport		1.0 c€/kWh																

13. ESTIMATION DES INVESTISSEMENTS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DU RI

13.1. METHODOLOGIE

Le plan de développement de la distribution dépend essentiellement de l'accroissement du nombre d'abonnés et de leur distribution spatiale.

Afin de conserver l'homogénéité du réseau de distribution de Madagascar, le consultant recommande, comme pour le transport, de développer le réseau de distribution en conservant les niveaux de tension existants, à savoir 20 kV pour la moyenne tension et 400 V pour la basse tension.

Les besoins en investissement sont donc rattachés aux types d'équipements suivants :

- Les lignes BT (400 V)
- Les lignes MT (20 kV)
- Les postes MT/BT

Sur base des chiffres extraits des rapports de statistiques de la distribution 2016 de la JIRAMA, le ratio de l'énergie consommée par kilomètre de ligne BT et MT, ainsi que le ratio de l'énergie consommée par poste MT/BT ont été calculés.

Ces ratios ont ensuite servi à calculer pour chaque année la quantité d'équipements requis. Les coûts correspondants en ont découlé en prenant des prix constants 2018.

13.2. CHIFFRES CLEFS POUR LE CALCUL DES INVESTISSEMENTS

Tabl. 93 - Indicateur du réseau de distribution en 2016

	Energie consommée en MWh par km de lignes MT	Energie consommée en MWh par km de lignes BT	Energie consommée en MWh par transformateurs MT/BT
RI TANA	623	316	327

Les valeurs indiquées dans ce tableau permettent d'évaluer le nombre de lignes et de postes à créer sur le RI.

Enfin, les prix constants 2018 unitaires retenus pour définir le plan d'investissement du réseau de distribution sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 94 - Prix 2018 des équipements de distribution

Coûts unitaires	RI TANA
km de ligne MT (k€ / km)	33
Km de ligne BT (k€ / km)	22
Poste MT/BT k€ / unité	12

13.3. BESOINS EN INVESTISSEMENT

Au total, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2018 - 2035 atteignent environ 155 MEUR pour le Réseau Interconnecté.

Ce montant se décompose comme suit :

- Investissement en lignes MT (20 kV) : _____ 76,4 MEUR, soit 2 316 km de ligne MT
- Investissement en lignes BT (400 V) : _____ 51 MEUR, soit 4 568 km de ligne BT
- Investissement en postes MT/BT : _____ 27,8 MEUR, soit 4 413 postes

SECTION 5

Plan d'investissement des autres réseaux de transport (hors RI) de la JIRAMA

14. PLAN D'INVESTISSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION

14.1. INTRODUCTION

Le périmètre du Plan de développement au Moindre Coût comprend également les centres isolés équipés de mini-réseaux :

- Mahajanga – Marovoay – Maevatanana – AmbatoBoeny
- Ambilobe – Antsiranana
- Ambanja – Nosy Be
- Andapa - Sambava

Pour chacun de ces centres isolés il existe un projet de centrale hydroélectrique pour l'alimentation du mini réseau interconnecté. Nous avons fait une comparaison économique entre un scénario de référence correspondant au développement de ces projets et un cas de figure alternatif où on répondrait à l'accroissement de la demande par une augmentation de la capacité thermique, avec une éventuelle hybridation par du solaire photovoltaïque ou de l'éolien.

14.2. MAHAJANGA

Pour le projet de Mahajanga, nous avons optimisé le niveau de tension de la ligne par rapport au projet existant. Au vu de la puissance à faire transiter, il serait possible de mettre en service une ligne 138 kV avec simple terre. Nous avons cependant considéré l'installation de poteaux permettant de rajouter un deuxième circuit par le futur, si cela s'avère nécessaire.

L'ouvrage d'Ambodiroka possède une puissance garantie de 38.8 MW, qui est supérieure à la puissance de pointe en fin de plan. Sa production est également supérieure à la demande en fin de plan, il suffira donc à alimenter l'ensemble du réseau interconnecté de Mahajanga en 2035. A nuancer cependant puisqu'il sera nécessaire de ne pas déclasser toutes les centrales thermiques afin de conserver des moyens de production dans le cadre du critère (n-1).

On étudie l'intérêt économique de la construction de l'ouvrage d'Ambodiroka et de sa ligne de raccordement au RI Mahajanga en 138 kV par rapport à la possibilité de répondre à la demande uniquement par du thermique et du solaire photovoltaïque, développé en IPP dans les deux cas.

La comparaison économique réalisée montre que le projet est économique. On obtient effectivement un Taux de Rentabilité Interne de 11,2%.

Le plan de développement retenu pour le Réseau Interconnecté de Mahajanga consiste donc en :

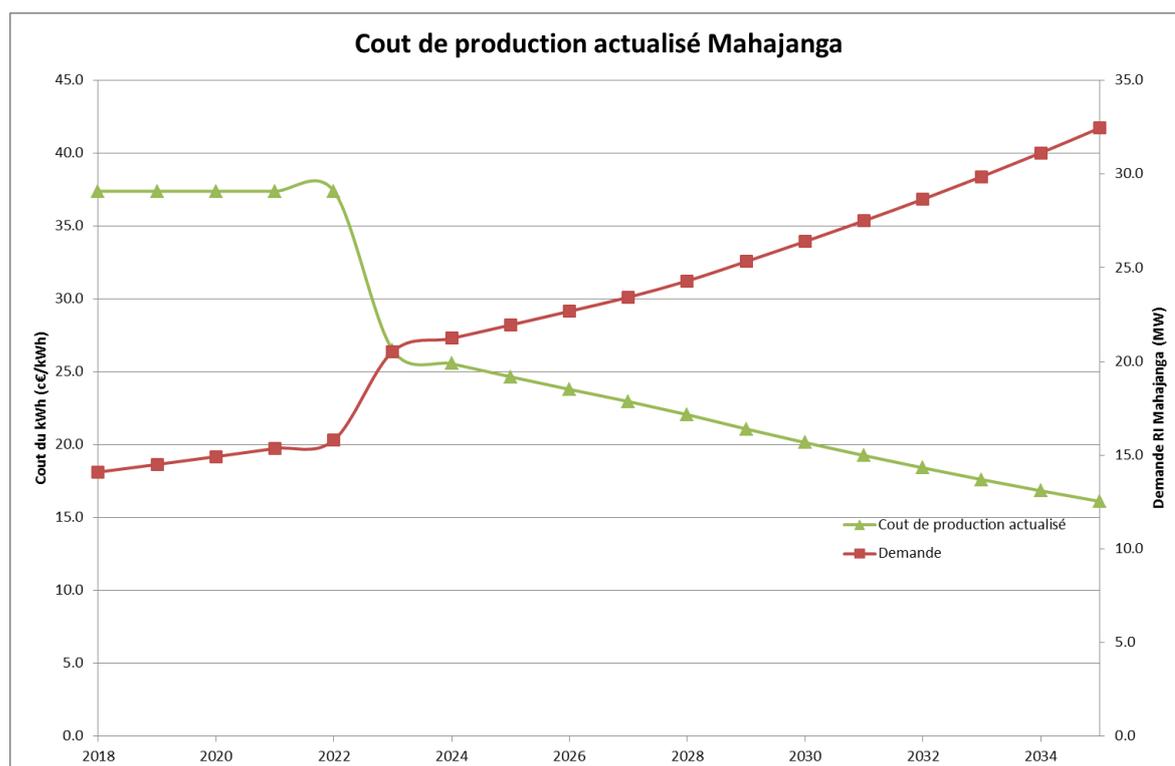
- Ajout d'une centrale thermique de 5 MW en 2020, qui sera exploitée en IPP, comme celles existantes.
- Construction de l'aménagement d'Ambodiroka et de sa ligne de raccordement au réseau dès que possible (2023).

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

Tabl. 95 - Performances économiques du plan de développement du RI Mahajanga

De 2018 à 2035		
Somme des coûts actualisés	242	M €
Taux d'actualisation	10%	
Somme de la production actualisée	884	GWh
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	27.4	c€/kWh

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :


Fig. 34. Coût de production actualisé pour le RI Mahajanga

On voit bien l'impact de la mise en service de l'aménagement d'Ambodiroka qui permet de faire chuter le coût de production. Jusqu'en 2035 il permet de répondre à l'intégralité de la demande, et il n'y a donc pas de nécessité de nouveaux investissements, ce qui explique la baisse constante du coût du kWh (puisque la demande continue d'augmenter).

14.3. AMBANJA – NOSY BE

Le projet de référence pour ce mini réseau est celui décrit par ARTELIA dans son étude pour le PIC datant d'Avril 2017 :

- une centrale solaire photovoltaïque de 3 MWc sur l'île de Nosy Be, produisant 4.65 GWh par an,
- la centrale de Bevory, d'une puissance installée de 16.2 MW, avec une capacité de régulation journalière, produisant 83.5 GWh par an, dont 19.4 sur les 5 heures de pointe journalière. La puissance garantie à 95 % en pointe est de 2.5 MW.

- Une ligne sous-marine permettant d'évacuer l'énergie de Bevory vers Nosy Be

On étudie l'intérêt économique de ce projet par rapport à la possibilité de ne faire que la centrale photovoltaïque sur l'île de Nosy Be, et de développer de la production thermique pour la demande restante.

Le TRI est de 12,9 %, ce qui montre que le projet est intéressant d'un point de vue économique.

Le plan de développement retenu pour le Réseau Interconnecté d'Ambanja – Nosy Be consiste donc en :

- Ajout de 3³ MWc de solaire Photovoltaïque en 2020 à Nosy Be, projet étudié par ARTELIA pour le PIC
- Mise en service de la centrale de Bevory en 2025, avec la ligne de raccordement de l'aménagement, et la liaison sous-marine vers l'île de Nosy Be.
- Conservation d'une capacité de 10 MW thermique pour répondre à la demande restante en pointe. Ces groupes thermiques seront utilisés uniquement pour l'extrême pointe. Nous considérons qu'ils sont exploités en IPP.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

Tabl. 96 - Performances économiques du plan de développement du RI Ambanja – Nosy Be

De 2018 à 2035		
Somme des coûts actualisés	96	M €
Taux d'actualisation	10%	
Somme de la production actualisée	339	GWh
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	28.4	c€/kWh

³ Il a été porté à la connaissance du Consultant à la fin de l'étude qu'une puissance de 5 MW a été proposée par le développeur CANOPY

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

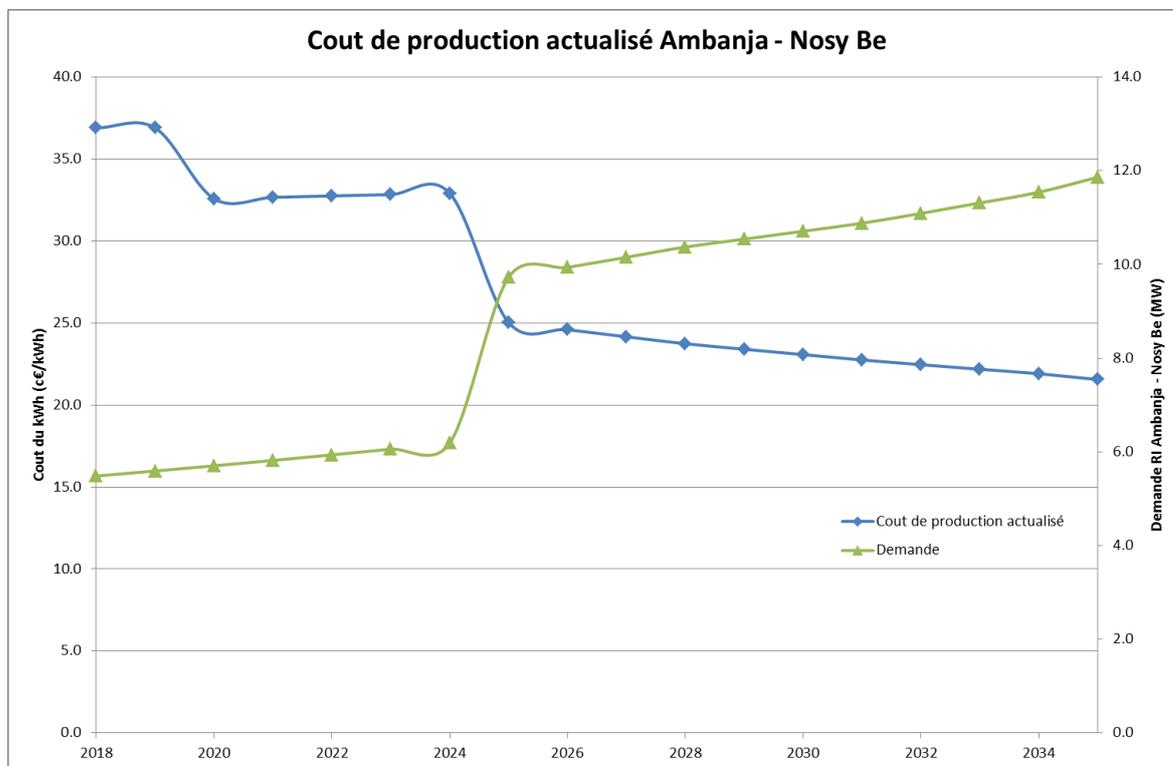


Fig. 35. Coût de production actualisé pour le RI Ambanja – Nosy Be

On voit bien l'impact de :

- la centrale solaire de Nosy be qui fait baisser le cout de production à partir de 2020
- l'aménagement de Bevory qui permet de faire chuter le coût de production à partir de 2025

14.4. ANDAPA – SAMBAVA

Les informations à notre disposition concernant l'aménagement de Lokoho ne sont pas complètes notamment pour la phase 2. Nous avons considéré les informations du développeur à savoir 6 MW installé et 41 GWh de production. N'ayant la puissance garantie que pour la phase 1, nous avons considéré la valeur indiquée dans le Plan directeur de MAVETHIC datant de 2013, soit 3.4 MW mais cela devra toutefois être confirmé.

Le projet étudié pour ce mini réseau consiste donc en la mise en service de l'aménagement de Lokoho en 2026, et fourniture du complément de pointe nécessaire par du thermique.

On étudie l'intérêt économique de ce scénario par rapport une solution comprenant du thermique hybride avec du solaire photovoltaïque.

Le TRI est de 10,5 %, ce qui montre que le projet est intéressant d'un point de vue économique.

Le plan de développement retenu pour le Réseau Interconnecté d'Andapa - Sambava consiste donc en :

- Ajout d'1 MW de thermique en 2021 pour répondre à l'accroissement de la demande de pointe
- Mise en service de la centrale de Lokoho (en une seule phase) dès que possible (2026), avec la ligne de raccordement associée et l'interconnexion Andapa – Sambava.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

Tabl. 97 - Performances économiques du plan de développement du RI Andapa - Sambava

De 2018 à 2035		
Somme des coûts actualisés	38	M €
Taux d'actualisation	10%	
Somme de la production actualisée	128	GWh
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	30.2	c€/kWh

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

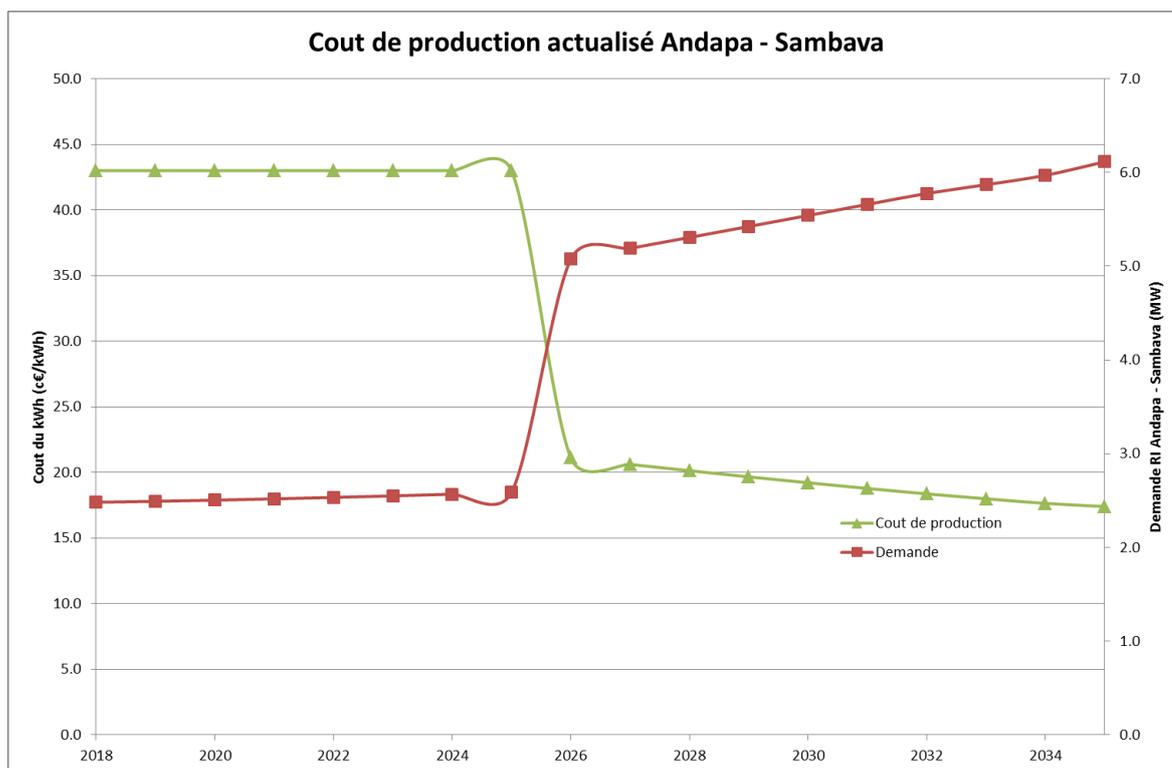


Fig. 36. Coût de production actualisé pour le RI Andapa - Sambava

On voit bien l'impact de la mise en service de l'aménagement de Lokoho en 2026 qui permet de faire chuter le coût de production.

14.5. AMBILOBE - ANTSIRANANA

Pour le réseau d'Ambilobe – Antsiranana, nous avons comparé le projet de construction de l'aménagement d'Andranomamofona et de la ligne de raccordement associée par rapport à un

fonctionnement avec du thermique gazole et une hybridation solaire photovoltaïque (5MW à partir de 2020).

Les seules informations disponibles sur le projet d'Andranomamofona proviennent de l'ORE (plan directeur MAVETHIC, 2013). Il y est indiqué une puissance garantie de 9 MW pour une puissance installée de 15 MW. L'analyse économique a donc été faite sur la base de ces données qui devront toutefois être confirmées.

L'étude économique réalisée montre qu'il est intéressant de construire Andranomamofona et la ligne de raccordement correspondante. On obtient effectivement un Taux de Rentabilité Interne de 20,6 %.

Le plan de développement retenu pour le Réseau Interconnecté d'Ambilobe – Antsiranana consiste donc en :

- Ajout d'une centrale thermique gazole de 5 MW en 2020
- Mise en service de l'aménagement d'Andranomamofona dès que possible (2026).

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

Tabl. 98 - Performances économiques du plan de développement du RI Ambilobe - Antsiranana

De 2018 à 2035		
Somme des coûts actualisés	223	M €
Taux d'actualisation	10%	
Somme de la production actualisée	649	GWh
Coût moyen actualisé de production (ou CMLT)	34.4	c€/kWh

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

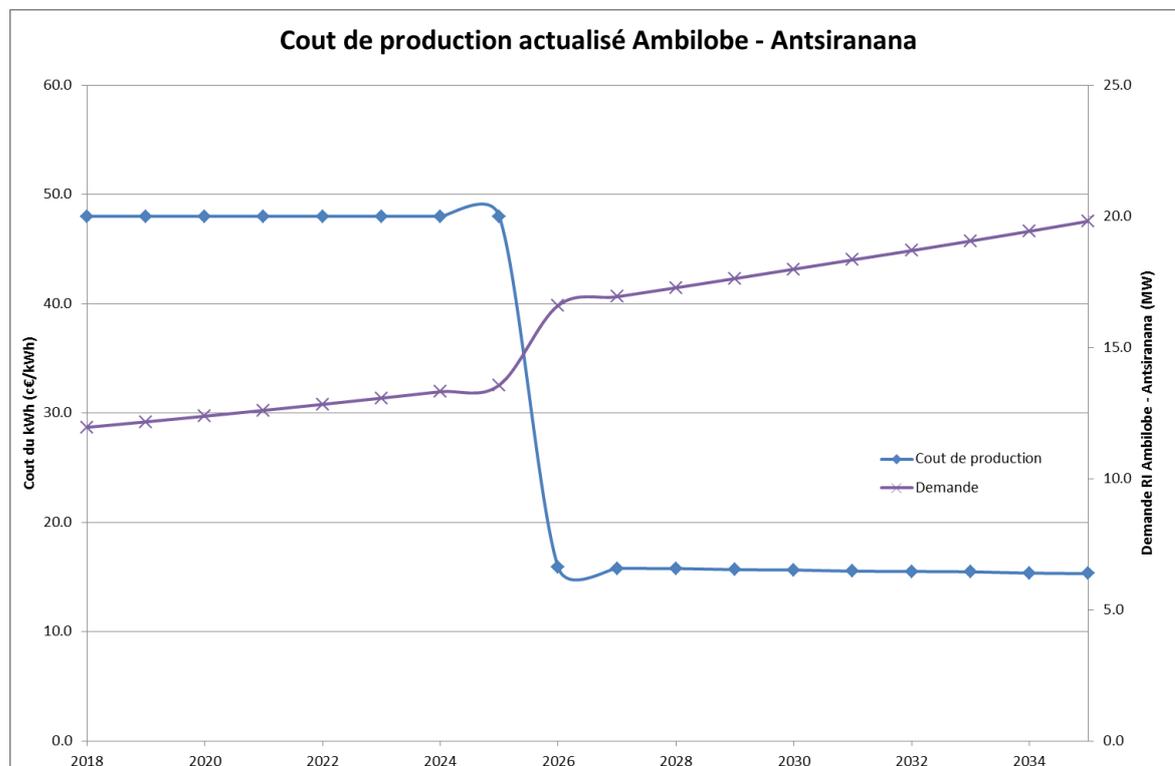


Fig. 37. Coût de production actualisé pour le RI Ambilobe - Antsirana

On voit bien sur ce graphique l'influence de l'aménagement d'Andranomamofona qui permet de faire diminuer de moitié le coût de production dès sa mise en service. Nous rappelons ici que cela est principalement lié à sa puissance garantie qui permet d'éviter des investissements en thermique, et qui devra être confirmée.

15. ESTIMATION DES INVESTISSEMENTS DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

15.1. RESEAUX DE TRANSPORT

Au final, l'intérêt économique de créer un mini réseau interconnecté avec chacune des centrales hydroélectriques identifiées a été démontré pour chacun des cas étudiés. Les investissements de transports correspondant à ces quatre réseaux sont détaillés ci-dessous.

15.1.1. Ligne Ambodiroka – Anjajia – Ankazomborona – Mahajanga

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2023, conjointement avec la mise en service de la centrale de Ambodiroka (environ 40 MW) permettrait d'évacuer la puissance de cette centrale vers Anjajia, Ankazomborona et Mahajanga. Cet ouvrage regroupe les équipements suivants :

- Une ligne 138 kV Ambodiroka – Anjajia – Ankazomborona – Mahajanga, d'une longueur totale d'environ 170 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 265 mm². Pour respecter à termes le critère du N-1, les pylônes sont prévus pour supporter un deuxième terne dans le futur. Ils sont constitués de treillis métalliques à base carrée ou rectangulaire, munis d'un armement de type « drapeau » pour supporter deux ternes.
- La création du poste de Anjajia en 138 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 138 kV
 - Deux travées ligne 138 kV
 - Une travée transformateur 138/20 kV de 10 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste de Ankazomborona en 138 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 138 kV
 - Deux travées ligne 138 kV
 - Une travée transformateur 138/20 kV de 10 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste de Mahajanga en 138 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 138 kV
 - Une travée ligne 138 kV
 - Deux travées transformateur 138/20 kV de 15 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

15.1.2. Ligne Bevory – Ambanja – Nosy Be

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2025, conjointement avec la mise en service de la centrale de Bevory (16 MW) permettrait d'évacuer la puissance de cette centrale vers Ambanja et Nosy Be. Cet ouvrage regroupe les équipements suivants :

- Une ligne aérienne 63 kV Bevory – Ambanja – Nosy Be, d'une longueur totale d'environ 40 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne sous-marine 63 kV, de la côte jusqu'à Nosy Be, d'une longueur totale d'environ 24 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- La création du poste de Ambanja en 63/20 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV allant au poste de Bevory (chiffré dans le projet de centrale)
 - Une travée ligne 63 kV allant au poste de Nosy Be
 - Deux travées Transformateur 63/20 kV de 10 MVA
 - Un poste HTA incluant un tableau 20 kV
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste de Nosy Be en 63/20 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV
 - Deux travées Transformateur 63/20 kV de 10 MVA
 - Un poste HTA incluant un tableau 20 kV
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

15.1.3. Ligne Lokoho – Andapa – Sambava

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2026, conjointement avec la mise en service de la centrale de Lokoho (6 MW) permettrait d'évacuer la puissance de cette centrale vers Andapa et Sambava. Cet ouvrage regroupe les équipements suivants :

- Une ligne 63 kV Lokoho – Andapa – Sambava, d'une longueur totale d'environ 90 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm². Un poteau biterne pourra être utilisé pour rajouter un terne dans le futur.
- La création du poste de Andapa en 63/20 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV allant au poste de Lokoho (chiffré dans le projet de centrale)

- Une travée ligne 63 kV allant au poste de Sambava
- Deux travées Transformateur 63/20 kV de 4 MVA
- Un poste HTA incluant un tableau 20 kV
- Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
- Un groupe électrogène
- La création du poste de Sambava en 63/20 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV
 - Deux travées Transformateur 63/20 kV de 4 MVA
 - Un poste HTA incluant un tableau 20 kV
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

15.1.4. Ligne Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2026, conjointement avec la mise en service de la centrale de Andranomamofona (15 MW) permettrait d'évacuer la puissance de cette centrale vers Ambilobe et Antsiranana. Cet ouvrage regroupe les équipements suivants :

- Une ligne 63 kV Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana, d'une longueur totale d'environ 170 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm². Un poteau biterne pourra être utilisé pour rajouter un terne dans le futur.
- La création du poste de Ambilobe en 63/20 kV comprenant :
 - Un double jeu de barres 63 kV
 - Une travée ligne 63 kV allant au poste de Andranomamofona (chiffré dans le projet de centrale)
 - Une travée ligne 63 kV allant au poste de Antsiranana
 - Deux travées Transformateur 63/20 kV de 10 MVA
 - Un poste HTA incluant un tableau 20 kV
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène
- La création du poste d'Antsiranana en 63/20 kV comprenant :

- Un double jeu de barres 63 kV
- Une travée ligne 63 kV
- Deux travées Transformateur 63/20 kV de 10 MVA
- Un poste HTA incluant un tableau 20 kV
- Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
- Un groupe électrogène

15.2. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT (HORS RI)

Les investissements de transport à réaliser, pour les lignes et postes en 138 kV et 63 kV, sont résumés dans le tableau suivant pour chaque réseau étudié.

Tabl. 99 - Résumé des coûts des projets de transport estimés

Projets de transport	Date mise en service	Nouvelles Lignes	Longueur [km]	Tension [kV]	Nombre de terres	Section Conducteur [mm ²]	Coût ligne [M€]	Coût postes [M€]	Coût total Projet [M€]
1	2023	Ambodiroka – Anjajia – Ankazomborona – Mahajanga	170	138	1 (+1)*	265	34	16,5	50,5
2	2025	Bevory – Ambanja – Nosy Be	64	63	1 (+1)*	228	22	5	27
3	2026	Lokoho – Andapa – Sambava	90	63	1 (+1)*	228	14,5	5	19,5
4	2026	Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana	170	63	1 (+1)*	228	23,5	5	28,5
TOTAL							94	31,5	125,5

(+1)*: Les poteaux installés sont prévu en double terre avec un seul terre installé.

15.3. RESEAUX DE DISTRIBUTION

Le plan de développement de la distribution dépend essentiellement de l'accroissement du nombre d'abonnés et de leur distribution spatiale.

Afin de conserver l'homogénéité du réseau de distribution de Madagascar, le consultant recommande, comme pour le transport, de développer le réseau de distribution en conservant les niveaux de tension existants, à savoir 20 kV pour la moyenne tension et 400 V pour la basse tension.

Les besoins en investissement sont donc rattachés aux types d'équipements suivants :

- Les lignes BT (400 V)
- Les lignes MT (20 kV)
- Les postes MT/BT

Sur base des chiffres extraits des rapports de statistiques de la distribution 2016 de la JIRAMA, le ratio de l'énergie consommée par kilomètre de ligne BT et MT, ainsi que le ratio de l'énergie consommée par poste MT/BT ont été calculés.

Ces ratios ont ensuite servi à calculer pour chaque année la quantité d'équipements requis. Les coûts correspondants en ont découlé en prenant des prix constants 2018.

15.3.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements

Tabl. 100 - Indicateurs pour chaque réseau de distribution en 2016

	Energie consommée en MWh par km de lignes MT	Energie consommée en MWh par km de lignes BT	Energie consommée en MWh par transformateurs MT/BT
Ambilobe - Antsiranana	167	95	139
Mahajanga	328	102	230
Ambanja - Nosy Be	241	380	221
Andapa - Sambava	448	285	287

Les valeurs indiquées dans ce tableau permettent d'évaluer le nombre de lignes et de postes à créer pour chacun des réseaux concernés.

Enfin, les prix constants 2018 unitaires retenus pour définir le plan d'investissement du réseau de distribution sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 101 - Prix 2018 des équipements de distribution

Coûts unitaires	RI TANA
km de ligne MT (k€ / km)	33
Km de ligne BT (k€ / km)	22
Poste MT/BT k€ / unité	12

15.3.2. Besoins en investissements de distribution

Au total, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2018 - 2035 atteignent environ 60 MEUR pour l'ensemble des 4 réseaux considérés.

Ce montant se décompose comme suit :

Tabl. 102 - Besoins en investissements de distribution des réseaux (hors RI)

	Ambilobe - Antsiranana	Mahajanga	Ambanja - Nosy Be	Andapa - Sambava
Nouvelles lignes MT (km)	233	238	96	31
Nouvelles lignes BT (km)	407	759	61	49
Nouveaux postes MT/BT	280	340	105	48
Coûts lignes MT (k€)	7 681	7 858	3 184	1 019
Coûts lignes BT (k€)	8 951	16 706	1 345	1 070
Coûts postes MT/BT (k€)	3 358	4 077	1 261	579
Coûts totaux distribution (k€)	19 991	28 641	5 790	2 669

SECTION 6

PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION DES CI DE LA JIRAMA

16. ETUDE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE POUR LES CI DE LA JIRAMA

16.1. APPROCHE GENERALE ET PERIMETRE DE L'ETUDE

La prévision de la demande d'électricité est un élément essentiel puisqu'elle conditionne l'arrivée des nouveaux besoins en termes de production et de réseaux associés.

L'élaboration de la projection de la demande précédemment effectuée est articulée autour du réseau interconnecté principal, dénommé RI dans de ce rapport (dont le périmètre de départ est le réseau d'Antananarivo) et des réseaux de transports dits « secondaires » listés ci-dessous :

- Réseau de Toamasina (RIT)
- Réseau de Fianarantsoa (RIF)
- Réseau de Ambilobe - Antsiranana
- Réseau de Mahajanga
- Réseau de Ambanja – Nosy Be
- Réseau de Andapa – Sambava

Dans cette section, l'étude de la demande concerne spécifiquement les centres isolés (CI) de la JIRAMA. Il existe actuellement 115 centres d'exploitation dont 100 sont alimentés exclusivement par des groupes thermiques (gazole ou HFO). La consommation des centres isolés (CI) représente actuellement environ 20% de la consommation totale du pays. Ces centres, répartis sur l'ensemble du territoire, sont constitués de réseaux de distribution avec des niveaux de tension allant jusqu'à 20 kV pour certains. Parmi les centres de consommation les plus importants, citons par exemple Antsiranana (4%), Mahajanga (4%), Toliara (2%), Nosy Be (2%).

Il faut noter que lors de l'étude de la demande du réseau interconnecté principal et des réseaux secondaires, de nombreux centres isolés ont été pris en compte et raccordés à l'un de ces réseaux. Leur consommation a donc été intégrée à la consommation globale de ces derniers, c'est pourquoi ces centres ne seront pas traités dans le présent chapitre.

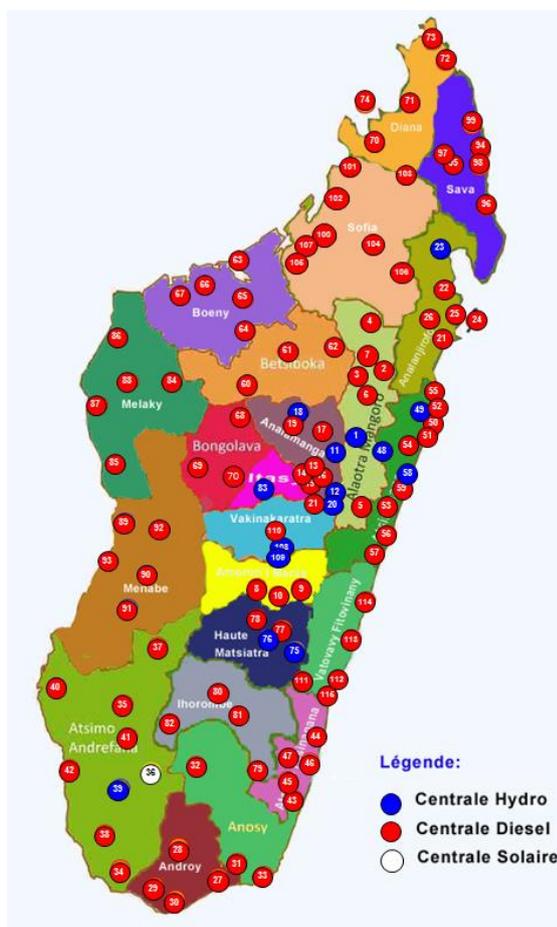


Fig. 10. Localisation des centrales de production JIRAMA (à gauche). Source : Site internet de l'ORE

La méthodologie générale de la présente étude est identique à celle utilisée pour le RI. Elle est basée sur l'approche analytique en tenant compte notamment de l'évolution historique de la consommation résidentielle et industrielle ainsi que de l'électrification de nouvelles communes sur le territoire national.

Parmi les points importants à définir dans le cadre de la méthode analytique, citons par exemple :

- La répartition des différents types de consommateurs (secteur résidentiel, services et industrie)
- La consommation unitaire par habitant pour chaque commune
- La localisation des zones de consommation et la cohérence avec la stratégie d'accès à l'électrification à Madagascar
- Le taux de desserte qui correspond à la proportion d'habitants raccordés au réseau (à l'intérieur d'une zone électrifiée donnée)
- Les hypothèses de rendement du réseau moyenne tension
- Les hypothèses sur le facteur de charge pour chaque commune

- Les choix des scénarios de projection de la demande

Pour la bonne compréhension des chiffres présentés dans les chapitres suivants, il est important de bien définir comment ce périmètre géographique est délimité. Le découpage communal utilisé pour le recensement de la population en 1993 a été retenu comme base de travail pour établir les limites des zones géographiques couvertes par chaque zone isolée

16.2. METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL

16.2.1. Taux de couverture géographique

Il ne peut y avoir de consommation là où il n'y a pas de réseaux. Pour évaluer la demande future en électricité, il est donc nécessaire de faire des hypothèses concernant la création et l'extension des réseaux. Concernant les centres isolés et leurs faibles niveaux de puissance consommée, il n'y a pas à proprement parler de réseaux de transport. Nous distinguerons cependant deux types de réseaux en fonction de leur utilité finale :

- Réseaux de distribution : Il est supposé implicitement que la demande ne sera pas, outre mesure, contrainte par le développement des réseaux de distribution,
- Réseaux de petit transport : les extensions et renforcement des réseaux de petit transport (20kV) sont étudiés au cas par cas pour l'électrification de communes adjacentes à des centres isolés.

Le choix d'électrifier ou non une zone géographique dépend de différents critères techniques et économiques. La granulométrie des zones considérées étant fixée à un niveau communal, l'exercice consiste alors à définir une hiérarchisation dans les dates d'électrification pour chaque commune. Parmi les critères considérés, nous pouvons citer les principaux :

- Proximité géographique avec le centre isolé existant
- Densité de la population
- Proximité avec les axes routiers

De la même façon, le choix de raccorder un centre isolé déjà électrifié ou un réseau secondaire dépend de différents critères :

- Technique, pour définir si une simple extension du réseau de distribution suffit ou si une ligne de petit transport est nécessaire (20kV)
- et économique, à travers une analyse dite « B-C » (comparaison entre le projet de ligne et une solution sans le projet)

Cette analyse a permis de mettre en évidence des zones où la création de mini-réseaux moyenne tension permettrait de regrouper des centres isolés proches tout en alimentant au passage de nouvelles communes ayant une population importante. C'est notamment le cas dans la région d'Alaotra Mangoro où une vingtaine de commune proches dont plusieurs centres isolés pourraient mutualiser leur production en s'interconnectant. La comparaison économique « B-C » de ce projet ainsi que plusieurs autres zones potentiellement intéressantes à raccorder est détaillée plus bas.

Le taux de couverture géographique correspond au nombre d'habitants des communes électrifiées divisé par le nombre total d'habitants à Madagascar. L'évolution du taux de desserte dans le temps traduit donc l'expansion de la couverture géographique des zones électrifiées. Le détail de

l'analyse du taux de couverture a donc été menée sur base de cartes en tenant compte des critères ci-dessus afin de fixer, commune par commune, les dates d'électrification. Le détail de cette analyse est présenté en annexe.

16.2.2. Taux de desserte

Le taux de desserte correspond au nombre d'habitants réellement raccordés à l'électricité divisé par le nombre total d'habitants vivant dans les communes électrifiées. Ce taux de desserte, calculé pour chaque commune, traduit le taux de pénétration de l'électricité dans les communes.

L'augmentation du taux de desserte traduit à la fois la progression du nombre d'abonnés dans les communes déjà alimentées en électricité mais également l'arrivée d'abonnés dans les communes nouvellement électrifiées.

L'évolution des taux de desserte commune par commune est souvent surévaluée dans les études de demande car :

- Lors du raccordement de nouveaux centres, le déploiement et les extensions des réseaux de distribution se font des zones les plus aisées (les centres-villes) vers les zones les plus modestes (les quartiers périphériques ou les zones rurales). Cela peut parfois conduire à faire baisser les taux de desserte.
- Un taux de desserte constant suppose déjà que la progression du nombre d'abonnés suit celle de la population.

Partant de ce principe, les prévisions de taux de desserte sont faites de manière prudente. Pour les localités déjà électrifiées, le taux de desserte est déterminé pour les années à venir à partir de la situation réelle en 2017. Les taux retenus suivent ensuite une progression linéaire jusqu'en fin de plan.

16.2.3. Consommation unitaire

Les consommations unitaires de la demande résidentielle évoluent sous l'action de paramètres ayant des effets antagonistes :

- L'élasticité des revenus, due à l'augmentation du PIB per capita, va dans le sens de l'augmentation des consommations unitaires par l'augmentation du taux d'équipement et du taux d'utilisation des équipements
- L'amélioration de la qualité de service de la distribution d'électricité lorsqu'une localité est raccordée au RI incite la population à s'équiper davantage et donc à consommer davantage.
- Le raccordement de nouveaux abonnés, souvent plus modestes et disposant au départ d'un taux d'équipement plus faible, va dans le sens de la diminution des consommations unitaires.
- La lutte contre les fraudes va dans le sens de la diminution des consommations unitaires.
- L'amélioration des performances des équipements va dans le sens de la diminution des consommations unitaires.
- Les mesures de maîtrise de la demande en électricité, par exemple l'adoption d'ampoules basse énergie, peuvent avoir un impact fort sur les consommations unitaires. Une ampoule basse énergie consomme 5 fois moins qu'une ampoule à incandescence.

Il n'est guère possible de chiffrer tous ces effets sur la période 2018 – 2035, par conséquent, une augmentation linéaire de la consommation unitaire jusqu'en 2035 est appliquée dans le cadre de cette étude.

16.2.4. Consommation industrielle et des services

Les consommations, autres que résidentielles ont été regroupées et traitées séparément, elles concernent le secteur des services et de l'industrie. Comme pour la demande résidentielle, l'évolution dans le temps de cette consommation a été traitée de façon linéaire en différenciant chaque commune.

16.2.5. Energie à produire et puissance de pointe

Une fois la projection de la consommation établie commune par commune, il convient de calculer l'énergie électrique que les centrales devront produire. Entre le consommateur final et les centres de production, des pertes techniques et non-techniques (ou commerciales) sont liées au réseau de transport et de distribution. Ces pertes sont quantifiées à travers le rendement du réseau qui a été considéré identique au rendement actuel du RI de Tana (67%). Un objectif de 85% de rendement a été considéré à l'horizon 2035.

Les courbes de charge traduisent les rythmes de l'activité humaine (réveil, repas, temps de travail, éclairage, sommeil, jours non travaillés, etc..) et les saisons. L'activité industrielle tend à augmenter le facteur de charge puisque les besoins en électricité sont relativement constants dans le temps alors que l'électrification de nouvelles communes tend à le faire diminuer puisque les besoins de la demande résidentielle sont très différents suivant l'heure de la journée. Le facteur de charge, différent pour chaque commune, permet de déduire la puissance de pointe à produire.

17. ANALYSE DES MOYENS DE PRODUCTION ET COMPARAISONS ECONOMIQUES

17.1. BANQUE DE PROJETS

Les projets de centrales qui ont été pris en compte sont :

- Les projets hydroélectriques identifiés dans le cadre de l'ESMAP (Atlas petite hydro à Madagascar),
- Des centrales thermiques, de petite ou moyenne taille
- Des centrales solaires (ou éolienne) de petite ou moyenne taille (notamment les projets d'hybridations pour lesquels la JIRAMA a lancé des appels d'offres en novembre et décembre 2017)

Pour les projets hydroélectriques, une analyse de :

- l'adéquation entre la puissance / production de la centrale et la demande locale,
- la nécessité ou non d'investir également dans une centrale thermique en cas de manque de puissance garantie

- ainsi que la distance entre la centrale et les CI voisins (et donc le coût de la ligne de transport associée)

n'a pas mis en avant de projet hydroélectrique adapté pour permettre l'alimentation en électricité des CI au moindre coût. C'est donc des centrales hybrides thermiques/solaires (ou éolien) qui ont été retenues pour l'alimentation électrique des différents CI.

17.2. COMPARAISON ECONOMIQUE

Au stade de l'étude de la demande en électricité, une analyse de l'intérêt économique du raccordement de plusieurs CI entre eux, ou de l'expansion de certains CI a été faite. Le principe de cette analyse est basé sur la comparaison du coût des lignes de « petit transport » (en 20 kV) par rapport à la réduction des coûts de production et d'exploitation et de maintenance du fait de la mutualisation des ouvrages de production. Cette réduction des coûts d'exploitation et de maintenance (considéré dans le cas d'une exploitation en IPP) a été estimée à 10% dans le cas d'un groupe thermique de petite taille (jusqu'à 1 MW), et de 20 % pour des groupes de taille moyenne (supérieur à 1 MW).

17.2.1. RI Alaotra Mangoro

Du fait de la proximité de plusieurs CI importants dans cette région et d'une densité de population forte dans les communes non électrifiées adjacentes, nous avons étudié l'intérêt économique du projet de création d'un réseau de distribution étendu intégrant une vingtaine de communes relativement proches. Voici les communes qui seraient intégrées dans ce réseau étendu :

- AMBATONDRAZAKA (CI Existant)
- MANAKAMBAHINY-ANDREFANA (CI Existant)
- MANAKAMBAHINY-ANTSINANANA (CI Existant)
- AMPARAFARAVOLA (CI Existant)
- TANAMBE (CI Existant)
- ANDILAMENA (CI Existant)
- AMBATOSORATRA
- AMBOHITSILAOZANA
- AMPITATSIMO
- ANDILANATOBY
- FERAMANGA-AVARATRA
- ILAFY
- IMERIMANDROSO
- AMBATOMAINTY
- AMBOAVORY
- AMBOHIJANAHARY
- AMBOHITRARIVO
- MORARANO-CHROME
- VOHIMENA

17.2.1.1. FAISABILITE TECHNIQUE DU PROJET

Au vu de la longueur importante de réseau MT considéré (boucle d'environ 230 km), le Consultant a réalisé une simulation de répartition de puissance à l'horizon 2035 pour ce mini-réseau afin de s'assurer de la faisabilité de ce projet en termes de chute de tension et de transit de la ligne 20kV. Avec 3 centrales positionnées sur les communes ayant la consommation la plus importante, les

résultats sont concluants comme le montre la figure suivante. En effet, le plan de tension et la charge de la ligne restent satisfaisantes même à la pointe 2035.

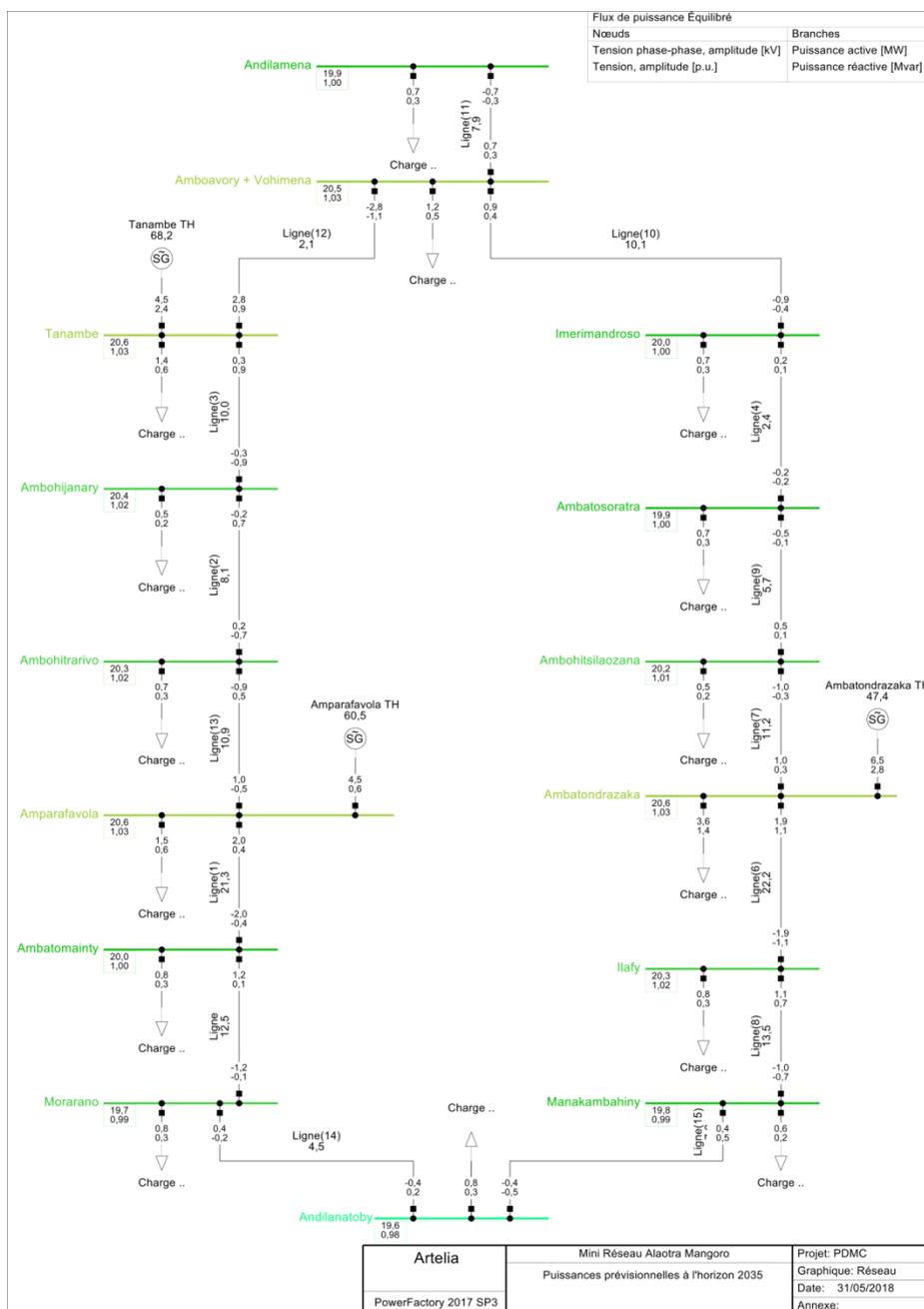


Fig. 11. Calcul de répartition de puissance en 2035 pour le mini-réseau prévisionnel d'Alaotra Mangoro

17.2.1.2. INTERET ECONOMIQUE DU PROJET

Nous avons comparé :

- Les coûts du projet :

- Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne reliant ces différentes communes (230 km en 20 kV).
- Les coûts de l'énergie dans le cadre d'une exploitation en IPP de trois centrales hybrides thermiques/solaire avec une capacité de 6, 6 et 7,5 MW en thermique et 4.2, 4.2 et 5.25 MW en solaire.
- Les bénéfices du projet, correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond au développement de l'électrification de ces communes de manière décentralisée avec une exploitation en IPP de centrales hybrides thermiques/solaire dans chaque commune. Nous avons considéré que la mutualisation des moyens de production dans le cas de la création de ce réseau étendu permettrait de diminuer le coût d'investissement ainsi que le coût d'exploitation et de maintenance à hauteur de 20 %.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 26% montre que ce projet est très intéressant d'un point de vue économique pour un raccordement en 2022.

17.2.2. Antsohihy

Nous avons étudié l'intérêt économique du projet de création d'une ligne de raccordement de 23 km en 20 kV entre le centre isolé d'Antsohihy et Anahidrano, ainsi que le raccordement de la commune voisine d'Ankerika.

Nous avons comparé :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne (23 km en 20 kV).
 - Les coûts de l'énergie dans le cadre d'une exploitation en IPP d'une centrale hybrides thermiques/solaire avec une capacité de 3.9 MW en thermique et de 2.7 MW en photovoltaïque.
- Les bénéfices du projet, correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond au développement de l'électrification de ces communes de manière décentralisée avec une exploitation en IPP de centrales hybrides thermiques/solaire dans chaque commune. Nous avons considéré que la mutualisation des moyens de production dans le cas de la création de ce réseau étendu permettrait de diminuer le coût d'investissement ainsi que le coût d'exploitation et de maintenance à hauteur de 10 %.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 32% montre que ce projet est très intéressant d'un point de vue économique pour un raccordement en 2022.

17.2.3. Sakahara

Nous avons étudié l'intérêt économique du projet de création d'une ligne de raccordement de 22 km en 20 kV entre le centre isolé de Sahakara et Anahidrano, et la commune voisine de Mahaboboka.

Nous avons comparé :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne (22 km en 20 kV).
 - Les coûts de l'énergie dans le cadre d'une exploitation en IPP d'une centrale hybrides thermiques/solaire avec une capacité de 1.5 MW en thermique et de 1.05 MW en photovoltaïque.
- Les bénéfices du projet, correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond au développement de l'électrification de ces communes de manière décentralisée avec une exploitation en IPP de centrales hybrides thermiques/solaire dans chaque commune. Nous avons considéré que la mutualisation des moyens de production dans le cas de la création de ce réseau étendu permettrait de diminuer le coût d'investissement ainsi que le coût d'exploitation et de maintenance à hauteur de 10 %.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 13.5% montre que ce projet est intéressant d'un point de vue économique pour un raccordement en 2022.

17.2.4. Betioky

Nous avons étudié l'intérêt économique du projet de création d'une ligne de raccordement de 45 km en 20 kV entre le centre isolé de Betioky et celui de Bezaha, ainsi que le raccordement des communes voisines de Tongobory et Tameantsoa.

Nous avons comparé :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne (45 km en 20 kV).
 - Les coûts de l'énergie dans le cadre d'une exploitation en IPP d'une centrale hybrides thermiques/solaire avec une capacité de 2.25 MW en thermique et de 1.6 kW en photovoltaïque.
- Les bénéfices du projet, correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond au développement de l'électrification de ces communes de manière décentralisée avec une exploitation en IPP de centrales hybrides thermiques/solaire dans chaque commune. Nous avons considéré que la mutualisation des moyens de production dans le cas de la création de ce réseau étendu permettrait de diminuer le coût d'investissement ainsi que le coût d'exploitation et de maintenance à hauteur de 10 %.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 7.38% montre que ce projet n'est pas intéressant d'un point de vue économique, et qu'il vaut mieux privilégier l'électrification décentralisée de ces communes.

17.2.5. Morondova

Nous avons étudié l'intérêt économique du projet de création d'une ligne de raccordement de 40 km en 20 kV entre les centres isolés de Morondava, Mahabo, Analaiva et Bemanonga.

Nous avons comparé :

- Les coûts du projet :
 - Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance correspondant aux coûts de la ligne (40 km en 20 kV).
 - Les coûts de l'énergie dans le cadre d'une exploitation en IPP d'une centrale hybrides thermiques/solaire avec une capacité de 6.15 MW en thermique et de 4.3 MW en photovoltaïque.
- Les bénéfices du projet, correspondant aux coûts évités du scénario « sans projet ». Ce scénario correspond au développement de l'électrification de ces communes de manière décentralisée avec une exploitation en IPP de centrales hybrides thermiques/solaire dans chaque commune. Nous avons considéré que la mutualisation des moyens de production dans le cas de la création de ce réseau étendu permettrait de diminuer le coût d'investissement ainsi que le coût d'exploitation et de maintenance à hauteur de 10 %.

La comparaison économique est présentée en annexe du présent rapport.

Le Taux de Rendement Interne économique de 32% montre que ce projet est très intéressant d'un point de vue économique pour un raccordement en 2022.

18. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION POUR LES CI DE LA JIRAMA

18.1. PRODUCTION

18.1.1. Méthodologie

Pour chacun des centres isolés, un modèle type de centrale hybride solaire/thermique (ou éolien/thermique) a été élaboré. Le dimensionnement de la puissance d'EnR à installer au niveau d'un centre isolé équipé d'un groupe de production thermique a été fait en considérant 70% de la puissance de pointe à l'horizon 2035. La valeur de 70 % a été choisie puisque l'objectif est d'atteindre une autonomie énergétique aux heures d'ensoleillement maximum en journée (d'après les courbes de charges de la Jirama, la puissance en milieu de journée se situe en moyenne entre 50 et 70% de la puissance de pointe du soir).

Ces projets de centrales hybrides sont développés dans des centres en réseau isolé. L'utilisation d'une énergie fatale comme le solaire ou l'éolien nécessite donc l'utilisation de batteries pour permettre d'adapter la production intermittente et imprévisible EnR à la courbe de demande. La batterie permet également de garantir une meilleure indépendance vis-à-vis de la production thermique et assure une réduction significative de consommation de carburant. Le CAPEX des batteries de type Lithium-ion, aujourd'hui d'environ 300 €/ kWh de batteries installées, est diminution constante, ce qui en fait une solution de plus en plus rentable sur la durée de vie économique d'un projet.

Pour une puissance installée supérieure à 250 kW, la capacité installée de batteries sera égale à l'énergie fournie par la centrale à pleine charge en une heure. Par exemple, la capacité des batteries sera de 1000 kWh pour une centrale photovoltaïque de 1 MW. Pour une puissance installée inférieure à 250 kW, on peut supposer que la courbe de charge présentera une pointe du soir plus marquée. La capacité installée de batterie doit être plus importante pour permettre une contribution plus notable à la pointe du soir. Elle sera donc égale à l'énergie fournie par la centrale à pleine charge pendant 2 heures. Par exemple, la capacité des batteries sera de 200 kWh pour une centrale photovoltaïque de 100 kW.

Enfin, les batteries ne pouvant stocker assez d'énergie pour assurer le passage des pointes du soir et la consommation de la nuit, des groupes thermiques sont intégrés au projet. Ils ont été dimensionnés pour avoir une réserve suffisante : leur puissance installée correspond à une fois et demie la puissance de pointe à l'horizon 2035. Ainsi, il y a une redondance suffisante pour permettre d'assurer correctement la maintenance des groupes sans impacter la puissance de pointe disponible.

Ce dimensionnement type devra être affiné au cas par cas par des études exigées dans les dossiers d'appels d'offres (comme le fait la JIRAMA actuellement) mais il permet de donner un bon ordre de grandeur des investissements en production à prévoir pour chacun des CI.

Concernant les appels d'offres pour l'hybridation de 32 centres isolés lancés par le JIRAMA en novembre et décembre 2017, le dimensionnement proposé par la JIRAMA a été retenu et un investissement complémentaire a été ajouté en fin de plan pour les centres isolés où l'augmentation de la demande l'imposait.

18.1.2. Plan de développement des CI étendus

18.1.2.1. RI ALAOTRA MANGORO

Le plan de développement retenu pour le RI Alaotra Mangoro consiste donc en :

- Mise en service de trois centrales thermiques de 6, 6 et 7,5 MW et trois centrales photovoltaïque de 4.2, 4.2 et 5.25 MW en solaire en 2022, qui seront exploitées en IPP.
- Construction d'une boucle de 230 km de ligne 20 kV et du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 96.6 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 261.4 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 37.0 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.2. ANTISOHIHY

Le plan de développement retenu pour Antsohihy consiste donc en :

- Mise en service d'une centrale thermique de 3.9 MW et d'une centrale photovoltaïque de 2.7 MW, qui seront exploitées en IPP.
- Construction de 23 km de ligne 20 kV et du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 24.6 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 69 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 35.6 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.3. MORONDOVA

Le plan de développement retenu pour Morondova consiste donc en :

- Mise en service d'une centrale thermique de 6.15 MW et d'une centrale photovoltaïque de 4.3 MW, qui seront exploitées en IPP.
- Construction de 40 km de ligne 20 kV et du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 41.9 M€

- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 117.3 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 35.7 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.4. SAKARAHHA

Le plan de développement retenu pour Sakaraha consiste donc en :

- Mise en service d'une centrale thermique de 1.5 MW et d'une centrale photovoltaïque de 1050 kW, qui seront exploitées en IPP.
- Construction de 22 km de ligne 20 kV et du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 8.5 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 23 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 37 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.5. BEFANDRIANA

Le plan de développement retenu pour Befandriana consiste donc en :

- Mise en service d'une centrale thermique de 1.35 MW et d'une centrale photovoltaïque de 950 kW, qui seront exploitées en IPP.
- Construction du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 5.8 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 16.8 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 34.7 c€/kWh
- On retrouvera en annexe le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement.

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.6. MAROANTSETRA

Le plan de développement retenu pour Maroantsetra consiste donc en :

- Mise en service d'une centrale thermique de 3.5 MW et d'une centrale photovoltaïque de 2.45 MW, qui seront exploitées en IPP.
- Construction du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 20.5 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 59 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 34.8 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.7. TAOLANARO

Le plan de développement retenu pour Taolanaro consiste donc en :

- Mise en service d'une centrale thermique de 7.2 MW et d'une centrale photovoltaïque de 5 MW, qui seront exploitées en IPP.
- Construction du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 50.7 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 146.1 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 34.7 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.2.8. TOLIARY

Le plan de développement retenu pour Toliary consiste donc en :

- Ajout de groupes thermiques pour atteindre une puissance de pointe de 17.75 MW et mise en service de 12.4 MW de solaire, dans le cadre d'une exploitation en IPP.
- Construction du réseau de distribution associé.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes :

- Somme des coûts actualisés : 126.3 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Somme de la production actualisée 363.5 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 34.7 c€/kWh

Le détail des investissements annuels sur l'ensemble de la durée du plan de développement est présenté en annexe.

18.1.3. Plan de développement des autres CI

Le plan de développement retenu pour l'ensemble des autres CI est détaillé en annexe commune par commune. Les performances économiques génériques retenues pour ces CI sont résumées ci-dessous :

- Moyenne de la Somme des coûts actualisés : 4.9 M€
- Taux d'actualisation : 10 %
- Moyenne de la Somme des productions actualisée 14 GWh
- Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) : 35 c€/kWh

Le coût actualisé moyen du kWh évolue ainsi :

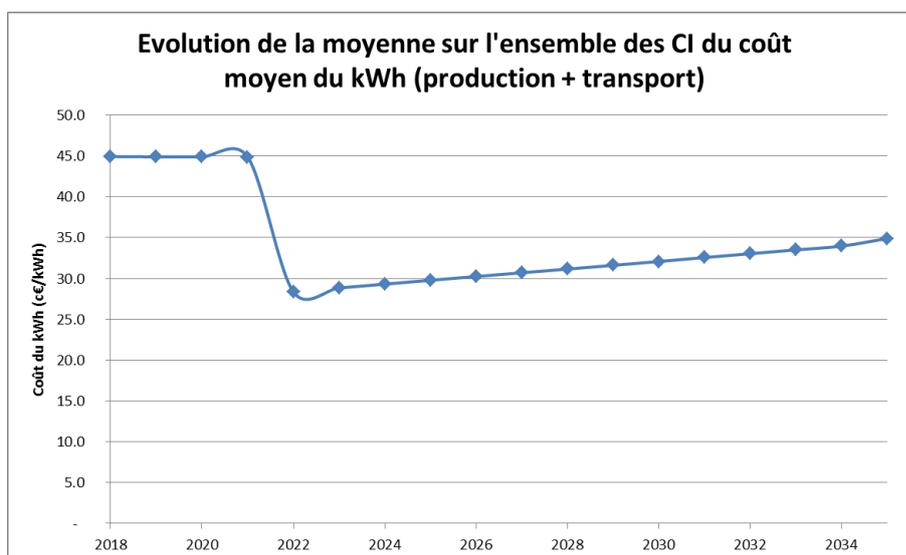


Fig. 38. Evolution du Coût actualisé du kWh moyen sur l'ensemble des CI

Nota : la réduction du coût de production en 2022 s'explique par l'hybridation des centres avec des EnR.

18.2. RESEAUX DE DISTRIBUTION

Le plan de développement de la distribution dépend essentiellement de l'accroissement du nombre d'abonnés et de leur distribution spatiale sur le territoire malgache.

Afin de conserver l'homogénéité du réseau de distribution de Madagascar, le consultant recommande, comme pour le transport, de développer le réseau de distribution en conservant les niveaux de tension existants, à savoir 20 kV pour la moyenne tension et 400 V pour la basse tension.

Les besoins en investissement sont donc rattachés aux types d'équipements suivants :

- Les lignes BT (400 V)
- Les lignes MT (20 kV)
- Les postes MT/BT

Sur base des chiffres extraits des rapports de statistiques de la distribution 2016 de la JIRAMA, le ratio de l'énergie consommée par kilomètre de ligne BT et MT, ainsi que le ratio de l'énergie consommée par poste MT/BT ont été calculés.

Ces ratios ont ensuite servi à calculer pour chaque année la quantité d'équipements requis. Les coûts correspondants ont été déduits sur base de prix constants 2018.

18.2.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements

Tabl. 103 - Indicateurs retenus pour les réseaux de distribution des CI

	Energie consommée en MWh par km de lignes MT	Energie consommée en MWh par km de lignes BT	Energie consommée en MWh par transformateurs MT/BT
Indicateurs généraux Centres Isolés	296	216	219

Chacune des valeurs indiquées dans ce tableau correspond à la moyenne des indicateurs des 4 réseaux isolés d'Ambilobe – Antsiranana, Mahajanga, Ambanja - Nosy Be et Andapa – Sambava.

Enfin, les prix constants 2018 unitaires retenus pour définir le plan d'investissement du réseau de distribution sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 104 - Prix 2018 des équipements de distribution

Coûts unitaires	RI TANA
km de ligne MT (k€ / km)	33
Km de ligne BT (k€ / km)	22
Poste MT/BT k€ / unité	12

La répartition des coûts de distribution est tirée des données précédentes et permet d'estimer les coûts totaux de chacun des CIs, dont le tableau ci-dessous présente le détail :

Tabl. 105 - Répartition des coûts de distribution par MWh distribué pour les CI

Coûts (en euros par MWh)	Coûts en euros par MWh distribué (€/MWh)	Répartition (%)
Coût Nouvelles lignes MT	125	38%
Coût Nouvelles lignes BT	145	44%
Coûts postes	60	18%
Total Coût distribution	330	100%

Enfin, à ces coûts génériques sont rajoutés les coûts des lignes 20 kV servant à la création des mini-réseaux dont l'intérêt économique a été montré dans le chapitre précédent.

Les montants totaux pour chaque CIs et CIs étendus sont présentés en Annexe.

ANNEXE 1 Synthèse des résultats de l'étude de la demande

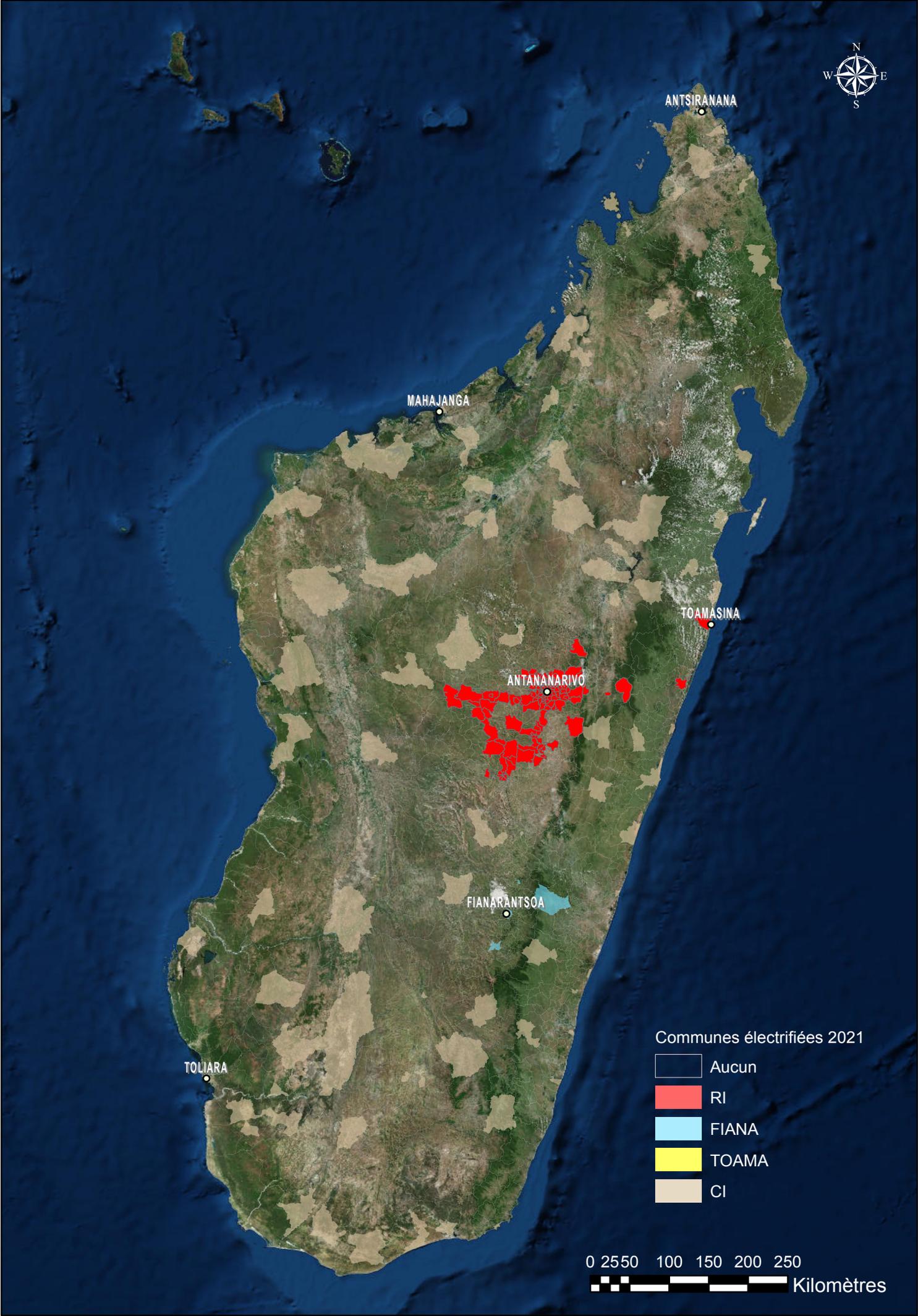
Synthèse des résultats - Scénario de référence																					
Critères	unité	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
TOTAL population Madagascar	nb hab	24 359 868	25 052 202	25 764 345	26 460 358	27 175 313	27 909 728	28 664 137	29 439 089	30 235 147	31 052 890	31 892 914	32 755 829	33 642 265	34 552 868	35 488 301	36 449 246	37 436 404	38 450 496	39 492 262	40 562 463
Sous-Total population périmètre RI	nb hab	3 589 631	3 683 725	3 919 770	4 218 431	4 540 973	5 186 535	5 479 558	5 617 748	6 669 521	7 379 160	8 184 898	8 699 793	9 190 582	9 794 253	10 490 006	11 145 465	11 944 784	12 834 342	13 773 115	14 780 635
Sous-Total population raccordée dans le périmètre RI	nb hab	1 646 923	1 741 655	1 854 170	1 976 011	2 109 724	2 462 246	2 615 152	2 759 904	3 213 957	3 455 555	3 753 909	4 007 722	4 262 954	4 541 963	4 844 624	5 175 430	5 521 104	5 888 794	6 237 916	6 596 660
Taux de couverture RI	%	14,7%	14,7%	15,2%	15,9%	16,7%	18,6%	19,1%	19,1%	22,1%	23,8%	25,7%	26,6%	27,3%	28,3%	29,6%	30,6%	31,9%	33,4%	34,9%	36,4%
Taux de desserte zone RI	%	45,9%	47,3%	47,3%	46,8%	46,5%	47,5%	47,7%	49,1%	48,2%	46,8%	45,9%	46,1%	46,4%	46,4%	46,2%	46,4%	46,2%	45,9%	45,3%	44,6%
TOTAL Production (résidentielle, petite industrie, tertiaire)	GWh	1 651	1 690	1 752	1 816	1 884	1 956	2 030	2 110	2 190	2 280	2 382	2 480	2 582	2 691	2 806	2 924	3 045	3 167	3 294	3 436
Sous-Total Production dans le périmètre RI	GWh	1 153	1 180	1 228	1 277	1 328	1 513	1 572	1 631	1 765	1 844	1 936	2 021	2 106	2 197	2 294	2 401	2 503	2 605	2 710	2 829
Taux de croissance Production périmètre RI	%		2,3%	4,0%	3,9%	4,0%	14,0%	3,9%	3,7%	8,2%	4,5%	5,0%	4,4%	4,2%	4,3%	4,4%	4,7%	4,2%	4,1%	4,0%	4,4%
TOTAL Puissance de pointe (résidentielle, petite industrie, tertiaire)	MW	342	351	363	375	388	402	417	433	447	466	487	506	526	548	570	594	618	643	669	698
Sous-Total Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	225	232	243	253	263	301	313	324	352	368	387	404	421	440	460	481	502	524	546	571
Taux de croissance Puissance de pointe périmètre RI	%		3,2%	4,5%	4,1%	4,2%	14,1%	4,0%	3,6%	8,6%	4,6%	5,1%	4,5%	4,2%	4,4%	4,5%	4,7%	4,4%	4,2%	4,2%	4,6%
Sous-Total Puissance TOAMA	GWh		119,8	122,1	124,4	126,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-Total Puissance FIANA	GWh		40,1	41,4	43,9	46,4	48,8	51,4	54,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-Total Puissance ANTSI	GWh		59,7	60,7	61,8	62,9	64,0	65,2	66,4	67,6	68,9	79,3	81,1	82,9	84,8	86,8	88,7	90,7	92,7	94,8	96,9
Sous-Total Puissance MAHA	GWh		69,6	71,6	73,7	75,8	78,0	80,3	82,6	100,1	103,8	107,6	111,4	116,0	121,4	127,0	132,9	139,0	145,4	152,0	158,8
Sous-Total Puissance NOSY	GWh		27,3	27,9	28,4	29,0	29,6	30,2	30,8	31,4	44,8	46,0	47,3	48,6	49,7	50,8	51,9	53,0	54,2	55,4	57,1
Sous-Total Puissance SAMBA	GWh		8,9	9,1	9,4	9,7	9,9	10,2	10,5	10,8	11,1	18,7	19,5	20,4	21,2	22,1	23,0	23,9	24,7	25,6	26,5
Sous-Total Puissance TOAMA	MW		24,0	24,0	24,5	24,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-Total Puissance FIANA	MW		9,7	9,8	10,2	10,6	11,1	11,5	12,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-Total Puissance ANTSI	MW		11,7	12,0	12,2	12,4	12,6	12,8	13,1	13,3	13,6	16,6	16,9	17,3	17,6	18,0	18,3	18,7	19,1	19,4	19,8
Sous-Total Puissance MAHA	MW		13,7	14,1	14,5	14,9	15,4	15,8	20,5	21,2	21,9	22,7	23,4	24,3	25,3	26,4	27,5	28,7	29,9	31,1	32,5
Sous-Total Puissance NOSY	MW		5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,1	6,2	9,7	9,9	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,9
Sous-Total Puissance SAMBA	MW		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1
TOTAL Production projets industriels sur le RI	GWh			63	63	69	374	788	788	823	855	919	919	956	961	967	1004	1010	1016	1021	1027
TOTAL Puissance de pointe projets industriels sur le RI	MW			8	8	9	51	103	103	106	110	118	118	123	124	124	129	130	131	131	132
TOTAL consolidé Production dans le périmètre RI	GWh	1 153	1 180	1 291	1 340	1 396	1 887	2 361	2 419	2 588	2 699	2 855	2 939	3 062	3 159	3 261	3 406	3 513	3 621	3 731	3 856
TOTAL consolidé Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	225	232	251	261	272	352	377	388	420	440	467	484	506	526	546	573	595	618	640	666
Synthèse des résultats - Scénario de bas																					
TOTAL consolidé Production dans le périmètre RI	GWh	1 153	1 180	1 260	1 308	1 359	1 671	2 075	2 134	2 309	2 412	2 505	2 589	2 698	2 789	2 886	3 017	3 119	3 221	3 350	3 468
TOTAL consolidé Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	225	232	247	257	267	322	340	351	382	401	420	437	457	476	495	520	541	563	587	612
Synthèse des résultats - Scénario de haut																					
TOTAL consolidé Production dans le périmètre RI	GWh	1 153	1 180	1 291	1 340	1 396	1 887	2 361	2 419	2 588	2 699	2 855	2 939	3 062	3 159	3 261	3 406	3 513	3 621	3 731	3 856
TOTAL consolidé Puissance de pointe dans le périmètre RI	MW	225	232	251	261	272	352	397	408	440	460	487	504	526	546	566	593	615	638	660	686



Communes électrifiées 2017

- Aucun
- RI
- FIANA
- TOAMA
- CI

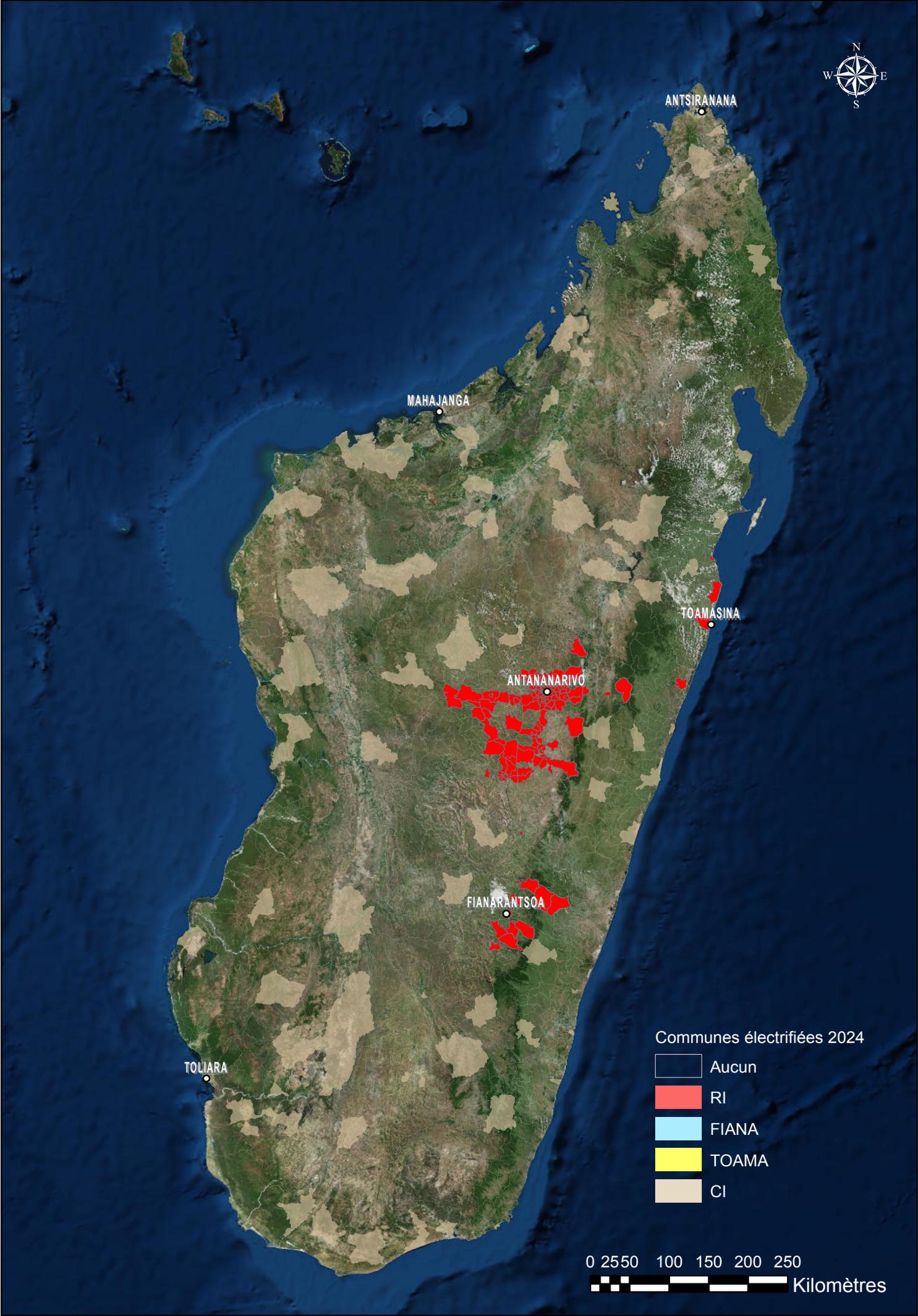
0 25 50 100 150 200 250
Kilomètres

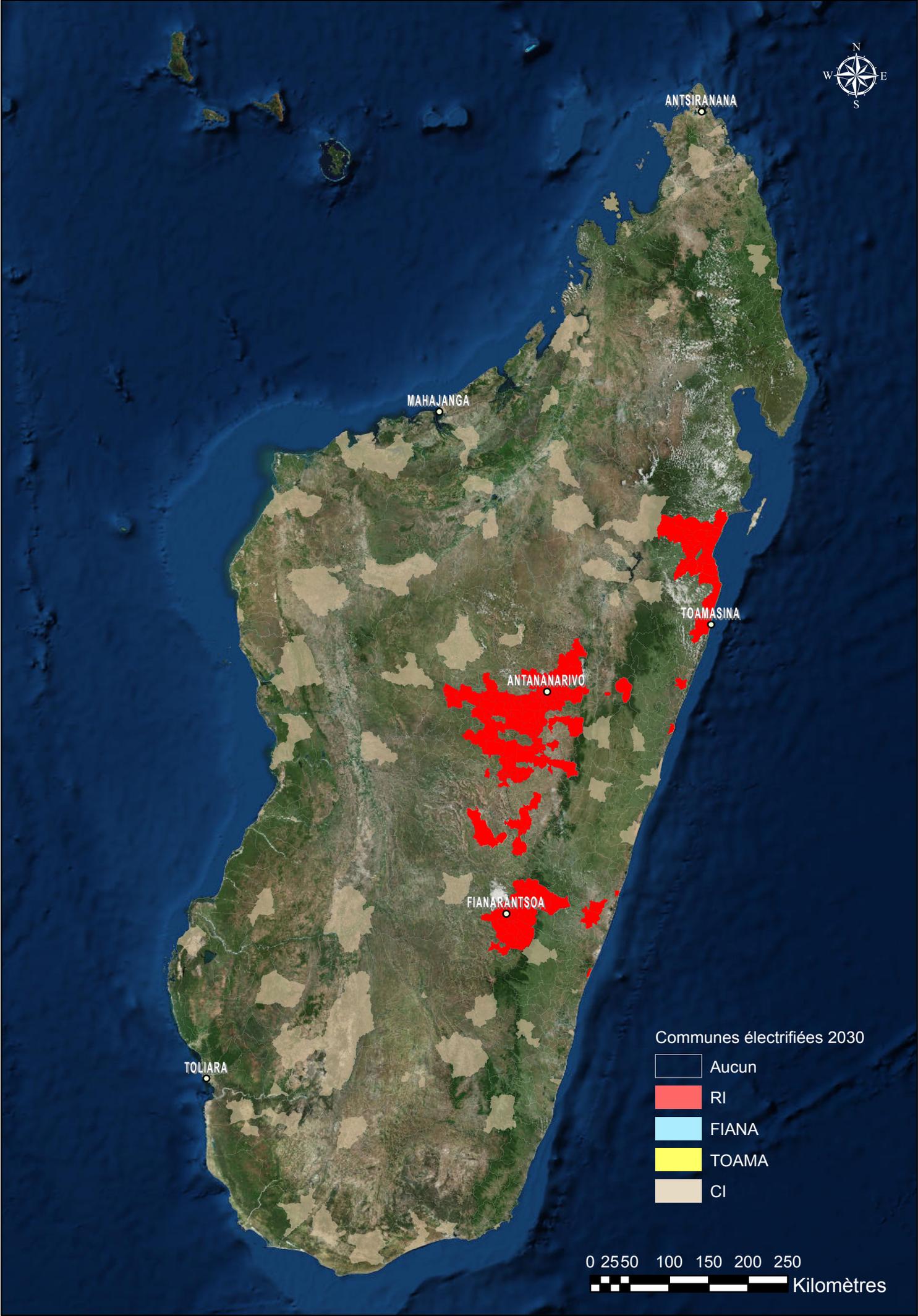


Communes électrifiées 2021

- Aucun
- RI
- FIANA
- TOAMA
- CI

0 25 50 100 150 200 250
Kilomètres





ANTSIRANANA

MAHAJANGA

TOAMASINA

ANTANANARIVO

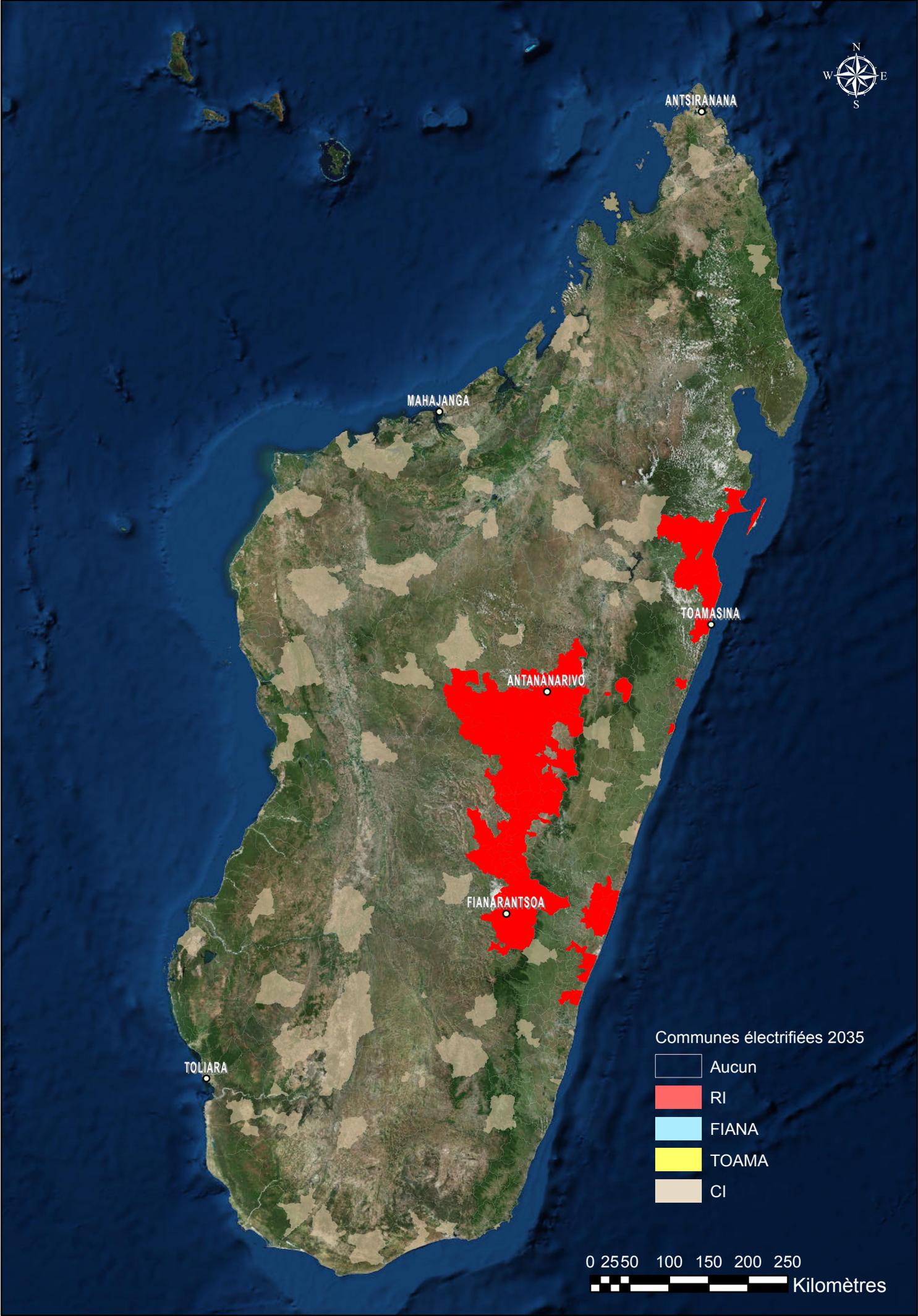
FIANARANTSOA

TOLIARA

Communes électrifiées 2030

- Aucun
- RI
- FIANA
- TOAMA
- CI

0 25 50 100 150 200 250
Kilomètres



ANTSIRANANA

MAHAJANGA

TOAMASINA

ANTANANARIVO

FIANARANTSOA

TOLIARA

Communes électrifiées 2035

- Aucun
- RI
- FIANA
- TOAMA
- CI

0 25 50 100 150 200 250
Kilomètres

ANNEXE 2 **Détail des chiffres de l'étude de la demande pour le Réseau Interconnecté**

REGION	DISTRICT	COMMUNE	CODES CENTRES JIRAMA	NOMS CENTRES JIRAMA	TYPE ALIM en 2017	Population en zone électrifiée	
						2016	2017
ALAO TRA MANGORO	AMBATONDRAZAKA	AMBATONDRAZAKA	75	AMBATONDRAZAKA	CI	57 018	58 733
ALAO TRA MANGORO	AMBATONDRAZAKA	MANAKAMBAHINY-ANDREFANA	61	MANAKAMBAHINY	CI	44 596	45 937
ALAO TRA MANGORO	AMBATONDRAZAKA	MANAKAMBAHINY-ANTSINANANA	61	MANAKAMBAHINY	CI	12 011	12 373
ALAO TRA MANGORO	AMPARAFARAVOLA	AMPARAFARAVOLA	90	AMPARAFARAVOLA	CI	68 307	70 362
ALAO TRA MANGORO	AMPARAFARAVOLA	TANAMBE	119	TANAMBE	CI	48 040	49 485
ALAO TRA MANGORO	ANDILAMENA	ANDILAMENA	106	ANDILAMENA	CI	26 196	26 984
ALAO TRA MANGORO	ANOSIBE AN'ALA	ANOSIBE AN'ALA	63	ANOSIBE AN'ALA	CI	34 972	36 024
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	ANDASIBE	72	MORAMANGA	RI	14 552	14 989
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	MORAMANGA	72	MORAMANGA	RI	38 901	40 071
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	SABOTSY-ANJIRO	72	MORAMANGA	RI	20 738	21 362
AMORONI MANIA	AMBATOFINANDRAHANA	AMBATOFINANDRAHANA	19	AMBATOFINANDRAHANA	CI	39 331	40 584
AMORONI MANIA	AMBOSITRA	AMBOSITRA	14	AMBOSITRA	CI	46 150	47 620
AMORONI MANIA	MANANDRIANA	AMBATOMARINA	114	MANANDRIANA	CI	25 535	26 349
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	AMBOHIDRATRIMO	1	ANTANANARIVO	RI	12 238	12 558
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	AMBOHIMANJAKA	1	ANTANANARIVO	RI	5 609	5 755
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	AMBOHITRIMANJAKA	1	ANTANANARIVO	RI	33 749	34 631
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	AMPANGABE	1	ANTANANARIVO	RI	12 486	12 812
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	AMPANOTOKANA	1	ANTANANARIVO	RI	20 473	21 008
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	ANOSIALA	1	ANTANANARIVO	RI	23 995	24 622
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	ANTANETIBE	1	ANTANANARIVO	RI	9 476	9 724
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	ANTEHIROKA	1	ANTANANARIVO	RI	33 717	34 598
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	IVATO-FIRAISANA	1	ANTANANARIVO	RI	32 779	33 635
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	MAHITSY	96	MAHITSY	RI	40 864	41 932
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	MERIMANDROSO	1	ANTANANARIVO	RI	26 247	26 933
ANALAMANGA	AMBOHIDRATRIMO	TALATAMATY	1	ANTANANARIVO	RI	33 822	34 706
ANALAMANGA	ANDRAMASINA	AMBOHIMIADANA	49	AMBOHIMIADANA	RI	47 284	48 520
ANALAMANGA	ANJOZOROBE	ANJOZOROBE	110	ANJOZOROBE	CI	24 158	24 789
ANALAMANGA	ANKAZOBE	ANKAZOBE	42	ANKAZOBE	CI	19 986	20 508
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ALAKAMISY-FENOARIVO	1	ANTANANARIVO	RI	32 594	33 446
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ALATSINAIN'AMBAZAHA	1	ANTANANARIVO	RI	5 264	5 401
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMBALAVAO	1	ANTANANARIVO	RI	9 572	9 822
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMBATOFAHAVALO	1	ANTANANARIVO	RI	6 574	6 746
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMBAVAHADITOKANA	1	ANTANANARIVO	RI	22 324	22 908
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMBOHIDRAPETO	1	ANTANANARIVO	RI	17 074	17 520
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMBOHIJANAKA	1	ANTANANARIVO	RI	15 701	16 111
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMPAHITROSY	1	ANTANANARIVO	RI	7 681	7 881
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMPANEFY	1	ANTANANARIVO	RI	10 009	10 271
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	AMPITATAFIKA	1	ANTANANARIVO	RI	55 809	57 267
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANDOHARANOFOTSY	1	ANTANANARIVO	RI	28 612	29 360
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANDRANONAOHATRA	1	ANTANANARIVO	RI	41 852	42 945
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANDROHIBE	1	ANTANANARIVO	RI	11 761	12 068
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANJOMAKELY	1	ANTANANARIVO	RI	8 204	8 419
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANKADIMANGA	1	ANTANANARIVO	RI	7 905	8 112
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANKARAQBATO	1	ANTANANARIVO	RI	23 537	24 152
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ANTANETIKELY	1	ANTANANARIVO	RI	12 273	12 593
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	BEMASOANDRO	1	ANTANANARIVO	RI	36 753	37 714
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	FIOMBONANA	1	ANTANANARIVO	RI	5 524	5 669
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	ITAOSY	1	ANTANANARIVO	RI	12 587	12 916
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	SOALANDY	1	ANTANANARIVO	RI	8 243	8 458
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	SOAVINA	1	ANTANANARIVO	RI	7 970	8 178
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	TANJOMBATO	1	ANTANANARIVO	RI	36 650	37 607
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-ATSIMONDRANO	TSARARIVOTRA	1	ANTANANARIVO	RI	15 946	16 363
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ALASORA	1	ANTANANARIVO	RI	32 429	33 277
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	AMBOHIDRABIBY	1	ANTANANARIVO	RI	6 558	6 730
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	AMBOHIMALAZA-MIRAY	1	ANTANANARIVO	RI	12 539	12 867
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	AMBOHIMANAMBOLA	1	ANTANANARIVO	RI	13 982	14 347
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	AMBOHIMANGAKELY	1	ANTANANARIVO	RI	40 006	41 052
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	AMBOHIMANGA-ROVA	1	ANTANANARIVO	RI	7 243	7 432
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	AMBOHITRINIANDRIANA	1	ANTANANARIVO	RI	4 585	4 704
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANDRANOVELONA	1	ANTANANARIVO	RI	7 362	7 555
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANJEVA-GARA	1	ANTANANARIVO	RI	10 888	11 172
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANKADIKELY-ILAFY	1	ANTANANARIVO	RI	52 602	53 976
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANKADINANDRIANA	1	ANTANANARIVO	RI	20 851	21 396
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANOSY-AVARATRA	1	ANTANANARIVO	RI	8 350	8 568
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANTSINANANTY-SENDA-SABOTSY	1	ANTANANARIVO	RI	20 912	21 459
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ATSIMOMBOHITRA-FIRAISANA	1	ANTANANARIVO	RI	5 960	6 116
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	MANANDRIANA	1	ANTANANARIVO	RI	5 162	5 297
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	NAMEHANA	1	ANTANANARIVO	RI	11 517	11 818
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	TALATA-VOLONONDRY	1	ANTANANARIVO	RI	21 076	21 626
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	ANOSIARIVO	1	ANTANANARIVO	RI	5 611	5 757
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	FIAFERANA	1	ANTANANARIVO	RI	2 776	2 848
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	MANANKASINA	1	ANTANANARIVO	RI	6 087	6 246
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	MASINDRAY	1	ANTANANARIVO	RI	12 860	13 196
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-AVARADRANO	VILIAHAZO	1	ANTANANARIVO	RI	4 220	4 330
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-RENIVOHITRA	ANTANANARIVOI	1	ANTANANARIVO	RI	322 488	330 915
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-RENIVOHITRA	ANTANANARIVOII	1	ANTANANARIVO	RI	172 746	177 200
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-RENIVOHITRA	ANTANANARIVOIII	1	ANTANANARIVO	RI	212 842	218 404
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-RENIVOHITRA	ANTANANARIVOIV	1	ANTANANARIVO	RI	223 203	229 035
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-RENIVOHITRA	ANTANANARIVOV	1	ANTANANARIVO	RI	294 346	302 037
ANALAMANGA	ANTANANARIVO-RENIVOHITRA	ANTANANARIVOV	1	ANTANANARIVO	RI	136 767	140 341
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	AMBANITSENA	91	MANJAKANDRIANA	RI	9 503	9 751
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	ANJEPY	91	MANJAKANDRIANA	RI	10 516	10 790
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	MANJAKANDRIANA	91	MANJAKANDRIANA	RI	40 321	41 375
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	MANTASOA	91	MANJAKANDRIANA	RI	16 031	16 449
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	SAMBAINA	91	MANJAKANDRIANA	RI	11 703	12 009
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	AMBATOMANGA	91	MANJAKANDRIANA	RI	8 469	8 690
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	AMBOHITROLOMAHITSY	91	MANJAKANDRIANA	RI	25 468	26 134
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	AMBOHITSEHENO	91	MANJAKANDRIANA	RI	13 201	13 546
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	ANKAZONDANDY	91	MANJAKANDRIANA	RI	33 346	34 218
ANALAMANGA	MANJAKANDRIANA	NANDIHIZANA	91	MANJAKANDRIANA	RI	8 480	8 702
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	FENOARIVO-ATSINANANA	22	FENERIVE EST	CI	27 979	28 820
ANALANJIROFO	MANANARA-AVARATRA	MANANARA-AVARATRA	73	MANANARA NORD	CI	54 641	56 285
ANALANJIROFO	MAROANTSETRA	MAROANTSETRA	31	MAROANTSETRA	CI	31 600	32 551
ANALANJIROFO	NOSY-BORAHA	AMBODIFOTATRA	39	SAINTE MARIE	CI	16 254	16 743
ANALANJIROFO	NOSY-BORAHA	LOUKINTSY	39	SAINTE MARIE	CI	9 669	9 969
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	SOANIERANA-IVONGO	16	SOANIERANA IVONGO	CI	52 123	53 691
ANALANJIROFO	VAVATENINA	VAVATENINA	81	VAVATENINA	CI	49 030	50 505
ANDROY	AMBOVOMBE-ANDROY	AMBOVOMBE	80	AMBOVOMBE	CI	86 735	89 073
ANDROY	BEKILY	AMBAHITA	52	BEKILY	CI	32 313	33 184
ANDROY	BELOHA	BELOHA	86	BELOHA	CI	28 848	30 652
ANDROY	TSIHOMBE	TSIHOMBE	60	TSIHOMBE	CI	38 761	39 806
ANOSY	AMBOASARY-ATSIMO	AMBOASARY-ATSIMO	44	AMBOASARY	CI	46 743	48 002
ANOSY	BETROKA	BETROKA	37	BETROKA	CI	17 471	17 942
ANOSY	TAOLANARO	TAOLANARO	77	TAOLANARO	CI	58 457	60 032
ATSIMO ANDREFANA	AMPANIHY	AMPANIHY-ANDREFANA	95	AMPANIHY	CI	33 455	34 357
ATSIMO ANDREFANA	ANKAZOABO-ATSIMO	ANKAZOABO-ATSIMO	97	ANKAZOABO SUD	CI	33 718	34 627
ATSIMO ANDREFANA	BENENITRA	BENENITRA	117	BENENITRA	CI	9 003	9 246
ATSIMO ANDREFANA	BEROROHA	BEROROHA	105	BEROROHA	CI	24 188	24 840

REGION	DISTRICT	COMMUNE	CODES		TYPE ALIM	Population en zone électricifiée	
			CENTRES JIRAMA	NOMS CENTRES JIRAMA		2016	2017
						en 2017	2016
ATSIMO ANDREFANA	BETIOKY-ATSIMO	BETIOKY-ATSIMO	48	BETIOKY	CI	40 472	41 563
ATSIMO ANDREFANA	BETIOKY-ATSIMO	BEZAHA	57	BEZAHA	CI	22 277	22 878
ATSIMO ANDREFANA	MOROMBE	MOROMBEI	21	MOROMBE	CI	13 299	13 658
ATSIMO ANDREFANA	SAKARAHA	SAKARAHA	88	SAKARAHA	CI	28 305	29 068
ATSIMO ANDREFANA	TOLIARY I	BESAKOA	74	TOLIARY	CI	35 910	36 878
ATSIMO ANDREFANA	TOLIARY I	BETANIA	74	TOLIARY	CI	25 426	26 111
ATSIMO ANDREFANA	TOLIARY I	MAHAVATSEI	74	TOLIARY	CI	18 959	19 470
ATSIMO ANDREFANA	TOLIARY I	MAHAVATSEII	74	TOLIARY	CI	26 413	27 125
ATSIMO ANDREFANA	TOLIARY I	TANAMBAOI	74	TOLIARY	CI	17 429	17 899
ATSIMO ANDREFANA	TOLIARY I	TANAMBAOII	74	TOLIARY	CI	30 194	31 007
ATSIMO ATSIANANANA	BEFOTAKA	BEFOTAKA	111	BEFOTAKA	CI	10 738	11 080
ATSIMO ATSIANANANA	FARAFANGANA	FARAFANGANA	78	FARAFANGANA	CI	37 660	38 860
ATSIMO ATSIANANANA	MIDONGY-ATSIMO	MIDONGY-ATSIMO	98	MIDONGY SUD	CI	15 635	16 133
ATSIMO ATSIANANANA	VANGAINDRANO	VANGAINDRANO	66	VANGAINDRANO	CI	35 733	36 871
ATSIMO ATSIANANANA	VONDROZO	VONDROZO	67	VONDROZO	CI	30 237	31 200
ATSINANANA	ANTANAMBAO-MANAMPOTSY	ANTANAMBAO-MANAMPOTSY	113	ANTANAMBAO MANAMPOTSY	CI	18 994	19 566
ATSINANANA	MAHANORO	MAHANORO	40	MAHANORO	CI	52 928	54 520
ATSINANANA	MAROLAMBO	MAROLAMBO	82	MAROLAMBO	CI	34 673	35 716
ATSINANANA	TOAMASINA I	AMBODIMANGA-TOAMASINAI	2	TOAMASINA	TOAMA	36 936	38 047
ATSINANANA	TOAMASINA I	ANJOMA	2	TOAMASINA	TOAMA	42 489	43 767
ATSINANANA	TOAMASINA I	ANKIRIHRY	2	TOAMASINA	TOAMA	78 449	80 809
ATSINANANA	TOAMASINA I	MORARANO	2	TOAMASINA	TOAMA	65 639	67 614
ATSINANANA	TOAMASINA I	TANAMBAOV	2	TOAMASINA	TOAMA	60 796	62 625
ATSINANANA	TOAMASINA II	MAHAVELONA(FOULPOINTE)	116	FOULPOINTE	CI	19 535	20 123
ATSINANANA	VATOMANDRY	VATOMANDRY	24	VATOMANDRY	CI	15 414	15 878
ATSINANANA	VOHIBINANY(BRICKAVILLE)	VOHIBINANY(BRICKAVILLE)	12	BRICKAVILLE	CI	33 771	34 787
BETSIBOKA	KANDREHO	KANDREHO	101	KANDREHO	CI	9 838	10 118
BETSIBOKA	MAEVATANANA	MAEVATANANA-AMBANIVOHITRA	65	MAEVATANANA	CI	23 437	24 104
BETSIBOKA	TSARATANANA	TSARATANANA	107	TSARATANANA	CI	22 047	22 675
BOENY	AMBATO-BOINA	AMBATO-BOINA	43	AMBATO BOENI	CI	29 653	30 497
BOENY	MAHAJANGA I	MAHABIBO	3	MAHAJANGA	CI	110 541	113 689
BOENY	MAHAJANGA I	MAHAJANGA I	3	MAHAJANGA	CI	99 634	102 472
BOENY	MAROVOAY	MAROVOAY-AMBANIVOHITRA	64	MAROVOAY	CI	28 359	29 167
BOENY	MAROVOAY	MAROVOAY-AMBNIVOHITRA	64	MAROVOAY	CI	41 157	42 330
BOENY	MITSIINJO	MITSIINJO	54	MITSIINJO	CI	14 902	15 327
BOENY	SOALALA	SOALALA	109	SOALALA	CI	14 375	14 784
BONGOLAVA	FENOARIVO-AFOVOANY	FENOARIVO-AFOVOANY	11	FENOARIVO-AFOVOANY	CI	24 885	25 535
BONGOLAVA	TSIROANOMANDIDY	TSIROANOMANDIDY-FIHAONANA	15	TSIROANOMANDIDY	CI	37 388	38 365
BONGOLAVA	TSIROANOMANDIDY	TSIROANOMANDIDY-RENIVOHITRA	15	TSIROANOMANDIDY	CI	34 242	35 137
BONGOLAVA	TSIROANOMANDIDY	ANKADINONDRY-SAKAY	121	ANKADINONDRY SAKAY	CI	33 663	34 543
DIANA	AMBANJA	AMBANJA	27	AMBANJA	CI	39 881	40 902
DIANA	AMBILOBE	AMBILOBE	6	AMBILOBE	CI	19 104	19 592
DIANA	ANTSIRANANAI	ANTSIRANANA-AFOVOANY	8	ANTSIRANANA	CI	30 938	31 730
DIANA	ANTSIRANANAI	ANTSIRANANA-ANDREFANA	8	ANTSIRANANA	CI	38 493	39 478
DIANA	ANTSIRANANAI	ANTSIRANANA-ATSIRANANA	8	ANTSIRANANA	CI	40 274	41 304
DIANA	ANTSIRANANAI	ANDRAFIABE	8	ANTSIRANANA	CI	6 301	6 462
DIANA	ANTSIRANANAI	ANIVORANO-AVARATRA	100	ANIVORANO-AVARATRA	CI	22 370	22 943
DIANA	NOSY-BE	AMBATOZAVAVY	6	NOSY BE	CI	2 886	2 960
DIANA	NOSY-BE	AMPANGORINA	6	NOSY BE	CI	1 343	1 378
DIANA	NOSY-BE	ANTSIRAMBAZAHA(HELL-VILLE)	6	NOSY BE	CI	29 608	30 365
DIANA	NOSY-BE	BEMANONDROBE	6	NOSY BE	CI	8 005	8 210
DIANA	NOSY-BE	DZAMANDZARY	6	NOSY BE	CI	12 845	13 174
HAUTE MATSIATRA	AMBALAVAO	AMBALAVAO	84	AMBALAVAO	FIANA	42 366	43 715
HAUTE MATSIATRA	AMBOHIMAHASOA	AMBOHIMAHASOA	45	AMBOHIMAHASOA	FIANA	13 626	14 060
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	ANDRAINJATOATSIMO	5	FIANARANTSOA	FIANA	13 228	13 649
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	ANDRAINJATOAVARATRA	5	FIANARANTSOA	FIANA	27 336	28 206
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	LALAZANA	5	FIANARANTSOA	FIANA	12 093	12 478
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	MANOLAFAKA	5	FIANARANTSOA	FIANA	14 149	14 600
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	TANANAAMBANY	5	FIANARANTSOA	FIANA	107 465	110 888
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	TANANAAMBONY	5	FIANARANTSOA	FIANA	51 626	53 271
HAUTE MATSIATRA	FIANARANTSOAI	VATOSOLA	5	FIANARANTSOA	FIANA	9 411	9 711
HAUTE MATSIATRA	IKALAMAVONY	IKALAMAVONY	104	IKALAMAVONY	CI	23 647	24 400
IHOROMBE	IAKORA	IAKORA	112	IAKORA	CI	15 986	16 495
IHOROMBE	IHOSY	IHOSY	97	IHOSY	CI	25 766	26 586
IHOROMBE	IHOSY	RANOHIRA	118	RANOHIRA	CI	22 120	22 824
IHOROMBE	IVOHIBE	IVOHIBE	85	IVOHIBE	CI	19 171	19 782
ITASY	ARIVONIMAMO	ARIVONIMAMO	93	ARIVONIMAMO	RI	27 878	28 606
ITASY	ARIVONIMAMO	IMERINTSIATOSIKA	120	IMERINTSIATOSIKA	RI	54 378	55 799
ITASY	ARIVONIMAMO	ARIVONIMAMOII	93	ARIVONIMAMO	RI	16 220	16 644
ITASY	MIARINARIVO	ANALAVORY	69	ANALAVORY	RI	68 810	70 609
ITASY	MIARINARIVO	MIARINARIVOI	41	MIARINARIVO	RI	14 607	14 989
ITASY	MIARINARIVO	MIARINARIVOII	41	MIARINARIVO	RI	15 401	15 804
ITASY	SOAVINANDRIANA	AMPEFY	92	AMPEFY	RI	23 575	24 191
ITASY	SOAVINANDRIANA	SOAVINANDRIANA	23	SOAVINANDRIANA	RI	51 266	52 606
MELAKY	AMBATOMAINTY	AMBATOMAINTY	108	AMBATOMAINTY	CI	17 601	18 102
MELAKY	ANTSALOVA	ANTSALOVA	17	ANTSALOVA	CI	15 032	15 460
MELAKY	BESALAMPY	BESALAMPY	30	BESALAMPY	CI	13 997	14 395
MELAKY	MAINTIRANO	MAINTIRANO	28	MAINTIRANO	CI	14 373	14 782
MELAKY	MORAFENOBE	MORAFENOBE	70	MORAFENOBE	CI	15 853	16 304
MENABE	BELONI TSIRIBIHINA	BELONI TSIRIBIHINA	33	BELONTSIRIBIHINA	CI	30 988	31 823
MENABE	MAHABO	MAHABO	36	MAHABO	CI	11 934	12 255
MENABE	MANJA	MANJA	46	MANJA	CI	15 585	16 005
MENABE	MIANDRIVAZO	MIANDRIVAZO	56	MIANDRIVAZO	CI	26 774	27 495
MENABE	MORONDAVA	MORONDAVA	7	MORONDAVA	CI	47 871	49 161
SAVA	ANDAPA	ANDAPA	35	ANDAPA	CI	27 151	27 846
SAVA	ANTALAHA	ANTALAHA-AMBNIVOHITRA	29	ANTALAHA	CI	44 532	45 672
SAVA	SAMBAVA	SAMBAVA	34	SAMBAVA	CI	40 972	42 020
SAVA	VOHIMARINA	AMPANEFENA	53	AMPANEFENA	CI	34 238	35 114
SAVA	VOHIMARINA	VOHIMARINA	25	VOHIMARINA	CI	12 964	13 296
SAVA	VOHIMARINA	ANTSIRABE-AVARATRA	53	AMPANEFENA	CI	34 697	35 585
SOFIA	ANALALAVA	ANALALAVA	71	ANALALAVA	CI	15 682	16 128
SOFIA	ANTSOHIHY	ANAHIDRANO	47	ANAHIDRANO	CI	9 818	10 098
SOFIA	ANTSOHIHY	ANTSOHIHY	13	ANTSOHIHY	CI	27 962	28 758
SOFIA	BEALANANA	BEALANANA	102	BEALANANA	CI	22 240	22 873
SOFIA	BEFANDRIANA-AVARATRA	BEFANDRIANA-AVARATRA	26	BEFANDRIANA NORD	CI	13 564	13 950
SOFIA	BORIZINY(PORT-BERGE)	BORIZINY(PORT-BERGE)	18	PORT BERGE	CI	12 885	13 252
SOFIA	MAMPIKONY	MAMPIKONY-AMBNIVOHITRA	51	MAMPIKONY	CI	11 233	11 553
SOFIA	MAMPIKONY	MAMPIKONY-AMBANIVOHITRA	51	MAMPIKONY	CI	21 588	22 203
SOFIA	MANDRITSARA	MANDRITSARA	32	MANDRITSARA	CI	18 443	18 968
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	76	AMBATOLAMPY	RI	36 153	37 097
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	76	AMBATOLAMPY	RI	23 450	24 063
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	76	AMBATOLAMPY	RI	10 032	10 294
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	58	ANTANIFOTSY	RI	89 616	91 957
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	4	ANTSIRABE	RI	20 686	21 227
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	4	ANTSIRABE	RI	50 436	51 754
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABEAFOVOANYATSINANANA	4	ANTSIRABE	RI	47 814	49 063
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOIHITRA	4	ANTSIRABE	RI	58 155	59 674
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	4	ANTSIRABE	RI	29 408	30 177

REGION	DISTRICT	COMMUNE	CODES CENTRES JIRAMA	NOMS CENTRES JIRAMA	TYPE ALIM en 2017	Population en zone électrifiée	
						2016	2017
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	4	ANTSIRABE	RI	35 316	36 239
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	89	AMBOHIBARY-SAMBAINA	RI	95 173	97 660
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	4	ANTSIRABE	RI	35 610	36 540
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	4	ANTSIRABE	RI	37 753	38 739
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	68	FARATSIHO	RI	47 541	48 784
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	83	IFANADIANA	FIANA	26 675	27 524
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	10	RANOMAFANA	FIANA	25 574	26 389
VATOVAVY FITOVINANY	IKONGO	IKONGO	115	IKONGO	CI	49 057	50 620
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	79	MANAKARA	CI	53 668	55 377
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	9	MANANJARY	CI	42 054	43 393
VATOVAVY FITOVINANY	NOSY-VARIKA	NOSY-VARIKA	103	NOSY VARIKA	CI	56 164	57 953
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	50	VOHIPENO	CI	15 469	15 962
STATISTIQUES							
TOTAL population Madagascar						24 359 868	25 052 202
TOTAL population en zone électrifiée						7 552 726	7 761 373
TOTAL population JIRAMA						7 537 028	
Sous-Total population périmètre RI						3 589 631	3 683 725
Taux de couverture zones électrifiées						31,0%	31,0%
Taux de couverture RI						14,7%	14,7%

REGION	DISTRICT	COMMUNE	Date électrification		Population en zone électrifiée																			
			RI	CI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
STATISTIQUES																								
		TOTAL population Madagascar			24 359 868	25 052 202	25 764 345	26 460 358	27 175 313	27 909 728	28 664 137	29 439 089	30 235 147	31 052 890	31 892 914	32 755 829	33 642 265	34 552 868	35 488 301	36 449 246	37 436 404	38 450 496	39 492 262	40 562 463
		TOTAL population en zone électrifiée			7 552 726	7 761 373	8 115 300	8 547 736	9 018 098	9 466 820	9 928 645	10 442 262	10 767 140	11 459 071	12 475 272	13 083 012	13 690 167	14 413 313	15 231 732	15 949 110	16 875 859	17 896 246	18 969 339	20 114 766
		TOTAL population JIRAMA			7 537 028																			
		Sous-Total population périmètre RI			3 589 631	3 683 725	3 919 770	4 218 431	4 540 973	5 186 535	5 479 558	5 617 748	6 669 521	7 379 160	8 184 898	8 699 793	9 190 582	9 794 253	10 490 006	11 145 465	11 944 784	12 834 342	13 773 115	14 780 635
		Taux de couverture zones électrifiées			31,0%	31,0%	31,5%	32,3%	33,2%	33,9%	34,6%	35,5%	36,9%	39,1%	39,9%	40,7%	41,7%	42,9%	43,8%	45,1%	46,5%	48,0%	49,6%	
		Taux de couverture RI			14,7%	14,7%	15,2%	15,9%	16,7%	18,6%	19,1%	19,1%	22,1%	23,8%	25,7%	26,6%	27,3%	28,3%	29,6%	30,6%	31,9%	33,4%	34,9%	36,4%

			Date électrification	Taux de desserte																				
REGION	DISTRICT	COMMUNE	RI	CI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMPASIMBE-MANANTSATRANA	2026		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMPASINA-MANINGORY	2026		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	ANTSIATSIKA	2030		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MAHAMBO	2025		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MIORIMIVALANA	2030		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	SARANAMBANA	2030		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHILENGO	2026		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHIPENO	2026		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%
ALAOTRA MANGORO	MORAMANGA	FIERENANA	2018		0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%	25%	27%	28%	30%	31%	32%	34%
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	ANTANIFOTSY	2031		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	MANOMPANA	2031		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%
ATSINANANA	TOAMASINA II	AMPASIMBE	2027		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANDONDABE	2031		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANTETEZAMBARO	2027		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%
ATSINANANA	TOAMASINA II	FANANDRANA	2027		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%
ATSINANANA	TOAMASINA II	TOAMASINA-AMBANIVOHIRA	2021		0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%	25%	27%	28%	30%
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMBOHIBE	2030		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMPASIMAZAVA	2025		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%
ANALANJIROFO	VAVATENINA	ANJAHAMBE	2030		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETY	2025		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MIARINARIVO	2031		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	14%	16%
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	2017		45%	46%	48%	49%	50%	52%	53%	55%	56%	57%	59%	60%	62%	63%	64%	66%	67%	69%	70%	70%
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	2017		45%	46%	48%	49%	50%	52%	53%	55%	56%	57%	59%	60%	62%	63%	64%	66%	67%	69%	70%	70%
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	2017		45%	46%	48%	49%	50%	52%	53%	55%	56%	57%	59%	60%	62%	63%	64%	66%	67%	69%	70%	70%
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	2017		6%	7%	8%	10%	11%	13%	14%	15%	17%	18%	20%	21%	22%	24%	25%	27%	28%	29%	31%	32%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABEFOVOANYATSINANANA	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOHITRA	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	2017		4%	6%	7%	9%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%	25%	27%	28%	30%	31%
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	2017		40%	42%	43%	44%	46%	47%	49%	50%	51%	53%	54%	56%	57%	58%	60%	61%	63%	64%	65%	67%
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	2017		12%	13%	14%	16%	17%	19%	20%	21%	23%	24%	26%	27%	28%	30%	31%	33%	34%	35%	37%	38%
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	2024	2017	6%	7%	8%	9%	9%	10%	11%	11%	13%	14%	16%	17%	18%	20%	21%	23%	24%	25%	27%	28%
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	2024	2017	8%	8%	9%	10%	10%	11%	12%	12%	14%	15%	17%	18%	19%	21%	22%	24%	25%	26%	28%	29%
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	2026	2017	34%	35%	36%	36%	37%	38%	38%	39%	40%	40%	42%	43%	45%	46%	47%	49%	50%	52%	53%	54%
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	2026	2017	35%	36%	37%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	41%	43%	44%	46%	47%	48%	50%	51%	53%	54%	55%
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	2031	2017	19%	20%	21%	21%	22%	23%	23%	24%	25%	25%	26%	27%	28%	28%	29%	30%	32%	33%	35%	36%

REGION	DISTRICT	COMMUNE	RI	CI	Date électrification	Consommation unitaire résidentielle en kWh																				
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
ITASY	ARIVONIMAMO	ARIVONIMAMOII	2017			77	78	79	81	82	83	84	85	87	88	89	91	92	93	95	96	98	99	101	102	
ITASY	MIARINARIVO	ANALAVORY	2017			100	101	102	103	104	105	107	108	109	110	111	112	113	114	115	117	118	119	120	121	
ITASY	MIARINARIVO	MIARINARIVOI	2017			92	93	94	95	96	97	97	98	99	100	101	102	103	105	106	107	108	109	110	111	
ITASY	MIARINARIVO	MIARINARIVOII	2017			92	93	94	95	96	97	97	98	99	100	101	102	103	105	106	107	108	109	110	111	
ITASY	SOAVINANDRIANA	AMPEFY	2017			128	129	130	132	133	134	136	137	138	140	141	143	144	145	147	148	150	151	153	154	
ITASY	SOAVINANDRIANA	SOAVINANDRIANA	2017			99	100	101	102	103	104	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	117	118	119	120	
ITASY	SOAVINANDRIANA	ANTANETIBE	2019	2017		-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	116	117	118	119	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMBODIMANGAIIFENOARIVOATSINANANA	2025			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMPASIMBE-MANANTSATRANA	2026			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMPASINA-MANINGORY	2026			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	ANTSIATSIAKA	2030			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MAHAMBO	2025			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MIORIMIVALANA	2030			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	SARANAMBANA	2030			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHILENGO	2026			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHIPENO	2026			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	FIERENANA	2018			-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	112	113	114	115	116	117	118	
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	ANTANIFOTSY	2031			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	MANOMPANA	2031			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	
ATSINANANA	TOAMASINA II	AMPASIMBE	2027			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANDONDABE	2031			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANTETEZAMBARO	2027			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	
ATSINANANA	TOAMASINA II	FANANDRANA	2027			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	
ATSINANANA	TOAMASINA II	TOAMASINA-AMBANIVOHITRA	2021			-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	112	113	114	115	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMBOHIBE	2030			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMPASIMAZAVA	2025			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
ANALANJIROFO	VAVATENINA	ANJAHAMBE	2030			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETY	2025			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MIARINARIVO	2031			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	101	102	103	104	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	2017			105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	116	117	118	119	120	121	123	124	125	126	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	2017			105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	116	117	118	119	120	121	123	124	125	126	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	2017			105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	116	117	118	119	120	121	123	124	125	126	
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	2017			94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABEAFOVOANYATSINANANA	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOHITRA	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	2017			109	110	111	112	113	114	115	116	118	119	120	121	122	124	125	126	127	129	130	131	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	2017			184	186	188	190	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	214	216	218	220	222	
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	2017			171	173	175	176	178	180	182	184	185	187	189	191	193	195	197	199	201	203	205	207	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	2024	2017		177	178	179	180	181	182	183	184	186	187	189	191	193	195	197	199	201	203	205	207	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	2024	2017		227	228	229	230	232	233	234	235	237	240	242	245	247	249	252	255	257	260	262	265	
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	2026	2017		163	163	164	165	166	167	167	168	169	170	172	173	175	177	179	180	182	184	186	188	
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	2026	2017		115	116	116	117	117	118	118	119	120	120	121	123	124	125	126	128	129	130	132	133	
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	2031	2017		134	135	135	136	137	137	138	139	139	140	141	142	142	143	144	145	147	148	150	151	

Date électrification **Consommation résidentielle en MWh**

REGION	DISTRICT	COMMUNE	RI	CI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MIORIMIVALANA	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	216	255	298	343	392	444
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	SARANAMBANA	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	338	400	467	538	614	696
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHILENGO	2026		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	603	714	832	959	1 095	1 240	1 394	1 558	1 733	1 920
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHIPENO	2026		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	668	792	923	1 064	1 215	1 375	1 546	1 729	1 923	2 130
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	FIERENANA	2018		-	-	139	165	192	222	253	287	322	360	401	444	490	538	590	645	704	766	831	901
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	ANTANIFOTSY	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	301	357	416	479	547
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	MANOMPANA	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	286	338	395	455	519
ATSINANANA	TOAMASINA II	AMPASIMBE	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	412	487	569	655	748	847	952	1 065	1 184
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANDONDABE	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	491	582	679	782	893
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANTETEZAMBARO	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	249	295	344	397	453	513	577	645	717
ATSINANANA	TOAMASINA II	FANANDRANA	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	385	449	518	591	669	752	841	935
ATSINANANA	TOAMASINA II	TOAMASINA-AMBANIVOHITRA	2021		-	-	-	-	-	175	207	241	278	318	360	404	452	503	557	614	675	740	809	883
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMBOHIBE	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	410	485	566	653	745	843
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMPASIMAZAVA	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	255	302	352	406	464	525	590	660	734	813	897
ANALANJIROFO	VAVATENINA	ANJAHAMBE	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525	622	726	837	955	1 081
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETI	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	286	338	395	455	519	588	661	739	822	910
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETI	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	286	338	395	455	519	588	661	739	822	910
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MIARINARIVO	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	349	413	482	555	634
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	2017		1 695	1 812	1 935	2 061	2 195	2 335	2 482	2 637	2 800	2 970	3 150	3 338	3 536	3 743	3 961	4 189	4 428	4 679	4 941	5 115
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	2017		1 100	1 175	1 255	1 337	1 424	1 515	1 610	1 711	1 816	1 927	2 043	2 165	2 293	2 428	2 569	2 717	2 872	3 035	3 205	3 318
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	2017		470	503	537	572	609	648	689	732	777	824	874	926	981	1 039	1 099	1 162	1 229	1 298	1 371	1 419
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	2017		475	615	763	921	1 089	1 268	1 457	1 659	1 873	2 100	2 340	2 595	2 865	3 151	3 453	3 772	4 110	4 467	4 843	5 241
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	2017		1 529	1 640	1 757	1 878	2 005	2 139	2 280	2 428	2 583	2 747	2 919	3 099	3 289	3 488	3 698	3 917	4 147	4 389	4 643	4 909
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	2017		3 728	3 998	4 283	4 578	4 888	5 215	5 558	5 919	6 299	6 698	7 117	7 557	8 020	8 505	9 015	9 550	10 112	10 701	11 320	11 968
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABE AFOVOANYATSINANANA	2017		3 534	3 790	4 060	4 340	4 634	4 944	5 269	5 611	5 971	6 349	6 747	7 164	7 603	8 063	8 546	9 054	9 586	10 145	10 731	11 346
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOHITRA	2017		4 298	4 610	4 939	5 279	5 636	6 013	6 409	6 825	7 263	7 723	8 206	8 714	9 247	9 807	10 395	11 012	11 660	12 339	13 052	13 800
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	2017		2 174	2 331	2 497	2 669	2 850	3 041	3 241	3 451	3 673	3 905	4 150	4 406	4 676	4 959	5 257	5 569	5 896	6 240	6 600	6 978
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	2017		2 610	2 800	2 999	3 206	3 423	3 651	3 892	4 145	4 410	4 690	4 983	5 292	5 615	5 956	6 313	6 687	7 081	7 493	7 926	8 380
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	2017		454	620	798	987	1 189	1 403	1 630	1 872	2 129	2 402	2 691	2 998	3 323	3 667	4 031	4 416	4 823	5 254	5 708	6 188
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	2017		2 632	2 823	3 024	3 232	3 451	3 682	3 924	4 179	4 447	4 729	5 025	5 336	5 662	6 005	6 365	6 743	7 139	7 556	7 992	8 450
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	2017		2 790	2 993	3 206	3 427	3 659	3 903	4 160	4 431	4 715	5 013	5 327	5 657	6 003	6 366	6 748	7 149	7 569	8 010	8 473	8 958
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	2017		940	1 092	1 255	1 425	1 607	1 799	2 003	2 219	2 447	2 689	2 945	3 215	3 501	3 803	4 122	4 459	4 814	5 188	5 583	6 000
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	2024	2017	307	353	401	453	507	565	626	690	757	826	897	972	1 051	1 134	1 221	1 312	1 407	1 507	1 611	1 720
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	2024	2017	439	497	559	624	694	767	844	926	1 013	1 104	1 200	1 301	1 406	1 516	1 631	1 751	1 876	2 006	2 141	2 281
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	2026	2017	2 979	3 153	3 335	3 522	3 718	3 923	4 139	4 364	4 601	4 848	5 221	5 615	6 033	6 476	6 945	7 441	7 966	8 522	9 110	9 731
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	2026	2017	1 699	1 797	1 900	2 005	2 115	2 231	2 353	2 480	2 613	2 752	2 961	3 183	3 418	3 666	3 929	4 207	4 502	4 813	5 143	5 491
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	2031	2017	397	427	459	491	525	561	599	639	681	725	772	821	872	926	983	1 072	1 167	1 269	1 376	1 490

STATISTIQUES

Sous-Total consommation résidentielle dans le périmètre RI	385 011	410 101	437 907	467 163	498 508	595 609	633 499	671 864	759 989	813 507	876 124	934 062	993 612	1 057 518	1 125 891	1 202 039	1 274 270	1 346 481	1 409 900	1 473 371	
Taux de croissance consommation résidentielle périmètre RI		7%	7%	7%	7%	19%	6%	6%	13%	7%	8%	7%	6%	6%	6%	7%	6%	6%	6%	5%	5%

Date électrification Consommation Industrielle et Services en MWh

Table with 25 columns: REGION, DISTRICT, COMMUNE, RI, CI, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2032, 2033, 2034, 2035. Rows include regions like VAKINANKARATRA and ANALAMANGA with various commune names and electricity consumption data.

Date électrification **Consommation Industrielle et Services en MWh**

Table with columns: REGION, DISTRICT, COMMUNE, RI, CI, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2032, 2033, 2034, 2035. It lists energy consumption data for various communes and districts, including AMORONI MANIA, HAUTE MATSIATRA, and FITOVINANY.

			Date électrification		Production totale en MWh																				
REGION	DISTRICT	COMMUNE	RI	CI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MIORIMIVALANA	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	471	529	589	651	717	785	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	SARANAMBANA	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	654	742	834	930	1030	1135	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHLENGO	2026		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 049	1 202	1 363	1 531	1 707	1 891	2 083	2 284	2 494	2 713	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHIPENO	2026		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 147	1 317	1 495	1 681	1 876	2 079	2 292	2 514	2 746	2 989	
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	FIERENANA	2018		-	-	357	396	436	478	521	567	615	665	717	771	828	888	950	1 015	1 082	1 153	1 227	1 304	
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	ANTANIFOTSY	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	599	677	760	846	935	
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	MANOMPANA	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576	651	729	811	896	
ATSINANANA	TOAMASINA II	AMPASIMBE	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	764	870	981	1 097	1 218	1 345	1 478	1 616	1 761	
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANDONDABE	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	882	1 008	1 140	1 278	1 422	
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANTETEZAMBARO	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	521	587	656	728	803	881	963	1 049	1 139
ATSINANANA	TOAMASINA II	FANANDRANA	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	634	719	808	900	997	1 098	1 203	1 314	1 429	
ATSINANANA	TOAMASINA II	TOAMASINA-AMBANIVOHitra	2021		-	-	-	-	-	410	457	507	558	612	668	727	789	853	920	990	1 063	1 140	1 220	1 303	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMBOHIBE	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	761	867	977	1 093	1 214	1 340
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMPASIMAZAVA	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	530	597	668	741	818	898	982	1 069	1 161	1 257	1 357	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	ANJAHAMBE	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	934	1 068	1 209	1 356	1 510	1 670
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETI	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576	650	729	810	896	985	1 079	1 176	1 278	1 385	1 496
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MARINARIVO	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	670	760	855	954	1 057	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	2017		5 173	5 302	5 507	5 716	5 933	6 158	6 390	6 631	6 881	7 139	7 407	7 685	7 972	8 270	8 578	8 898	9 229	9 572	9 990	10 362	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	2017		3 356	3 439	3 572	3 708	3 849	3 994	4 145	4 301	4 463	4 631	4 805	4 985	5 171	5 364	5 564	5 772	5 986	6 209	6 480	6 721	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	2017		1 436	1 471	1 528	1 586	1 646	1 709	1 773	1 840	1 909	1 981	2 055	2 132	2 212	2 295	2 380	2 469	2 561	2 656	2 772	2 875	
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	2017		1 124	1 312	1 523	1 742	1 970	2 206	2 453	2 709	2 975	3 252	3 540	3 840	4 153	4 477	4 815	5 167	5 533	5 914	6 350	6 844	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	2017		8 763	8 933	9 231	9 536	9 851	10 178	10 517	10 867	11 229	11 605	11 993	12 396	12 812	13 243	13 689	14 151	14 629	15 124	15 737	16 461	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	2017		21 365	21 780	22 506	23 249	24 019	24 816	25 641	26 495	27 379	28 294	29 242	30 222	31 237	32 288	33 376	34 502	35 668	36 875	38 369	40 134	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABE AFOVOANYATSINANANA	2017		20 254	20 648	21 336	22 041	22 770	23 526	24 308	25 118	25 956	26 823	27 721	28 651	29 613	30 610	31 641	32 708	33 813	34 957	36 374	38 048	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOHITRA	2017		24 635	25 114	25 950	26 808	27 695	28 614	29 565	30 550	31 569	32 625	33 717	34 848	36 018	37 230	38 484	39 783	41 127	42 518	44 241	46 276	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	2017		12 458	12 700	13 123	13 556	14 005	14 470	14 951	15 449	15 964	16 498	17 050	17 622	18 214	18 827	19 461	20 118	20 797	21 501	22 372	23 402	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	2017		14 960	15 251	15 759	16 280	16 819	17 377	17 954	18 552	19 172	19 812	20 476	21 162	21 873	22 609	23 371	24 159	24 976	25 820	26 867	28 103	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	2017		1 686	1 921	2 190	2 467	2 756	3 057	3 369	3 694	4 032	4 383	4 749	5 130	5 525	5 937	6 365	6 811	7 274	7 757	8 312	8 940	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	2017		15 085	15 378	15 890	16 415	16 959	17 521	18 104	18 707	19 331	19 977	20 646	21 338	22 055	22 797	23 565	24 360	25 183	26 035	27 090	28 336	
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	2017		15 992	16 303	16 846	17 403	17 979	18 575	19 193	19 832	20 494	21 179	21 888	22 622	23 382	24 169	24 983	25 826	26 698	27 602	28 720	30 041	
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	2017		2 011	2 201	2 426	2 659	2 900	3 151	3 411	3 682	3 964	4 257	4 561	4 878	5 207	5 549	5 904	6 274	6 659	7 058	7 522	8 050	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	2024	2017	532	586	642	700	760	823	888	961	1 104	1 257	1 420	1 595	1 782	1 982	2 194	2 421	2 663	2 920	3 194	3 485	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	2024	2017	1 128	1 198	1 272	1 348	1 427	1 509	1 595	1 692	1 887	2 097	2 320	2 557	2 811	3 080	3 367	3 673	3 997	4 342	4 709	5 098	
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	2026	2017	4 894	5 083	5 279	5 476	5 680	5 891	6 111	6 338	6 574	6 818	7 226	7 653	8 099	8 565	9 052	9 561	10 152	10 837	11 561	12 326	
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	2026	2017	3 222	3 331	3 443	3 556	3 674	3 795	3 921	4 051	4 187	4 327	4 568	4 819	5 081	5 356	5 642	5 941	6 323	6 731	7 161	7 615	
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	2031	2017	561	592	625	658	693	728	766	815	865	919	975	1 033	1 095	1 160	1 228	1 336	1 451	1 573	1 703	1 841	
STATISTIQUES																									
Sous-Total Production dans le périmètre RI					1 153 471	1 180 494	1 228 174	1 276 576	1 327 771	1 513 062	1 572 300	1 630 776	1 764 611	1 843 748	1 936 153	2 020 509	2 105 994	2 197 142	2 293 769	2 401 420	2 503 044	2 604 954	2 710 181	2 828 866	
Taux de croissance Production périmètre RI						2%	4%	4%	4%	14%	4%	4%	8%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	

REGION	DISTRICT	COMMUNE	RI	CI	Date électrification	Facteur de charge																				
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
ITASY	SOAVINANDRIANA	AMPEFY	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
ITASY	SOAVINANDRIANA	SOAVINANDRIANA	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
ITASY	SOAVINANDRIANA	ANTANETIBE	2019	2017	2019	0%	30%	31%	33%	35%	37%	39%	41%	43%	45%	47%	49%	51%	53%	55%	57%	58%	58%	58%	58%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMBODIMANGAIIFENOARIVOATSINANANA	2025		2025	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	58%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMPASIMBE-MANANTSATRANA	2026		2026	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	58%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	AMPASINA-MANINGORY	2026		2026	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	58%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	ANTSIATSIKA	2030		2030	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	50%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MAHAMBO	2025		2025	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	58%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	MIORIMIVALANA	2030		2030	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	40%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	SARANAMBANA	2030		2030	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	40%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHILENGO	2026		2026	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	58%	
ANALANJIROFO	FENOARIVO-ATSINANANA	VOHIPENO	2026		2026	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	58%	
ALAO TRA MANGORO	MORAMANGA	FIERENANA	2018		2018	0%	0%	20%	22%	24%	26%	28%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	ANTANIFOTSY	2031		2031	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	MANOMPANA	2031		2031	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%
ATSINANANA	TOAMASINA II	AMPASIMBE	2027		2027	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANDONDABE	2031		2031	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANTETEZAMBARO	2027		2027	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	
ATSINANANA	TOAMASINA II	FANANDRANA	2027		2027	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	
ATSINANANA	TOAMASINA II	TOAMASINA-AMBANIVOHITRA	2021		2021	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	52%	54%	56%	58%	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMBOHIBE	2030		2030	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	40%	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMPASIMAZAVA	2025		2025	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	ANJAHAMBE	2030		2030	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	50%	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETY	2025		2025	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	46%	48%	50%	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MIARINARIVO	2031		2031	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	32%	34%	36%	38%	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABEAFOVOANYATSINANANA	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOHITRA	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	2017		2017	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	2024	2017	2024	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	55%	57%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	2024	2017	2024	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	55%	57%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	2026	2017	2026	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	54%	56%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	2026	2017	2026	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	55%	57%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	2031	2017	2031	40%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	47%	48%	49%	50%	51%	52%	53%	54%	56%	58%	58%	58%		

REGION	DISTRICT	COMMUNE	Date électrification		Puissance de pointe en MW																				
			RI	CI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
ALAOTRA MANGORO	MORAMANGA	FIERENANA	2018		-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	ANTANIFOTSY	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
ANALANJIROFO	SOANIERANA-IVONGO	MANOMPANA	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
ATSINANANA	TOAMASINA II	AMPASIMBE	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANDONDABE	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
ATSINANANA	TOAMASINA II	ANTETEZAMBARO	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	
ATSINANANA	TOAMASINA II	FANANDRANA	2027		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	
ATSINANANA	TOAMASINA II	TOAMASINA-AMBANIVOHIRA	2021		-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMBOHIBE	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	AMPASIMAZAVA	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	ANJAHAMBE	2030		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MAROMITETY	2025		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
ANALANJIROFO	VAVATENINA	MIARINARIVO	2031		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	AMBATOLAMPY	2017		1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	BEHENJY	2017		0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	
VAKINANKARATRA	AMBATOLAMPY	MANJAKATOMPO	2017		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	
VAKINANKARATRA	ANTANIFOTSY	ANTANIFOTSY	2017		0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	AMPATANAMANDRIANKENIHENY	2017		1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSENAKELYANDRAIKIBA	2017		4,2	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	5,9	6,1	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3	7,6	7,9	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	ANTSIRABEAFOVOANYATSINANANA	2017		4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,6	6,0	6,2	6,4	6,7	6,9	7,2	7,5	7,5	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MAHAZOARIVOAVARABOHIRA	2017		4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,9	7,1	7,3	7,6	7,8	8,1	8,4	8,7	9,1	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	MANODIDINANYGARAAMBELOBE	2017		2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,6	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE I	SOAMALAZA-MAHATSINJO	2017		2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	AMBOHIBARY-SAMBAINA	2017		0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8	
VAKINANKARATRA	ANTSIRABE II	ANDRANOMANELATRA	2017		2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	5,0	5,1	5,3	5,6	
VAKINANKARATRA	BETAFO	BETAFO	2017		3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,4	5,7	5,9	
VAKINANKARATRA	FARATSIHO	FARATSIHO	2017		0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	IFANADIANA	2024	2017	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	
VATOVAVY FITOVINANY	IFANADIANA	RANOMAFANA	2024	2017	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	
VATOVAVY FITOVINANY	MANAKARA	MANAKARA-TANAMBE	2026	2017	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,3	2,4		
VATOVAVY FITOVINANY	MANANJARY	MANANJARY	2026	2017	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	
VATOVAVY FITOVINANY	VOHIPENO	VOHIPENO	2031	2017	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	
STATISTIQUES																									
Sous-Total Puissance de pointe dans le périmètre RI					225	232	243	253	263	301	313	324	352	368	387	404	421	440	460	481	502	524	546	571	
Taux de croissance Puissance de pointe périmètre RI						3%	5%	4%	4%	14%	4%	4%	9%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	5%	

Projets industriels
Scénario moyen

Puissance de pointe en MW

Localisation	Projet	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Toamasina	Port Toamasina phase 1						15,0	15,0	15,0												
Toamasina	Port Toamasina phase 2									18,0	18,0										
Toamasina	Port Toamasina phase 3											25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Toamasina	Hotellerie supplémentaire					1,0	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0	4,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy							40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Toamasina	Extension aéroport Toamasina						8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Antananarivo	Extension aéroport Ivato						15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola			8,0	8,0	8,0	8,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire						4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Antananarivo	Stations de pompage						4,0	4,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0

Energie annuelle en GWh

Toamasina	Port Toamasina phase 1	-	-	-	-	-	115,0	115,0	115,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Port Toamasina phase 2	-	-	-	-	-	-	-	-	144,5	144,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Port Toamasina phase 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6
Toamasina	Hotellerie supplémentaire	-	-	-	-	5,6	5,6	11,3	11,3	16,9	16,9	22,5	22,5	28,2	33,8	39,4	45,1	50,7	56,3	62,0	67,6
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy	-	-	-	-	-	-	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9
Toamasina	Extension aéroport Toamasina	-	-	-	-	-	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Antananarivo	Extension aéroport Ivato	-	-	-	-	-	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola	-	-	63,1	63,1	63,1	63,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire	-	-	-	-	-	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
Antananarivo	Stations de pompage	-	-	-	-	-	-	31,5	31,5	31,5	63,1	63,1	63,1	94,6	94,6	94,6	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1

STATISTIQUES

TOTAL Puissance de pointe en MW	8	8	9	51	103	103	106	110	118	118	123	124	124	129	130	131	131	132
TOTAL Energie en GWh	63	63	69	374	788	788	823	855	919	919	956	961	967	1 004	1 010	1 016	1 021	1 027

Projets industriels Scénario moyen

Facteur de charge journalier

Localisation	Projet	Global	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
Toamasina	Port Toamasina phase 1	0,88	1	1	1	1	1	1	1	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	1	1	1	1	1	1	1	1
Toamasina	Port Toamasina phase 2	0,92	1	1	1	1	1	1	1	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	1	1	1	1	1	1	1	1
Toamasina	Port Toamasina phase 3	0,93	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	1	1
Toamasina	Hotellerie supplémentaire	0,64	0,41	0,39	0,4	0,41	0,47	0,54	0,71	0,71	0,74	0,75	0,76	0,74	0,68	0,66	0,66	0,65	0,67	0,76	1	0,94	0,82	0,64	0,5	0,43
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy	0,90	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0,5	1	1	1
Toamasina	Extension aéroport Toamasina	0,83	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5
Antananarivo	Extension aéroport Ivato	0,83	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola	0,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire	0,64	0,41	0,39	0,4	0,41	0,47	0,54	0,71	0,71	0,74	0,75	0,76	0,74	0,68	0,66	0,66	0,65	0,67	0,76	1	0,94	0,82	0,64	0,5	0,43
Antananarivo	Stations de pompage	0,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7

Projets industriels
Scénario bas

		Puissance de pointe en MW																			
Localisation	Projet	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Toamasina	Port Toamasina phase 1						5,0	5,0	5,0												
Toamasina	Port Toamasina phase 2									10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Toamasina	Port Toamasina phase 3																				
Toamasina	Hotellerie supplémentaire					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy						40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Toamasina	Extension aéroport Toamasina						4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Antananarivo	Extension aéroport Ivato						8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola			4,0	4,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire						-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antananarivo	Stations de pompage						-	-	-	-	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	12,0	12,0
		Energie annuelle en GWh																			
Toamasina	Port Toamasina phase 1	-	-	-	-	-	38,3	38,3	38,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Port Toamasina phase 2	-	-	-	-	-	-	-	-	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3
Toamasina	Port Toamasina phase 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Hotellerie supplémentaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy	-	-	-	-	-	-	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9
Toamasina	Extension aéroport Toamasina	-	-	-	-	-	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Antananarivo	Extension aéroport Ivato	-	-	-	-	-	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola	-	31,5	31,5	31,5	31,5	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antananarivo	Stations de pompage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,7	23,7	23,7	47,3	47,3	47,3	71,0	71,0	71,0	94,6	94,6
STATISTIQUES																					
TOTAL Puissance de pointe en MW				4	4	4	21	65	65	70	73	73	73	76	76	76	79	79	79	82	82
TOTAL Energie en GWh				32	32	32	157	503	503	545	569	569	569	592	592	592	616	616	616	639	639

Projets industriels Scénario bas

Facteur de charge journalier

Localisation	Projet	Global	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
Toamasina	Port Toamasina phase 1	0,88	1	1	1	1	1	1	1	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	1	1	1	1	1	1	1	1
Toamasina	Port Toamasina phase 2	0,92	1	1	1	1	1	1	1	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	1	1	1	1	1	1	1	1
Toamasina	Port Toamasina phase 3	0,93	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	1	1
Toamasina	Hotellerie supplémentaire	0,64	0,39	0,4	0,41	0,47	0,54	0,71	0,71	0,74	0,75	0,76	0,74	0,68	0,66	0,66	0,65	0,67	0,76	1	0,94	0,82	0,64	0,5	0,43	0,41
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy	0,90	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0,5	1	1	1	1
Toamasina	Extension aéroport Toamasina	0,83	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5
Antananarivo	Extension aéroport Ivato	0,83	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola	0,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire	0,64	0,39	0,4	0,41	0,47	0,54	0,71	0,71	0,74	0,75	0,76	0,74	0,68	0,66	0,66	0,65	0,67	0,76	1	0,94	0,82	0,64	0,5	0,43	0,41
Antananarivo	Stations de pompage	0,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7

Projets industriels
Scénario haut

Puissance de pointe en MW

Localisation	Projet	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Toamasina	Port Toamasina phase 1						15,0	15,0	15,0												
Toamasina	Port Toamasina phase 2									18,0	18,0										
Toamasina	Port Toamasina phase 3											25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Toamasina	Hotellerie supplémentaire					1,0	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0	4,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy							40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Toamasina	Extension aéroport Toamasina						8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Antananarivo	Extension aéroport Ivato						15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola			8,0	8,0	8,0	8,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire						4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Antananarivo	Stations de pompage							4,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0

Energie annuelle en GWh

Toamasina	Port Toamasina phase 1	-	-	-	-	115,0	115,0	115,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Port Toamasina phase 2	-	-	-	-	-	-	-	144,5	144,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Toamasina	Port Toamasina phase 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6	202,6
Toamasina	Hotellerie supplémentaire	-	-	-	-	5,6	5,6	11,3	11,3	16,9	16,9	22,5	22,5	28,2	33,8	39,4	45,1	50,7	56,3	62,0	67,6
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy	-	-	-	-	-	-	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9
Toamasina	Extension aéroport Toamasina	-	-	-	-	-	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Antananarivo	Extension aéroport Ivato	-	-	-	-	-	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimambola	-	63,1	63,1	63,1	63,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire	-	-	-	-	-	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
Antananarivo	Stations de pompage	-	-	-	-	-	-	31,5	31,5	31,5	63,1	63,1	63,1	94,6	94,6	94,6	126,1	126,1	126,1	126,1	126,1

STATISTIQUES

TOTAL Puissance de pointe en MW			8	8	9	51	102	102	106	110	118	118	122	123	124	129	129	130	131	131
TOTAL Energie en GWh			63	63	69	374	788	788	823	855	919	919	956	961	967	1 004	1 010	1 016	1 021	1 027

Projets industriels Scénario haut

Facteur de charge journalier

Localisation	Projet	Global	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	
Toamasina	Port Toamasina phase 1	0,88	1	1	1	1	1	1	1	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	1	1	1	1	1	1	1	1	
Toamasina	Port Toamasina phase 2	0,92	1	1	1	1	1	1	1	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	1	1	1	1	1	1	1	1	
Toamasina	Port Toamasina phase 3	0,93	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1	1	1	1	
Toamasina	Hotellerie supplémentaire	0,64	0,41	0,39	0,4	0,41	0,47	0,54	0,71	0,71	0,74	0,75	0,76	0,74	0,68	0,66	0,66	0,65	0,67	0,76	1	0,94	0,82	0,64	0,5	0,43	
Toamasina	Mine de Nickel d'Ambatovy	0,90	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	
Toamasina	Extension aéroport Toamasina	0,83	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	
Antananarivo	Extension aéroport Ivato	0,83	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5
Antananarivo	Sidérurgie d'Ambohimanambola	0,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7
Antananarivo	Amélioration de la gare ferroviaire	0,64	0,41	0,39	0,4	0,41	0,47	0,54	0,71	0,71	0,74	0,75	0,76	0,74	0,68	0,66	0,66	0,65	0,67	0,76	1	0,94	0,82	0,64	0,5	0,43	
Antananarivo	Stations de pompage	0,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7

ANNEXE 3 Comparaisons économiques relatives au raccordement des réseaux secondaires de Toamasina, Fianarantsoa et Fenoarivo-Foulpointe

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT DE TOAMASINA AU RIA

Couts : CAPEX Construction ligne de Raccordement au RI
OPEX Couts de production RIA + OPEX Ligne

Avantage : CAPEX : ajouts de nouveaux groupes diesel pour répondre à l'augmentation de la demande
OPEX : cout de production actuel + Cout d'exploitation pour les groupes diesels ajoutés.

Raccordement au RI
Longueur de ligne 320.00 km
Tension ligne 220.00 kV
Cout ligne 259 k€/km
Cout poste 53 Million d'euros
Cout lignes + postes 136 Million d'euros
Cout de l'énergie RI 0.11 €/kWh

Toamasina
Puissance 2018 26.8 MW
Facteur de charge 0.56
Consommation 2018 132 GWh
Cout de l'énergie CI 0.16 €/kWh

Cout de maintenance 1.5 % des investissements
Date de raccordement 2 021
Durée construction 2.00 ans

Investissement groupe HFO 1.2 k€/KW
Cout du HFO (combustible et maintenance) 0.189 €/kWh

Unité monétaire (MEur)

Année	Demande (GWh)	COÛTS C				Commentaires Mise en service de	AVANTAGES B				BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)		Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	
		1	2	3	4		6	7	8	9	10
2 018	132	0	0.00	21.2	21.2		0.0	0.00	21.2	21.2	0.0
2 019	135	68	0.00	21.7	89.8	Ligne	0.0	0.00	21.7	21.7	-68.2
2 020	144	68	0.00	23.2	91.3	Interconnexion	0.0	0.00	27.2	27.2	-64.1
2 021	322	0	2.04	35.7	37.7		48.0	0.72	60.8	109.5	40 MW HFO 71.8
2 022	647	0	2.04	71.7	73.7		48.0	1.44	122.3	171.7	40 MW HFO 98.0
2 023	652	0	2.04	72.3	74.3		0.0	1.44	123.3	124.7	50.4
2 024	693	0	2.04	76.8	78.8		0.0	1.44	131.0	132.4	53.6
2 025	699	0	2.04	77.4	79.5		36.0	1.98	132.1	170.1	30 MW HFO 90.6
2 026	767	0	2.04	85.0	87.0		0.0	1.98	144.9	146.9	59.9
2 027	773	0	2.04	85.6	87.6		0.0	1.98	146.0	148.0	60.3
2 028	785	0	2.04	86.9	89.0		0.0	1.98	148.3	150.3	61.3
2 029	797	0	2.04	88.4	90.4		0.0	1.98	150.7	152.7	62.3
2 030	810	0	2.04	89.7	91.8		0.0	1.98	153.0	155.0	63.3
2 031	824	0	2.04	91.3	93.4		0.0	1.98	155.8	157.8	64.4
2 032	839	0	2.04	93.0	95.0		12.0	2.16	158.6	172.8	10 MW HFO 77.7
2 033	853	0	2.04	94.5	96.6		0.0	2.16	161.2	163.4	66.8
2 034	868	0	2.04	96.2	98.2		0.0	2.16	164.1	166.2	68.0
2 035	883	-110	2.04	97.8	-10.1		-45.8	2.16	166.9	123.2	133.3
		87.75 €	11.68 €	496.96 €	596.39 €		74.01 €	9.69 €	812.17 €	895.87 €	299.48 €

TRI Econ. = 44.31%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	688.700	596.390	521.391
Avantages B	1060.704	895.871	763.691
Bénéfice net B-C	372.005	299.480	242.299
Rapport B/C	1.54	1.50	1.46

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT DE FIANORANTSOA AU RIA**(prend en compte le raccordement de Fiana, Ambositra en 2024 et Manakara, Mananjary en 2026)**

Couts : CAPEX Construction ligne de Raccordement au RI
 OPEX Couts de production RIA + OPEX Ligne

Avantage : CAPEX : ajouts de nouveaux groupes diesel, ou de projets hydroélectriques pour répondre à l'augmentation de la demande

OPEX : cout de production actuel + Cout d'exploitation pour les groupes diesels ajoutés.

Raccordement au RI	
Longueur de ligne	202.00 km
Tension ligne	220.00 kV
Cout ligne	285 k€/km
Cout postes	38 Million d'euros
Cout lignes + postes	95 Million d'euros
Cout de l'énergie RI	0.08 €/kWh

FIANORANTSOA	
Puissance 2018	12.8 MW
Facteur de charge	0.50
Consommation 2018	56 GWh
Cout de l'énergie CI	0.06 €/kWh

Cout de maintenance	1.5 % des investissements
Date de raccordement	2024
Durée construction	2.00 ans

Investissement groupe Diesel	1 k€/KW
Cout du diesel (combustible et maintenance)	0.31 €/kWh

Unité monétaire (MEur)

Année	Demande (GWh)	COÛTS C						AVANTAGES B					BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	Cout de prod RI c€/kWh	Commentaires Mise en service de	TOTAL (MEur)	Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Commentaires : Mise en service de	
		1	2	3		4	6	7	8	9		10	
2018	56	2.0	0.00	7.8		9.8	2.0	0.00	7.8	9.8		0.0	
2019	59	0	0.03	8.8		8.8	0.0	0.03	8.8	8.8		0.0	
2020	62	0.0	0.03	9.7		9.7	0.0	0.03	9.7	9.7	2 MW Diesel	0.0	
2021	65	2	0.03	10.7		12.7	2.0	0.03	10.7	12.7		0.0	
2022	68	47.7	0.06	11.7		59.4	0.0	0.06	11.7	11.7		-47.7	
2023	72	47.7	0.06	12.8		60.6	27.8	0.06	12.8	40.7	Dangoro	-19.9	
2024	77	0.0	1.43	6.6	0.085	8.0	5.0	0.48	12.9	18.4	5 MW diesel	10.4	
2025	84	0.0	1.43	6.9	0.082	8.3	40.5	0.55	15.2	56.2	Namorona 2	47.9	
2026	94	0.0	1.43	7.4	0.079	8.8	5.0	1.16	6.7	12.9		4.0	
2027	104	0.0	1.43	7.4	0.071	8.8	0.0	1.23	7.4	8.7		-0.2	
2028	114	0.0	1.43	8.0	0.071	9.5	10.0	1.23	8.0	19.3	10 MW Diesel	9.8	
2029	125	0.0	1.43	8.6	0.069	10.1	0.0	1.38	14.3	15.7		5.6	
2030	136	0.0	1.43	9.6	0.071	11.0	0.0	1.38	19.2	20.6		9.5	
2031	148	0.0	1.43	10.3	0.069	11.7	10.0	1.38	23.0	34.3	10 MW Diesel	22.6	
2032	163	0.0	1.43	11.3	0.070	12.7	0.0	1.53	27.5	29.1		16.3	
2033	179	0.0	1.43	12.4	0.069	13.8	8.0	1.53	32.5	42.0	8 MW Diesel	28.2	
2034	198	0.0	1.43	13.9	0.070	15.3	0.0	1.65	38.6	40.3		25.0	
2035	221	-83.0	1.43	15.4	0.070	-66.1	-73.2	1.65	45.8	-25.7		40.4	
		44.79 €	5.64 €	78.00 €		128.43 €	37.18 €	4.57 €	111.35 €	153.11 €		24.68 €	

TRI Econ. = 18.95%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	141.740	128.427	116.654
Avantages B	178.507	153.106	132.510
Bénéfice net B-C	36.767	24.679	15.855
Rapport B/C	1.26	1.19	1.14

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT DE FENOARIVO AU RIA

(prend en compte le raccordement de Fenoariva Astinana, Fenerive est , Fenorivo centre et foulpointe en 2024)

Couts : CAPEX Construction ligne de Raccordement au RI
OPEX Couts de production RIA + OPEX Ligne

Avantage : CAPEX : ajouts de nouveaux groupes diesel pour répondre à l'augmentation de la demande
OPEX : cout de production actuel + Cout d'exploitation pour les groupes diesels ajoutés.

Raccordement au RI	
Longueur de ligne	92.00 km
Tension ligne	63.00 kV
Cout ligne	171 k€/km
Cout poste	5 Million d'euros
Cout lignes + postes	20.83 Million d'euros
Cout de l'énergie RI	0.08 €/kWh
Cout de maintenance	1.5 % des investissements
Date de raccordement	2 024
Durée construction	2.00 ans

FENOARIVO ATSINANA		Fenorivo centre et Fenerive est et foulpointe	
Puissance 2018	2.3 MW		
Facteur de charge	0.36		
Consommation 2018	7 GWh		
Cout de l'énergie CI	0.30 €/kWh		
Investissement groupe Diesel	1 k€/KW		
Cout du diesel (combustible et maintenance)	0.259 €/kWh		
Unité monétaire	(MEur)		

Année	Demande (GWh)	COUTS C					AVANTAGES B					BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Commentaire Mise en service de	Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Commentaire Mise en service de	
		1	2	3	4		6	7	8	9		10
2 018	7	0	0.00	2.1	2.1		0.0	0.00	2.1	2.1		0.0
2 019	7	0	0.00	2.2	2.2		0.0	0.00	2.2	2.2		0.0
2 020	8	0	0.00	2.3	2.3		0.0	0.00	2.3	2.3		0.0
2 021	8	0	0.00	2.4	2.4		0.0	0.00	2.4	2.4		0.0
2 022	8	10	0.00	2.5	13.0	Ligne	0.0	0.00	2.5	2.5		-10.4
2 023	9	10	0.00	2.7	13.1	Interconnexion	0.0	0.00	2.7	2.7		-10.4
2 024	9	0	0.00	0.7	0.7		0.0	0.00	2.8	2.8		2.0
2 025	10	0	0.00	0.8	0.8		0.0	0.00	2.9	2.9		2.1
2 026	10	0	0.00	0.8	0.8		0.0	0.00	3.0	3.0		2.2
2 027	11	0	0.00	0.8	0.8		0.0	0.00	3.2	3.2		2.3
2 028	11	0	0.00	0.9	0.9		0.0	0.00	3.3	3.3		2.4
2 029	11	0	0.00	0.9	0.9		0.0	0.00	3.4	3.4		2.5
2 030	12	0	0.00	1.0	1.0		1.0	0.02	3.6	4.6	1 MW Diesel	3.6
2 031	13	0	0.00	1.0	1.0		0.0	0.02	3.7	3.7		2.7
2 032	13	0	0.00	1.1	1.1		0.0	0.02	3.9	3.9		2.8
2 033	14	0	0.00	1.1	1.1		0.0	0.02	4.0	4.1		3.0
2 034	15	0	0.00	1.2	1.2		0.0	0.02	4.2	4.2		3.1
2 035	15	-17	0.00	1.2	-15.6		-0.49	0.02	4.4	3.9		19.6
		9.32 €	0.00 €	13.76 €	23.08 €		0.20 €	0.02 €	23.24 €	23.47 €		0.39 €

TRI Econ. = 10.44%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	24.715	23.078	21.493
Avantages B	27.362	23.467	20.350
Bénéfice net B-C	2.648	0.388	-1.143
Rapport B/C	1.11	1.02	0.95

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT DE TOLIARA AU RIA

Coûts : CAPEX Construction ligne de Raccordement au RI
OPEX Coûts de production RIA + OPEX Ligne

Avantage : CAPEX : ajouts de nouveaux groupes diesel pour répondre à l'augmentation de la demande
OPEX : cout de production et d'exploitation pour les groupes diesel + cout d'achat centrale solaire IPP

Raccordement au RI	
Longueur de ligne	450.00 km
Tension ligne	138.00 kV
Cout ligne	248 k€/km
Cout poste	5 Million d'euros
Cout lignes + postes	116.70 Million d'euros
Cout de l'énergie RI	0.09 €/kWh
Cout de maintenance	1.5 % des investissements
Date de raccordement	2 026
Durée construction	2.00 ans

TOLIARA	
Puissance 2018	0.0 MW
Facteur de charge	521.44
Consommation 2018	37 GWh
Cout de l'énergie CI	0.37 €/kWh
Investissement groupe Diesel	1000 k€/KW
Cout du diesel (combustible et maintenance)	0.370 €/kWh
Unité monétaire	(MEur)
Puissance solaire	3 MWc
Production solaire	4.65 GWh
Tarif de vente IPP solaire	0.1 €/kWh
Date de mise en service	2020

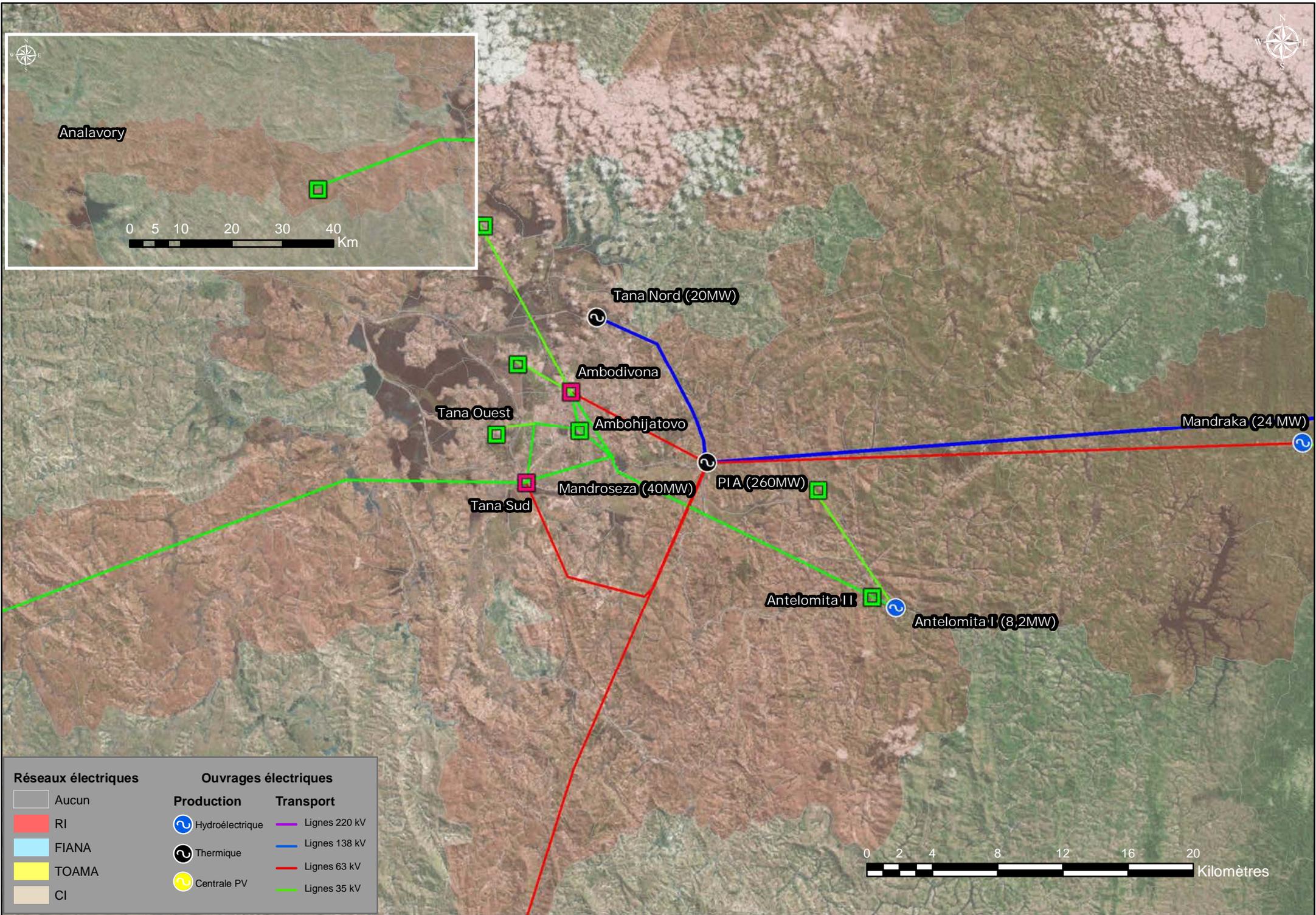
Année	Demande (GWh)	COÛTS C				Commentaire Mise en service de	AVANTAGES B				BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)		Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	
		1	2	3	4		6	7	8	9	10
2 018	37	0	0.00	13.5	13.5		0.0	0.00	13.5	13.5	0.0
2 019	37	0	0.00	13.8	13.8		0.0	0.00	13.8	13.8	0.0
2 020	38	0	0.00	14.1	14.1		0.0	0.00	12.8	12.8	Mise en service solaire -1.3
2 021	39	0	0.00	14.4	14.4		0.0	0.00	13.1	13.1	-1.3
2 022	40	0	0.00	14.7	14.7		0.0	0.00	13.4	13.4	-1.3
2 023	41	0	0.00	15.0	15.0		0.0	0.00	13.8	13.8	-1.3
2 024	41	58	0.00	15.4	73.7	Ligne	2.0	0.03	14.1	16.1	2 MW Diesel -57.6
2 025	42	58	0.00	15.7	74.0	Interconnexion	0.0	0.03	14.4	14.5	-59.6
2 026	43	0	0.00	3.9	3.9		0.0	0.03	14.8	14.8	10.9
2 027	44	0	0.00	4.0	4.0		0.0	0.03	15.1	15.2	11.2
2 028	45	0	0.00	4.1	4.1		0.0	0.03	15.5	15.5	11.5
2 029	46	0	0.00	4.2	4.2		0.0	0.03	15.9	15.9	11.8
2 030	47	0	0.00	4.3	4.3		0.0	0.03	16.3	16.3	12.0
2 031	49	0	0.00	4.4	4.4		2.0	0.06	16.7	18.8	2 MW Diesel 14.4
2 032	50	0	0.00	4.5	4.5		0.0	0.06	17.1	17.2	12.7
2 033	51	0	0.00	4.6	4.6		0.0	0.06	17.6	17.7	13.1
2 034	53	0	0.00	4.7	4.7		0.0	0.06	18.3	18.3	13.6
2 035	55	-98	0.00	4.9	-93.4		-0.01	0.06	19.0	19.0	112.4
		39.48 €	0.00 €	89.15 €	128.63 €		1.55 €	0.15 €	119.07 €	120.77 €	-7.86 €

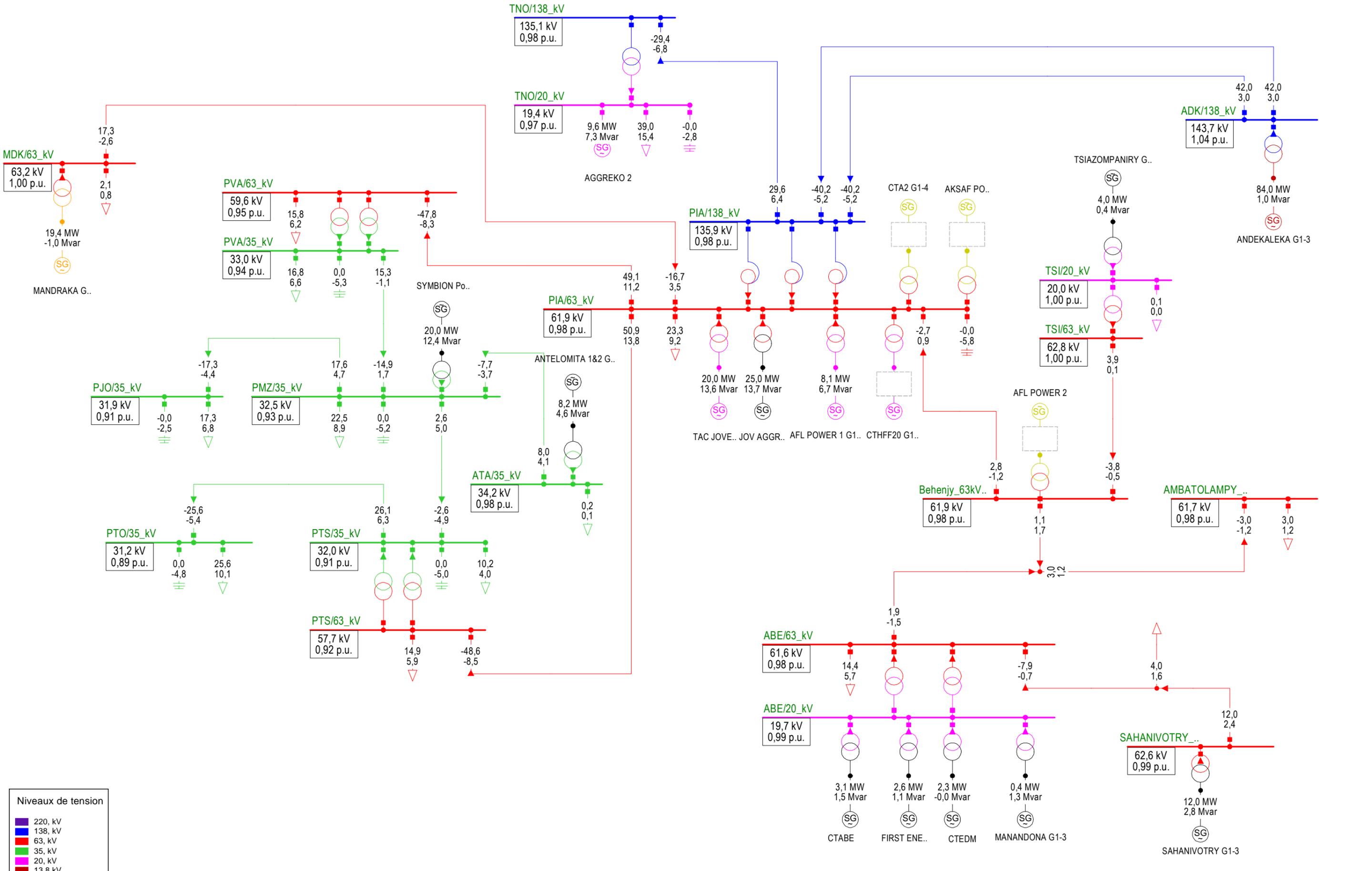
TRI Econ. = 7.96%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	139.518	128.634	118.367
Avantages B	139.333	120.771	105.817
Bénéfice net B-C	-0.185	-7.863	-12.550
Rapport B/C	1.00	0.94	0.89

ANNEXE 4 Schéma unifilaire du RI transmis par la JIRAMA (pointe Octobre 2017)

ANNEXE 5 Réseau actuel – Cartes et calculs de répartition de puissances

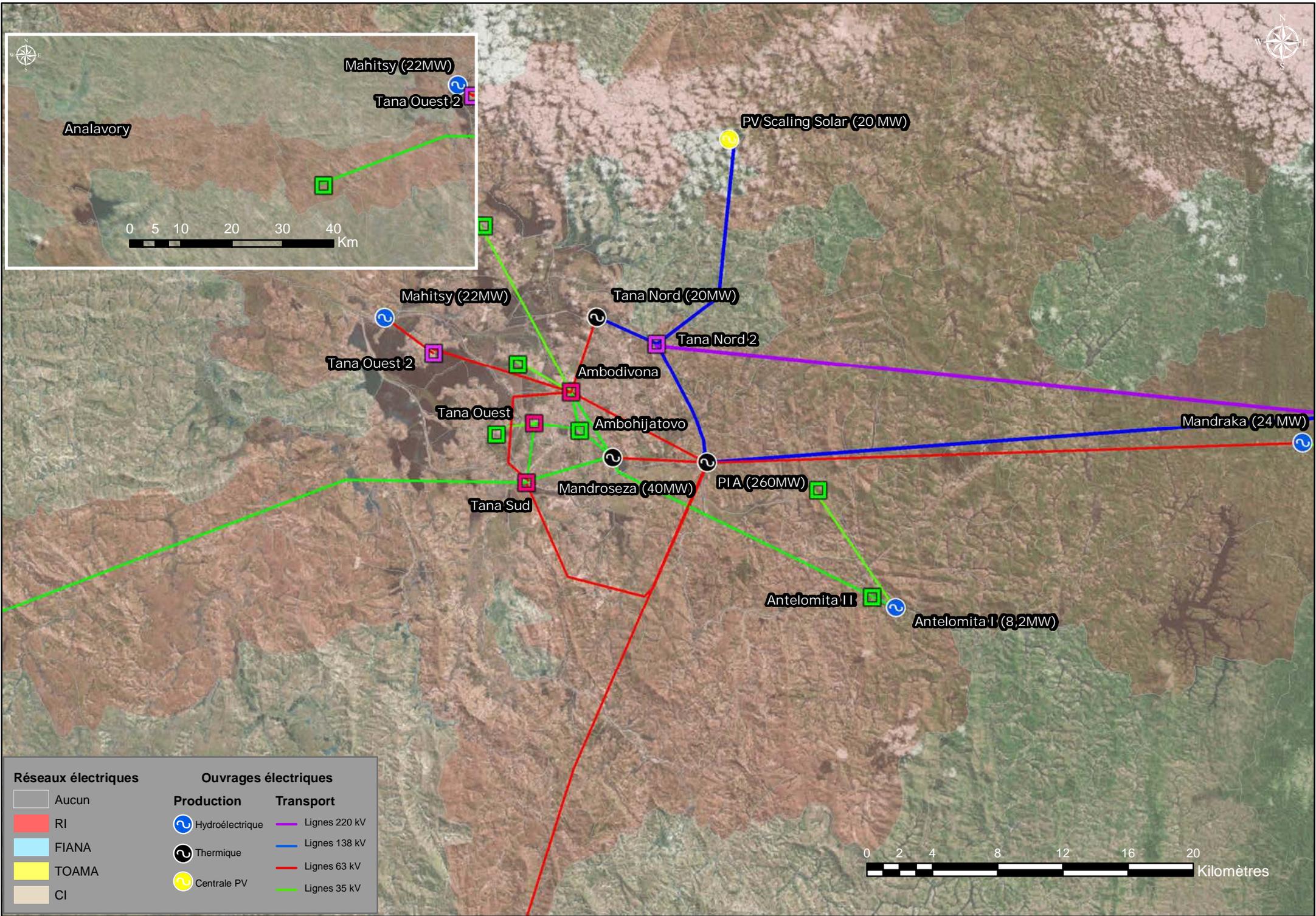


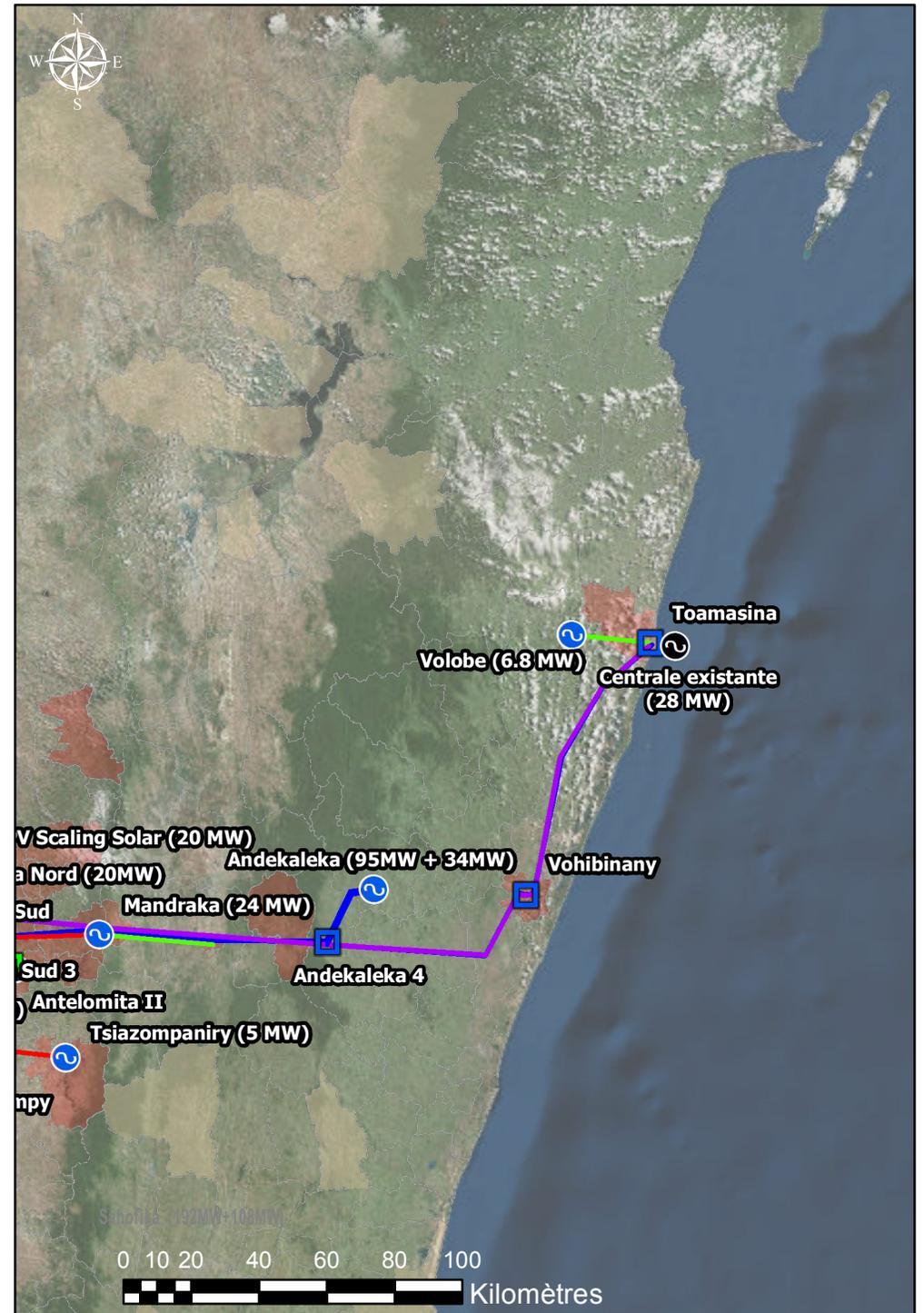
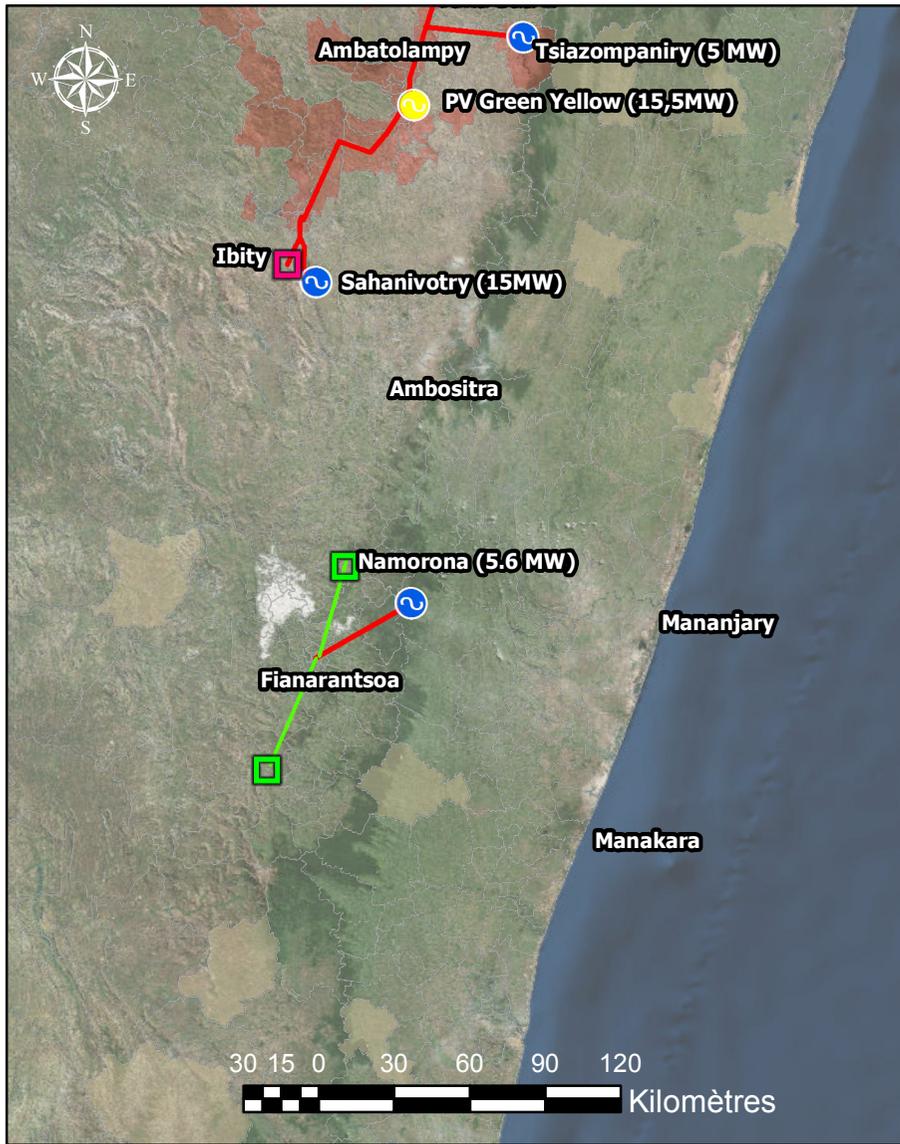


Niveaux de tension

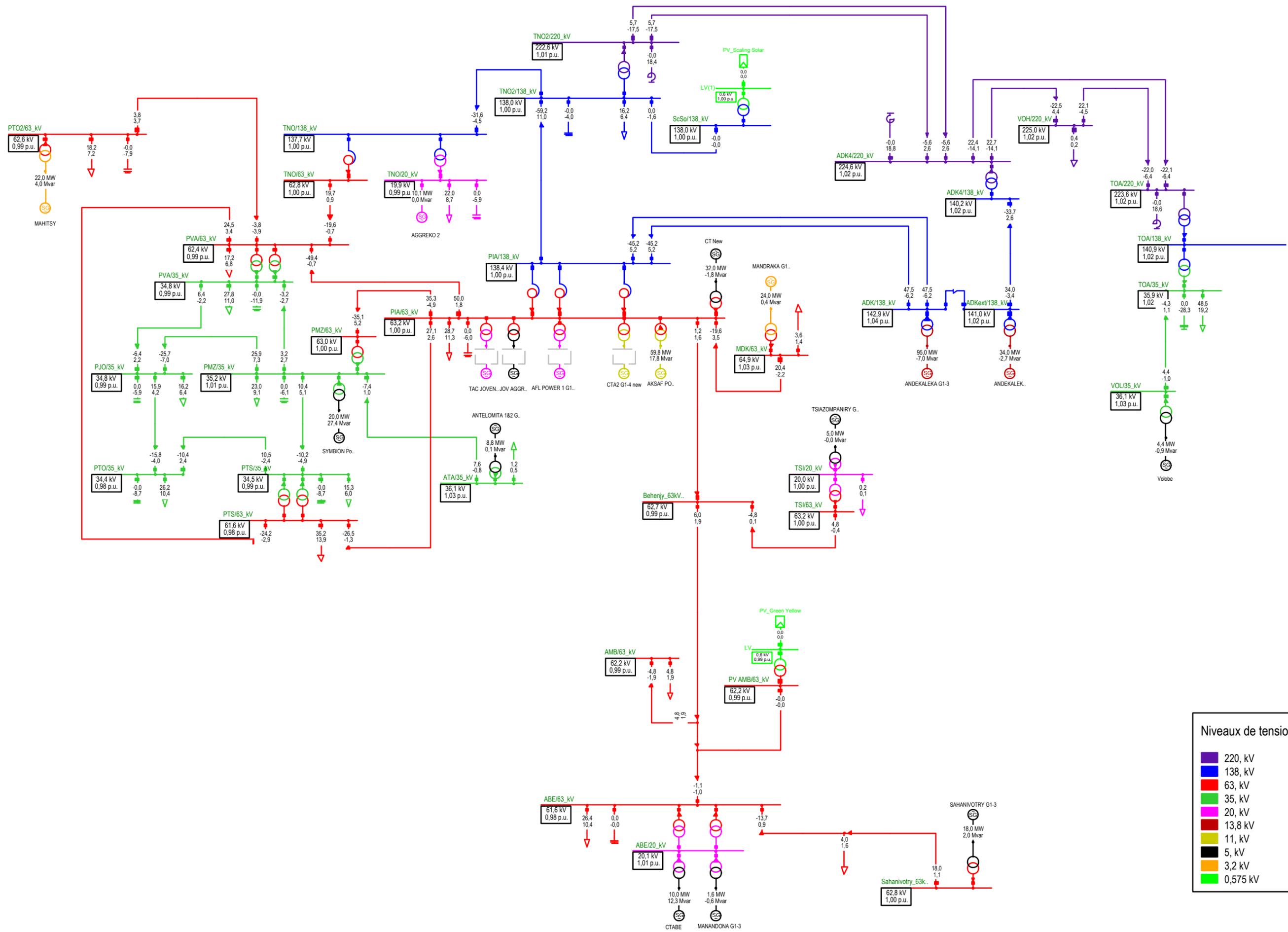
220, kV
138, kV
63, kV
35, kV
20, kV
13,8 kV
11, kV
5, kV
3,2 kV
0,575 kV

ANNEXE 6 Réseau prévisionnel en 2021 – Cartes et Calculs de répartition de puissances

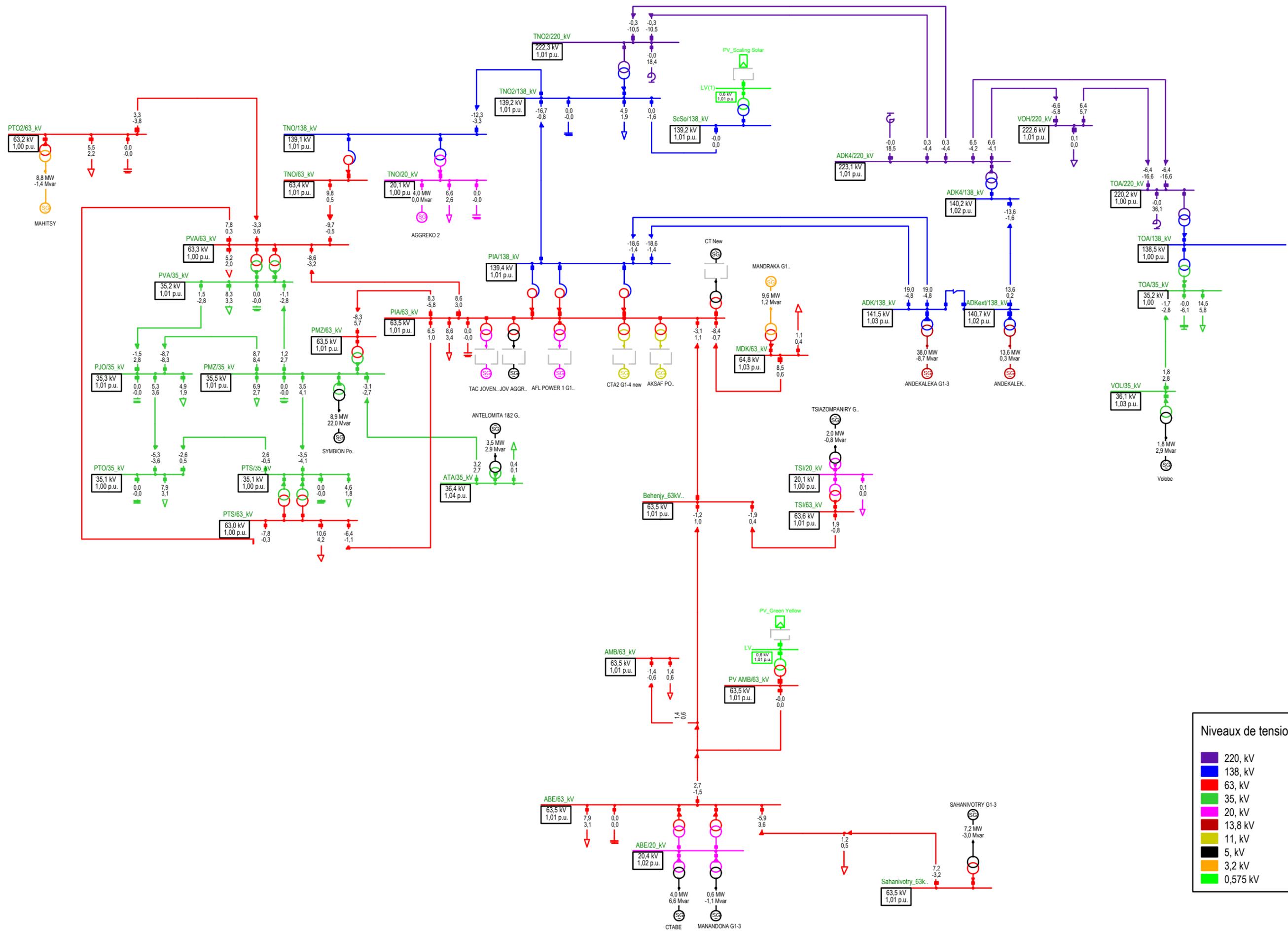




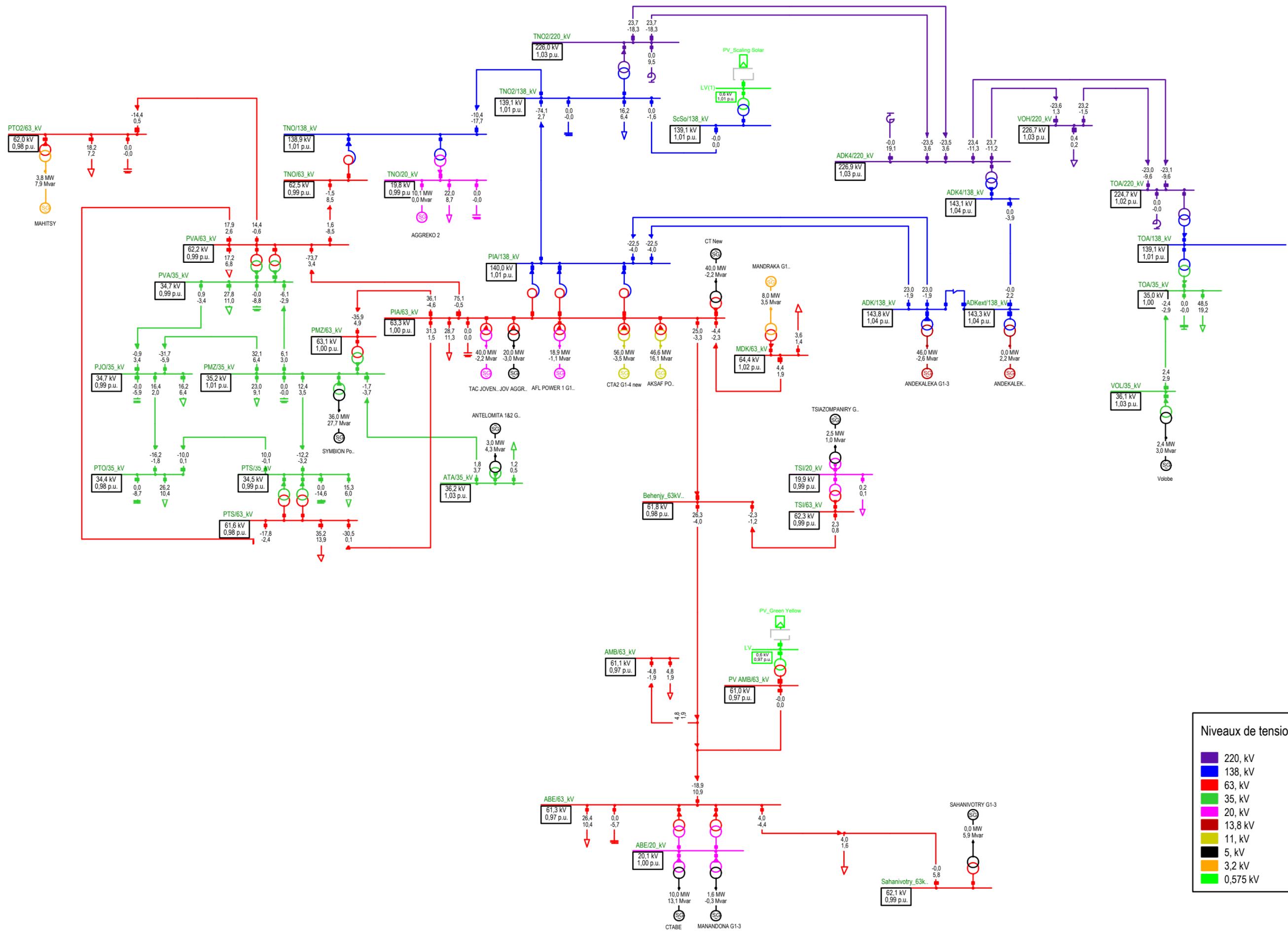
Réseaux électriques		Ouvrages électriques	
	Aucun	Production	Transport
	RI		Hydroélectrique
	FIANA		Thermique
	TOAMA		Centrale PV
	CI		Lignes 220 kV
			Lignes 138 kV
			Lignes 63 kV
			Lignes 35 kV



Niveaux de tension	
■	220, kV
■	138, kV
■	63, kV
■	35, kV
■	20, kV
■	13,8 kV
■	11, kV
■	5, kV
■	3,2 kV
■	0,575 kV

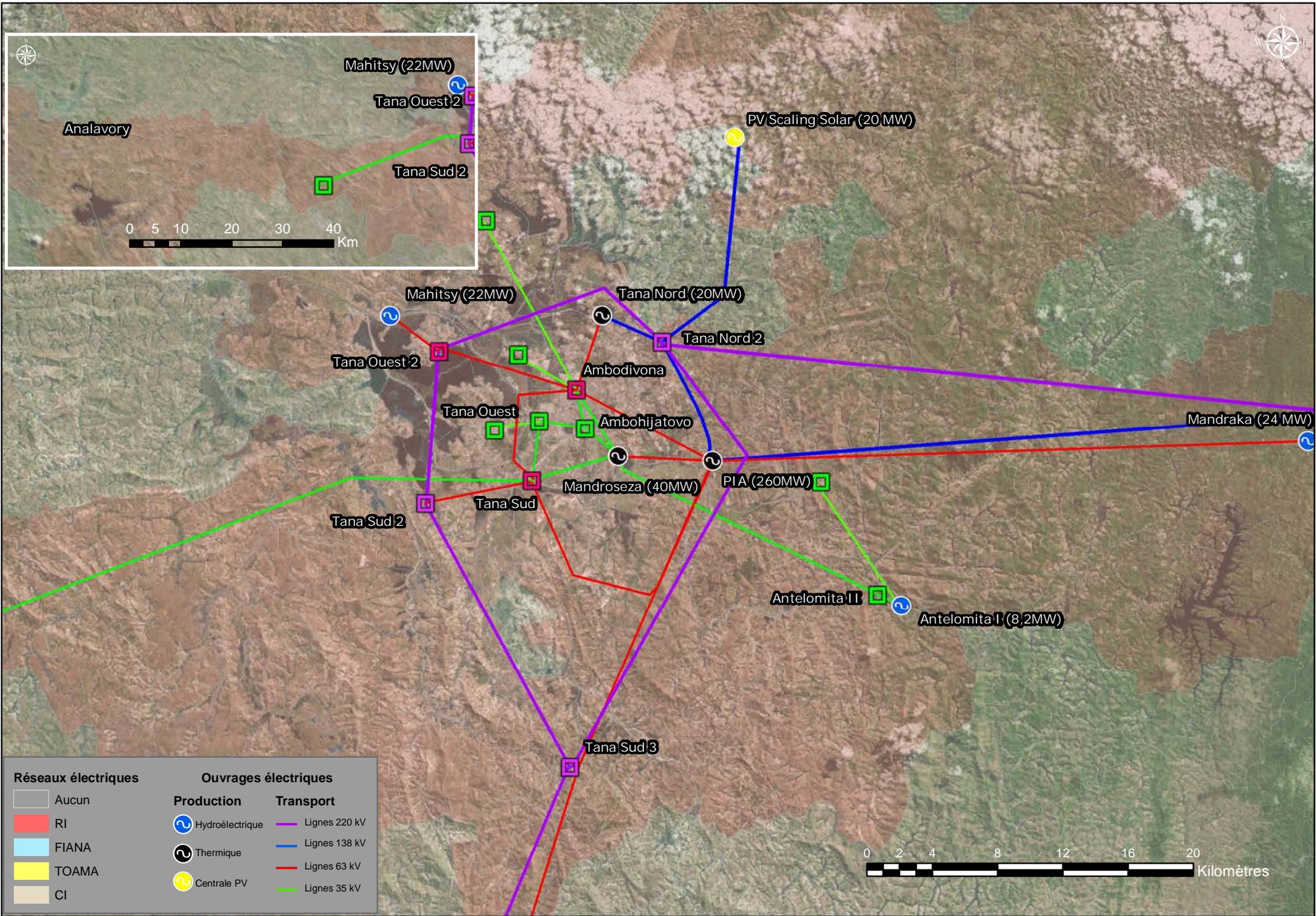


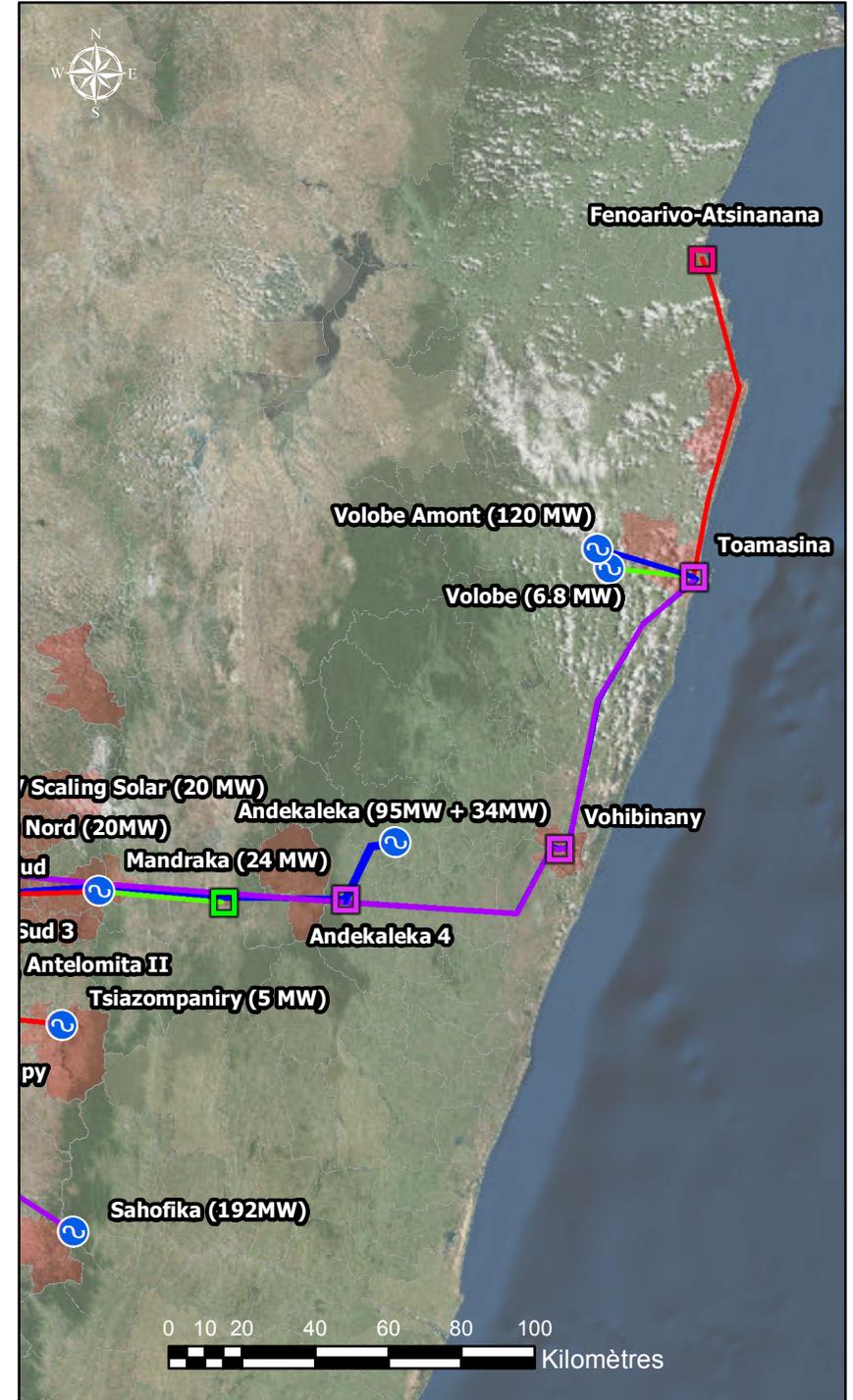
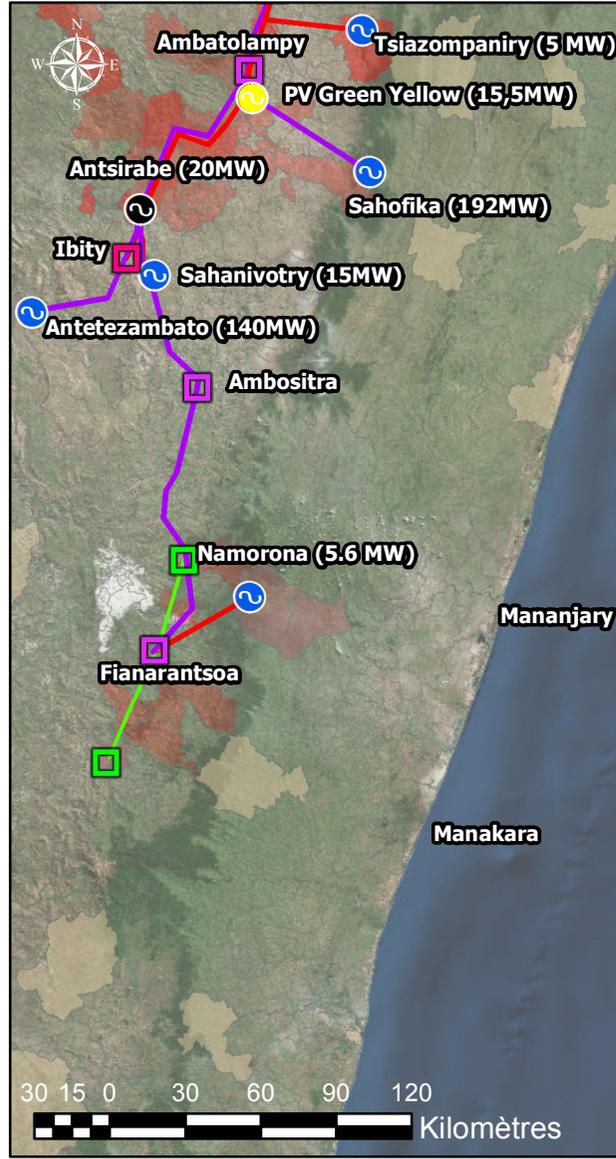
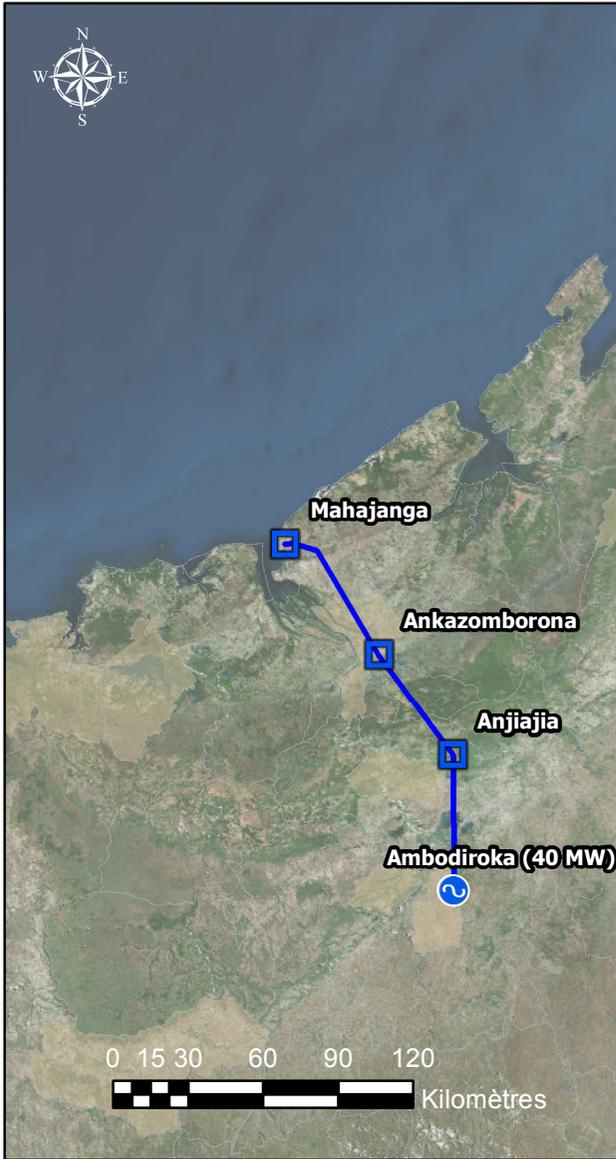
Niveaux de tension	
■	220, kV
■	138, kV
■	63, kV
■	35, kV
■	20, kV
■	13,8 kV
■	11, kV
■	5, kV
■	3,2 kV
■	0,575 kV



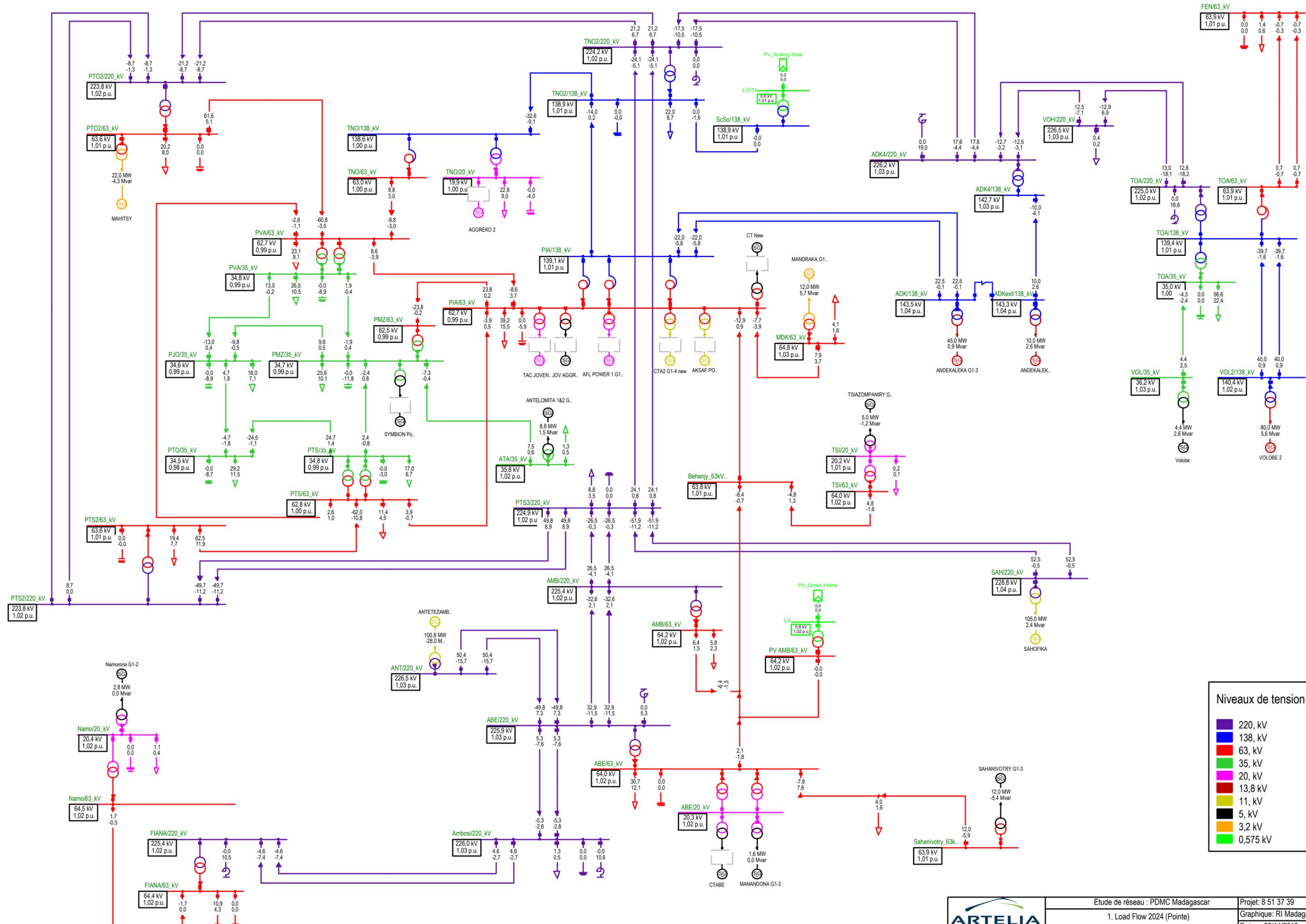
Niveaux de tension	
■	220, kV
■	138, kV
■	63, kV
■	35, kV
■	20, kV
■	13,8 kV
■	11, kV
■	5, kV
■	0,575 kV

ANNEXE 7 Réseau prévisionnel en 2024 – Cartes et Calculs de répartition de puissances

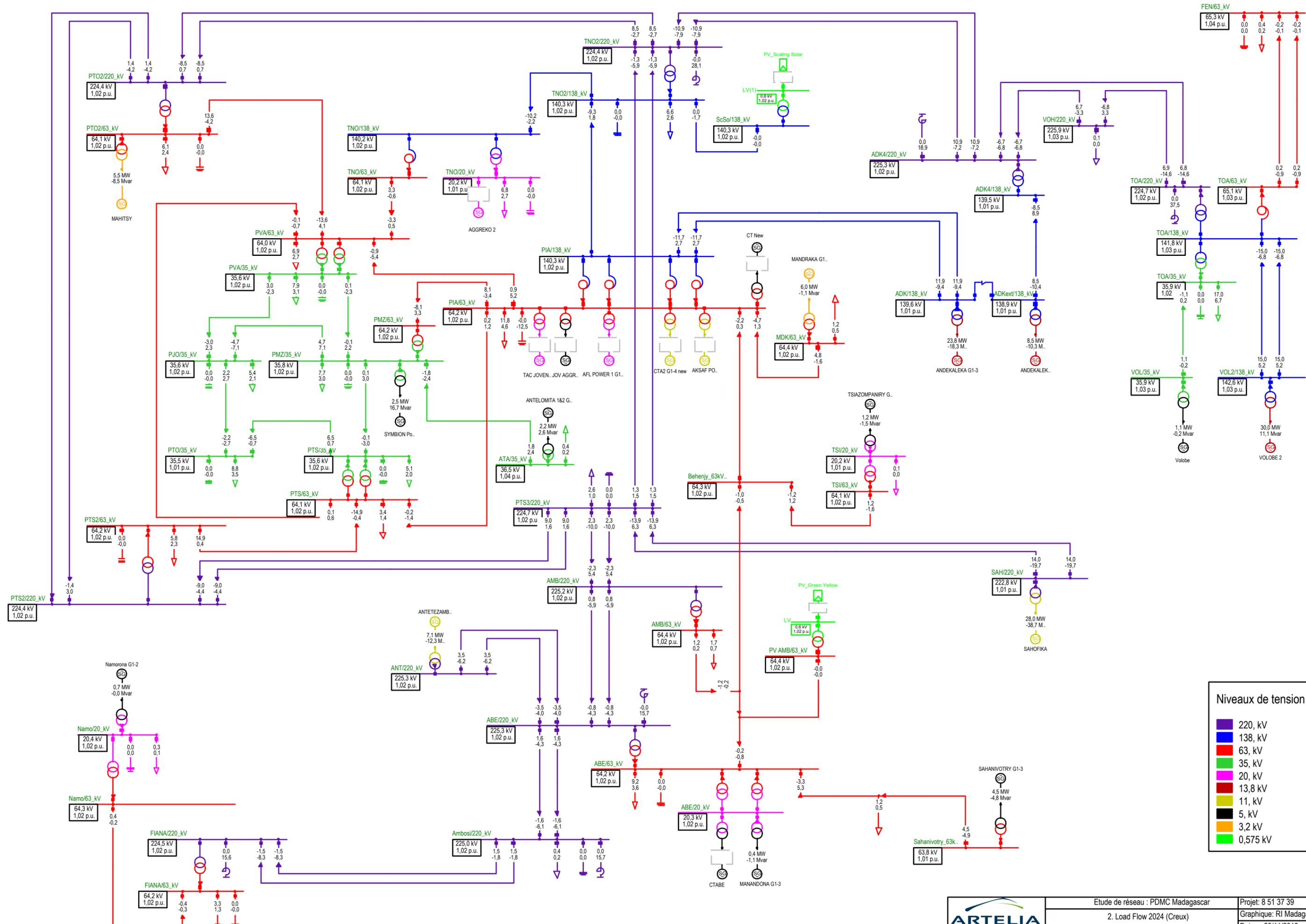




Réseaux électriques		Ouvrages électriques	
		Production	Transport
	Aucun		
	RI		
	FIANA		
	TOAMA		
	CI		

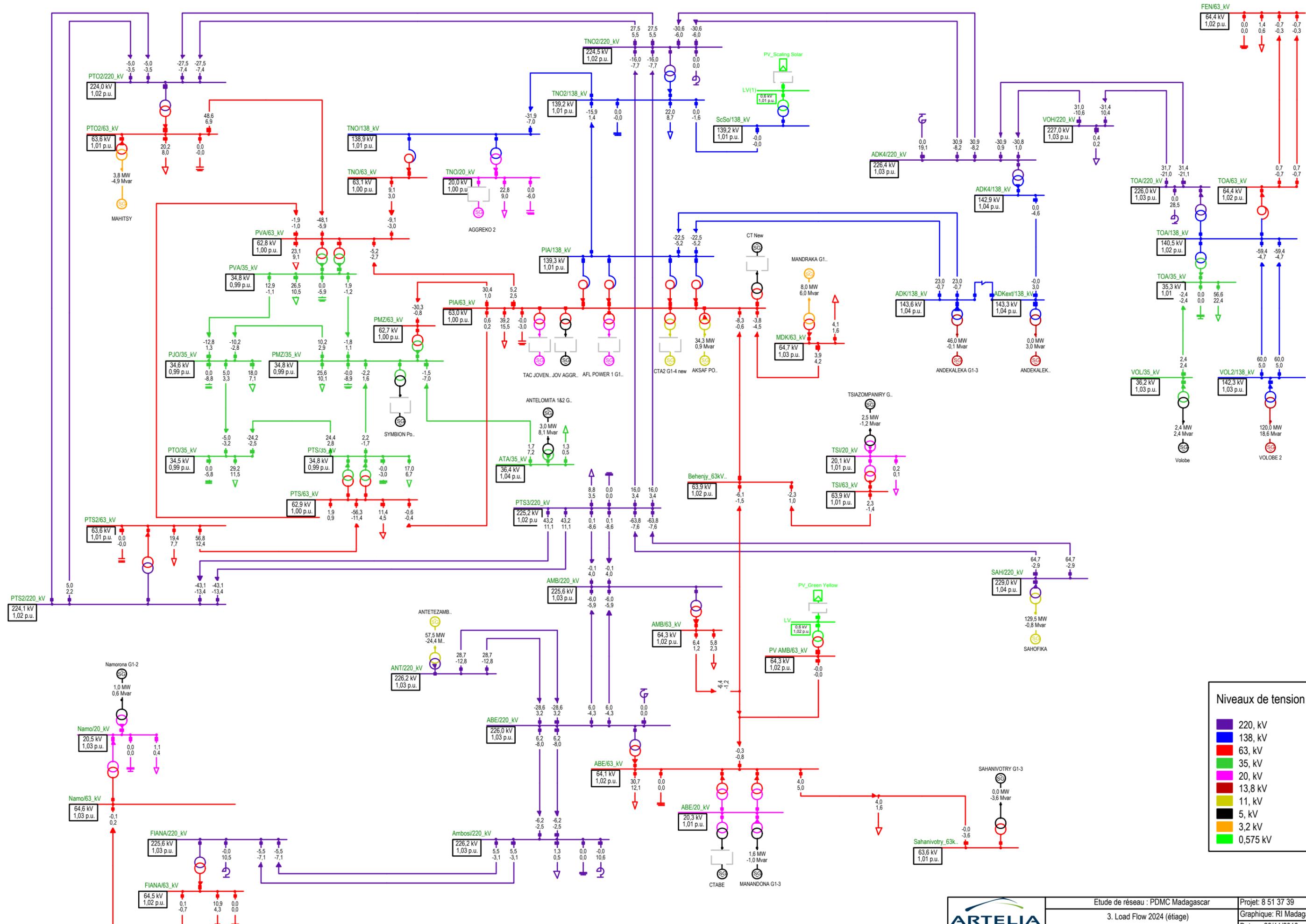


- Niveaux de tension**
- 220, kV
 - 138, kV
 - 63, kV
 - 35, kV
 - 20, kV
 - 13,8 kV
 - 11, kV
 - 5, kV
 - 3,2 kV
 - 0,575 kV



Niveaux de tension

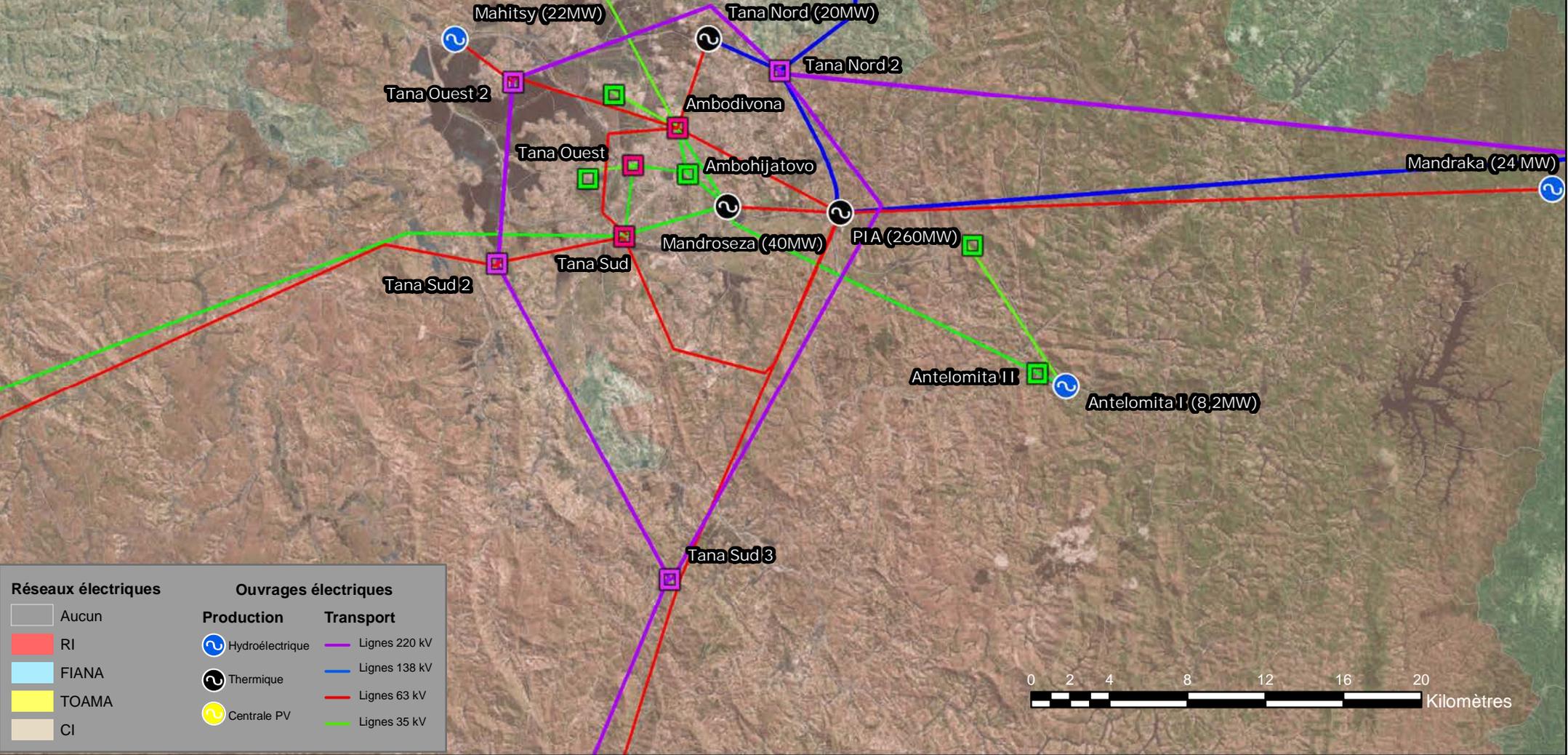
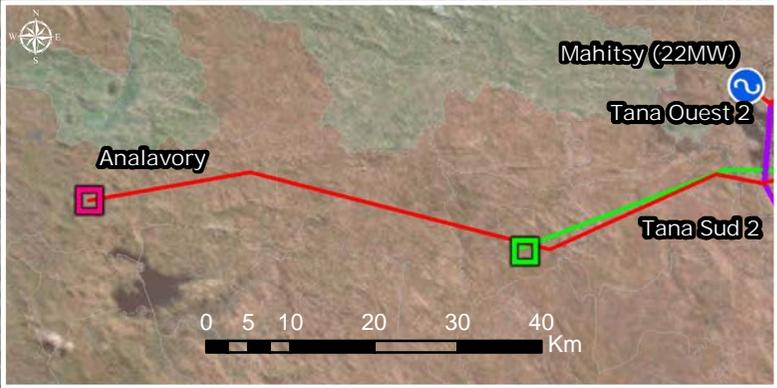
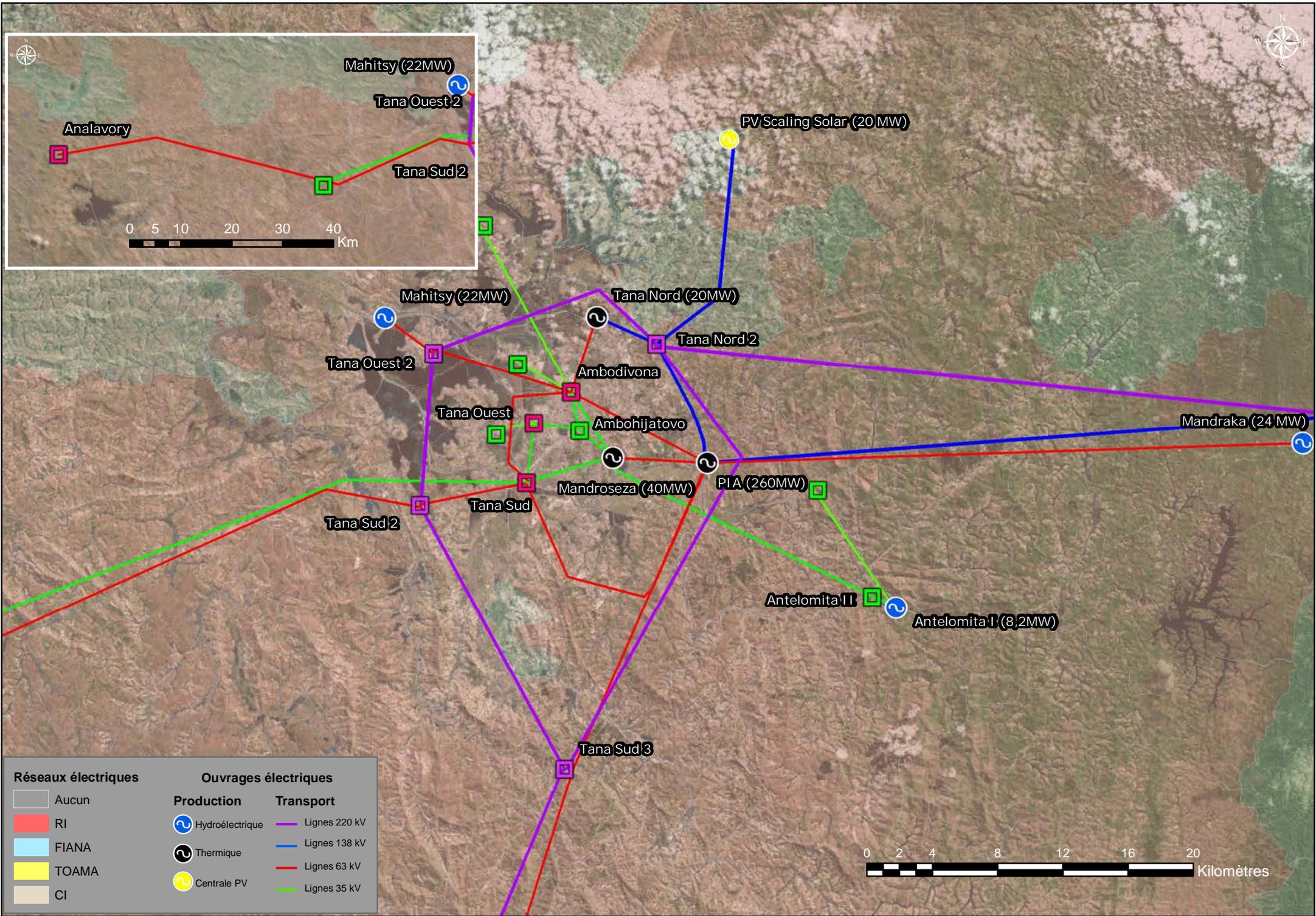
220, kV
138, kV
63, kV
35, kV
20, kV
13,8 kV
11, kV
5, kV
3,2 kV
0,575 kV

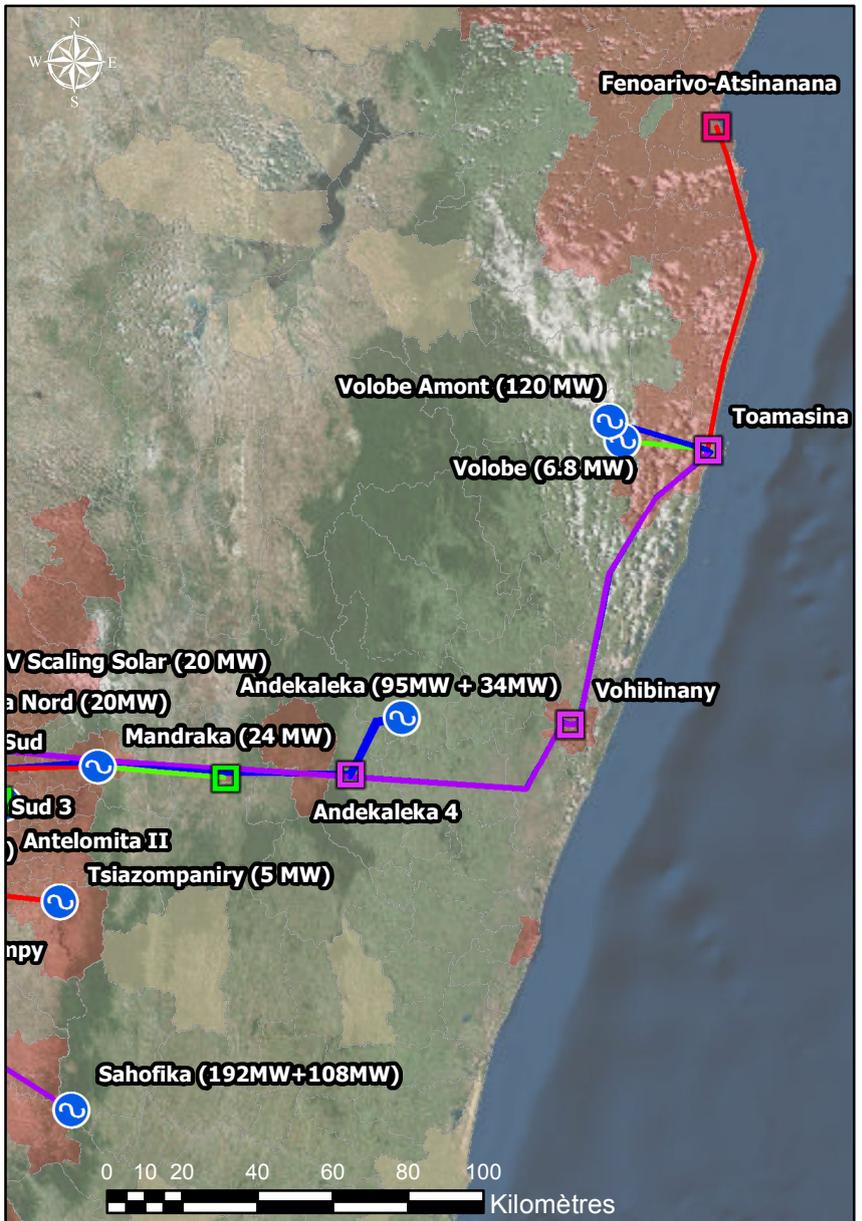
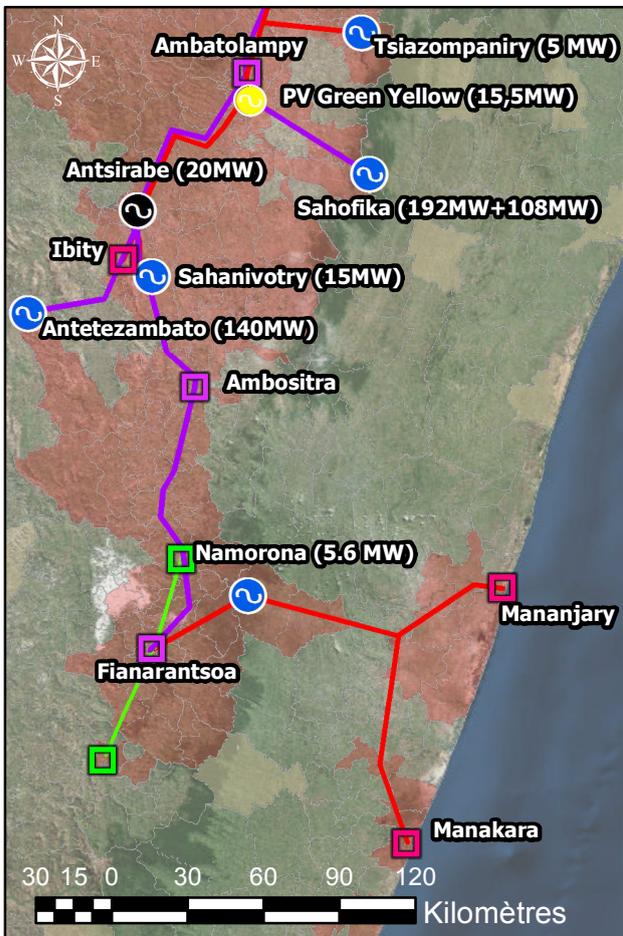
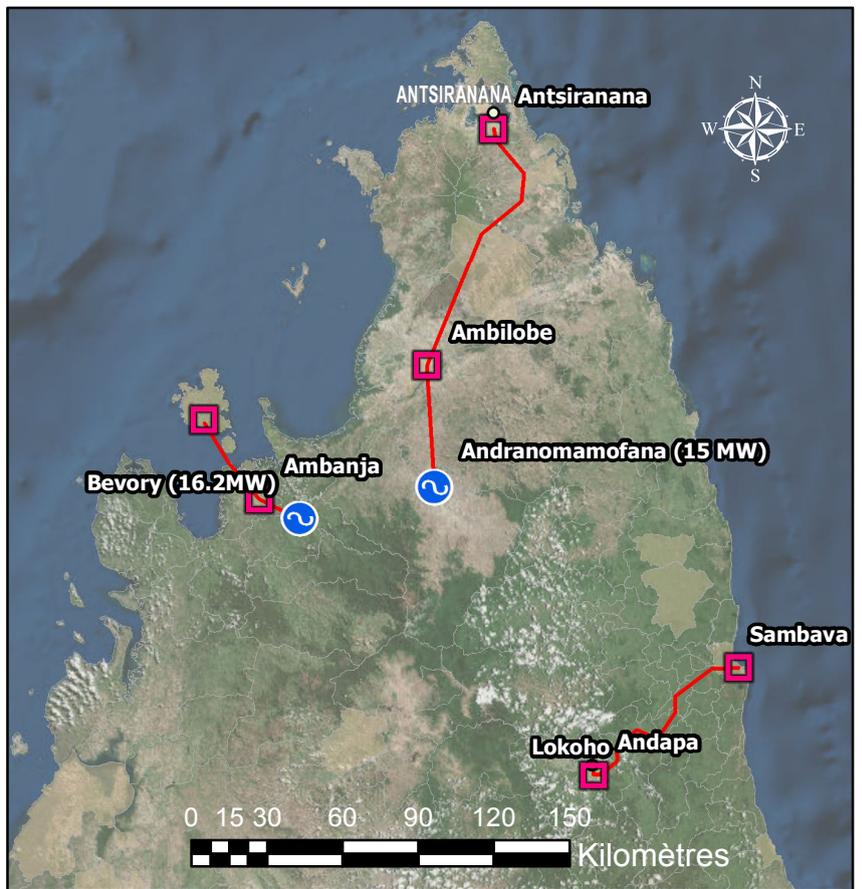
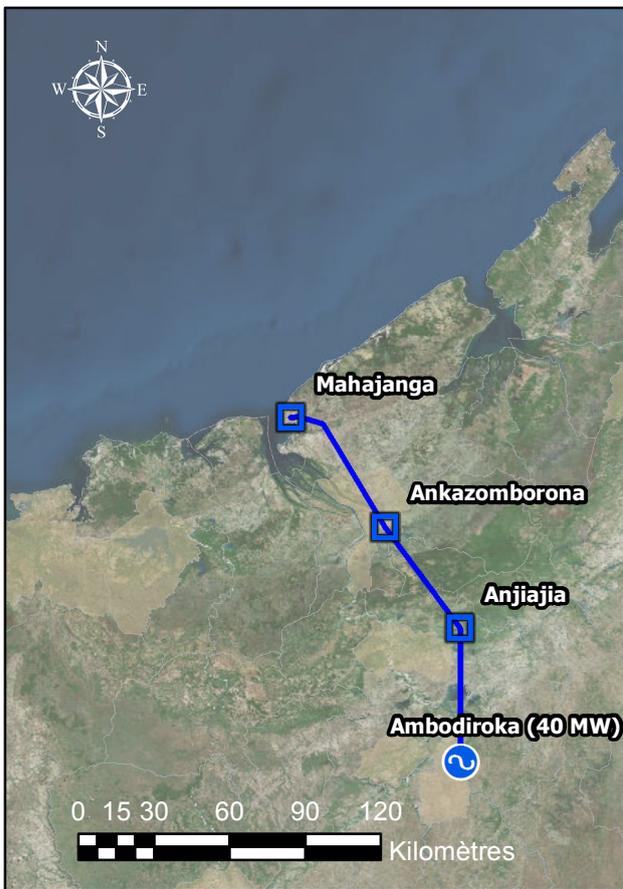


Niveaux de tension

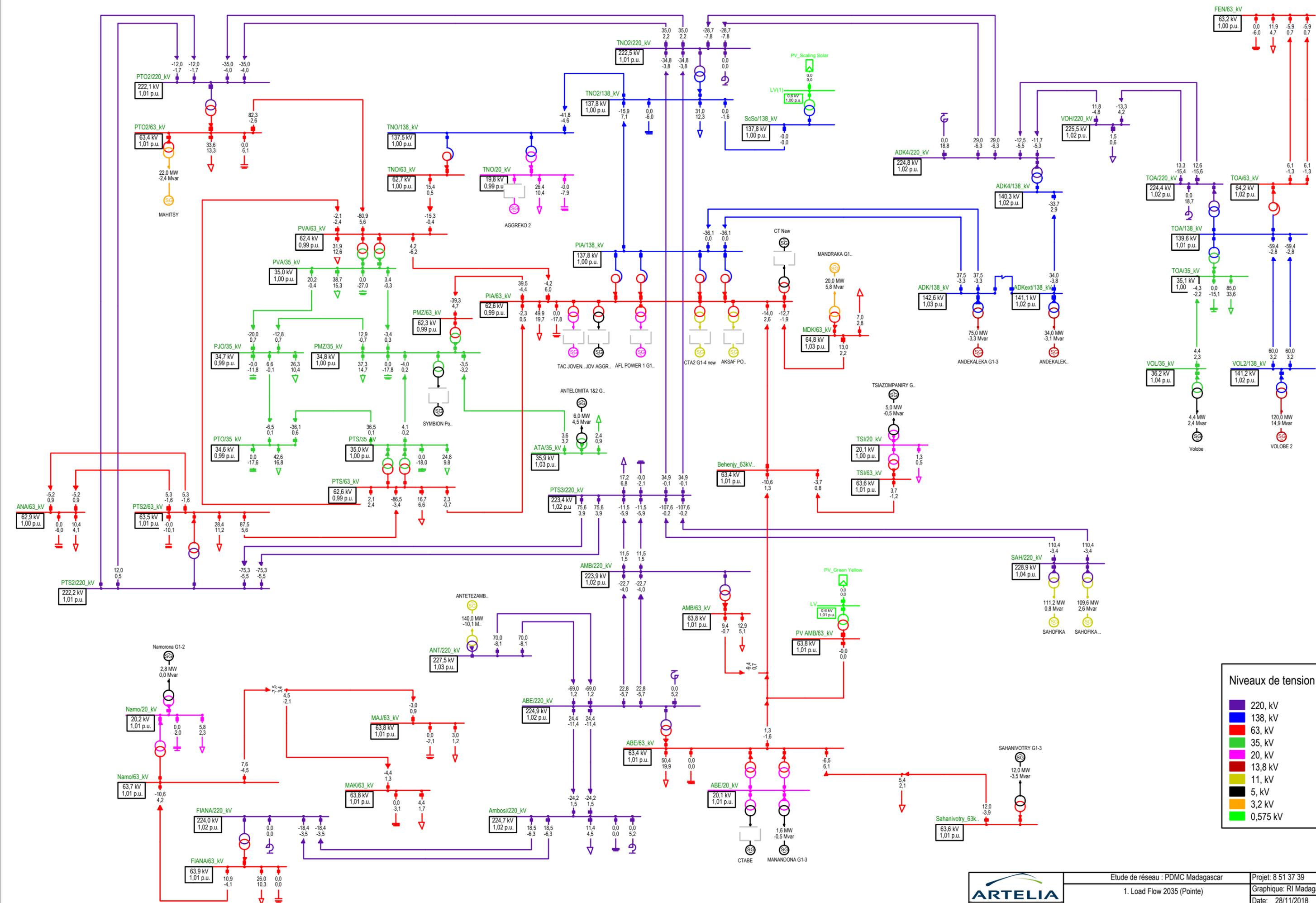
- 220, kV
- 138, kV
- 63, kV
- 35, kV
- 20, kV
- 13,8 kV
- 11, kV
- 5, kV
- 3,2 kV
- 0,575 kV

ANNEXE 8 Réseau prévisionnel en 2035 – Cartes et Calculs de répartition de puissances





Réseaux électriques		Ouvrages électriques	
		Production	Transport
	Aucun		
	RI		
	FIANA		
	TOAMA		
	CI		



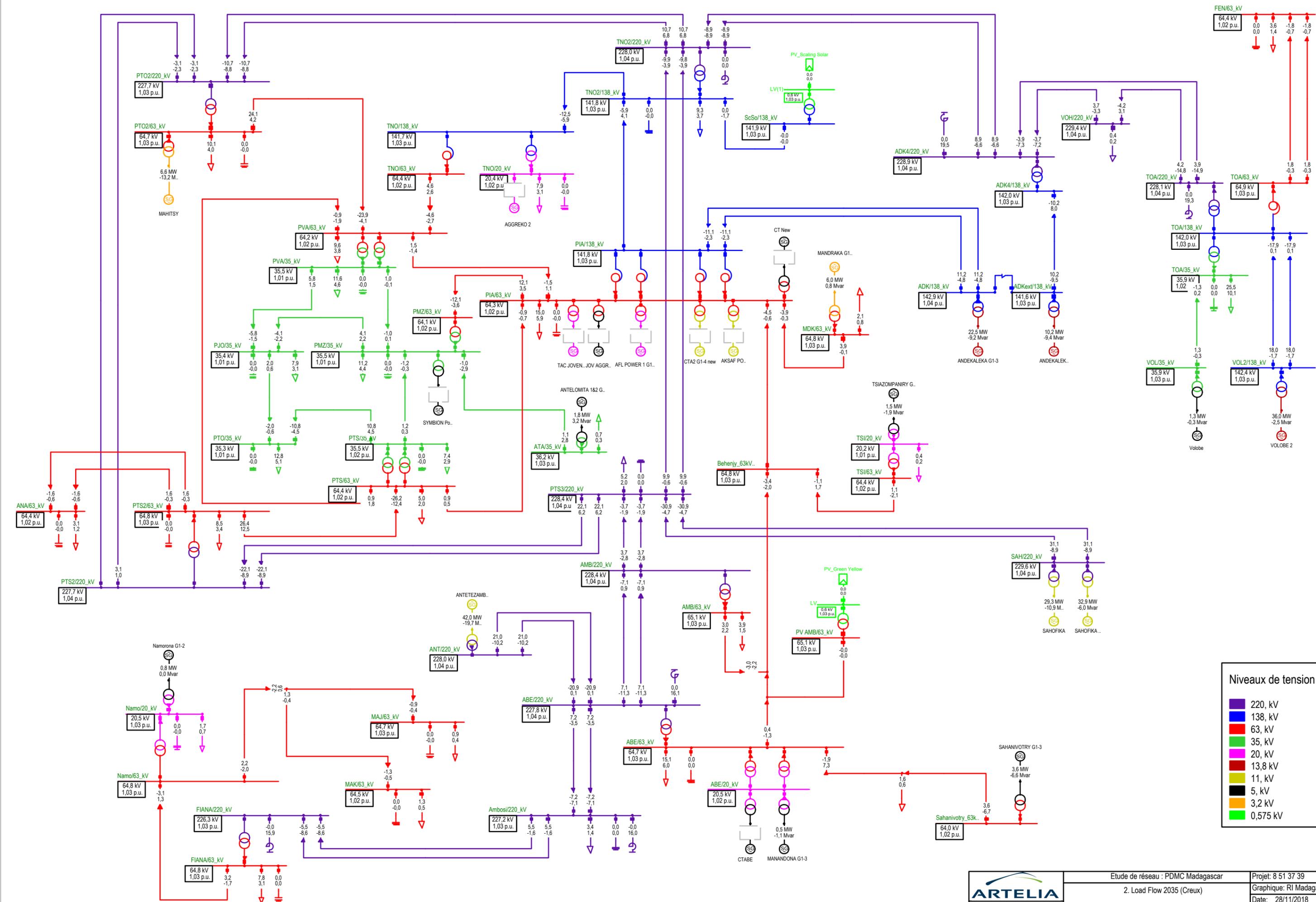
Niveaux de tension

- 220, kV
- 138, kV
- 63, kV
- 35, kV
- 20, kV
- 13,8 kV
- 11, kV
- 5, kV
- 3,2 kV
- 0,575 kV



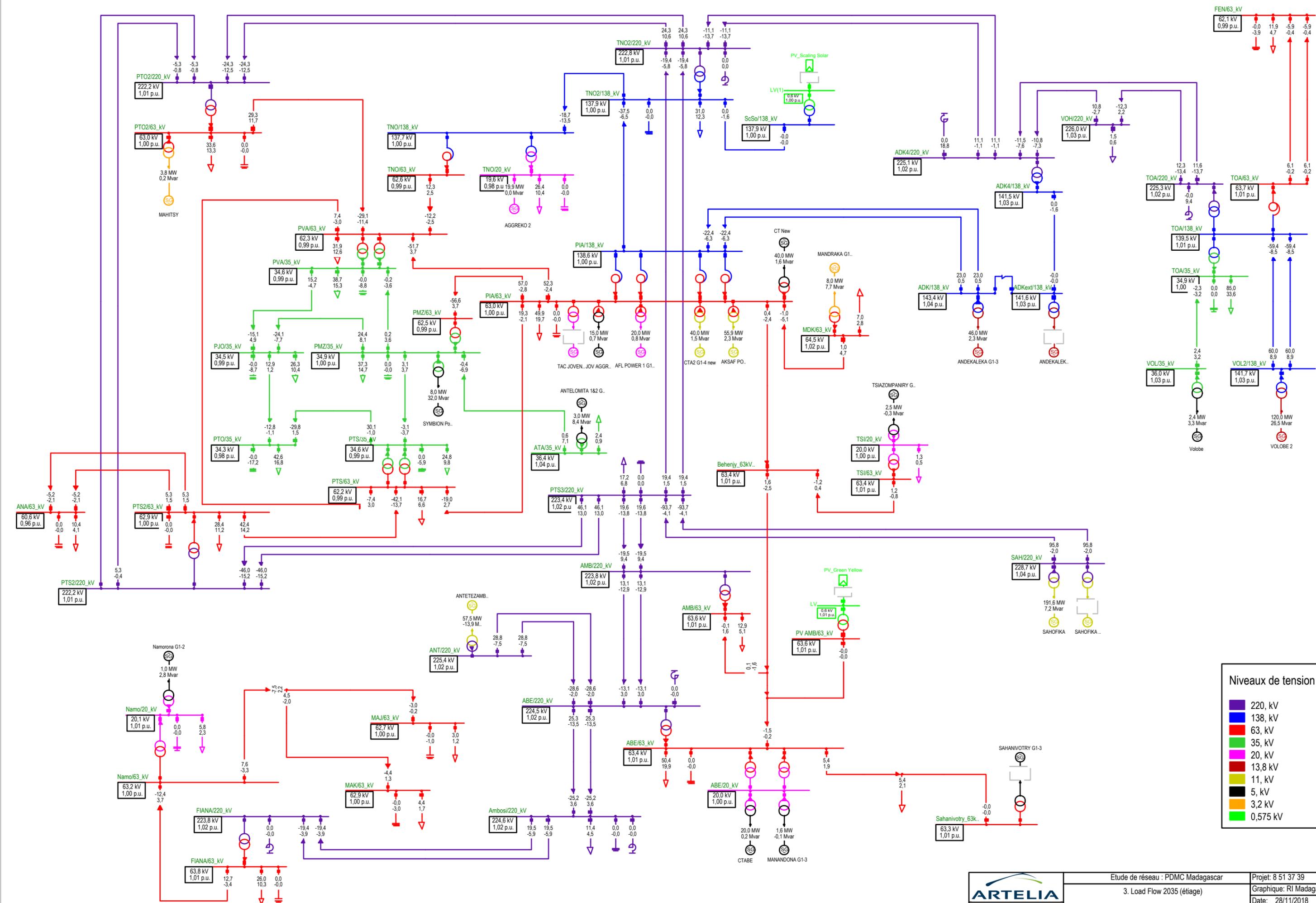
Etude de réseau : PDMC Madagascar
1. Load Flow 2035 (Pointe)

Projet: 8 51 37 39
Graphique: RI Madagascar
Date: 28/11/2018
Annexe:



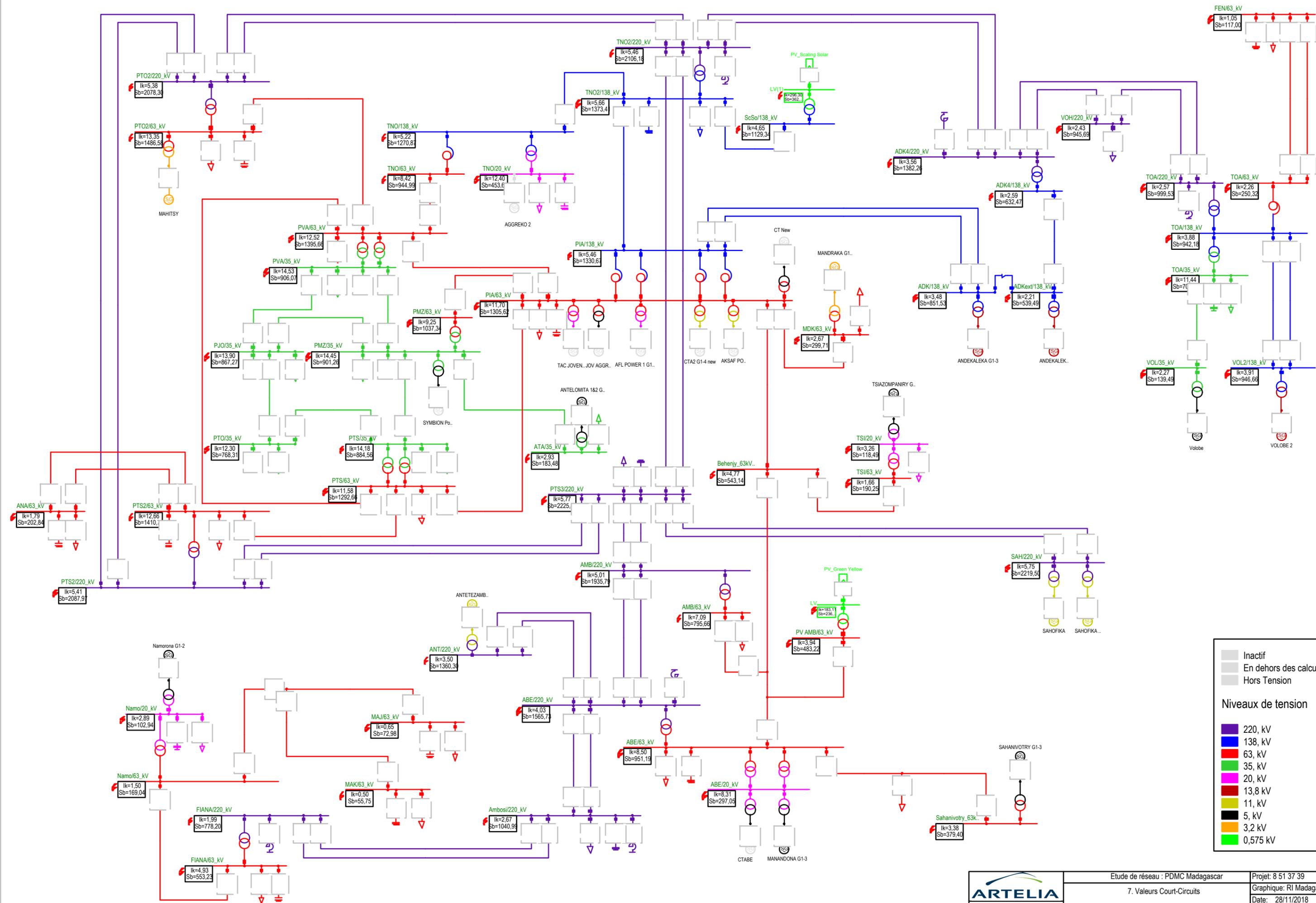
Niveaux de tension

- 220, kV
- 138, kV
- 63, kV
- 35, kV
- 20, kV
- 13,8 kV
- 11, kV
- 5, kV
- 3,2 kV
- 0,575 kV



Niveaux de tension

220, kV
138, kV
63, kV
35, kV
20, kV
13,8 kV
11, kV
5, kV
3,2 kV
0,575 kV



	Inactif
	En dehors des calculs
	Hors Tension
Niveaux de tension	
	220, kV
	138, kV
	63, kV
	35, kV
	20, kV
	13,8 kV
	11, kV
	5, kV
	3,2 kV
	0,575 kV

ANNEXE 9 Comparaisons économiques pour les moyens de production à mettre en œuvre dans les réseaux secondaires

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT D'AMBODIROKA au RI MAHAJANGA

Couts : CAPEX Construction ligne de Raccordement d'Ambodiroka au RI Mahajanga
OPEX Ambodiroka + Ligne

Avantages: Ajouts de nouveaux groupes diesel et solaire pour répondre à l'augmentation de la demande
Projets en IPP, donc pas de CAPEX, et OPEX = Tarif de cession

Raccordement Ambodiroka		Mahajanga	
Longueur de ligne	170.00 km	Puissance 2018	14.1 MW
Tension ligne	138.00 kV	Facteur de charge	0.58
Cout ligne	200 k€/km	Consommation 2018	72 GWh
Cout poste	17 Million d'euros	Cout de l'énergie actuel	0.37 €/kWh (source : JIR)
Cout lignes + postes	50.50 Million d'euros	Tarif de cession thermique en IPP	0.37 €/kWh (source : JIR)
Cout Ambodiroka	207.20 Million d'euros		
Cout de maintenance	1.5 % des investissements	Puissance solaire	11 MW
Date de raccordement	2 023	Production solaire	17.3 GWh
Durée construction	2.00 ans	Tarif de vente IPP solaire	0.1 €/kWh
		Date de mise en service	2020

Unité monétaire (MEur)

Année	Demande (GWh)	COÛTS C				AVANTAGES B				BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	
		1	2	3	4	6	7	8	9	10
2 018	72	0	0.00	26.8	26.8	0.0	0.00	26.8	26.8	0.0
2 019	74	0	0.00	27.6	27.6	0.0	0.00	27.6	27.6	0.0
2 020	76	52	0.00	28.4	80.2	0.0	0.00	23.6	23.6	-56.5
2 021	78	98	0.00	29.2	127.0	0.0	0.00	24.4	24.4	-102.5
2 022	80	87	0.00	30.0	117.4	0.0	0.00	25.3	25.3	-92.2
2 023	97	21	3.87	0.0	24.6	0.0	0.00	31.4	31.4	6.8
2 024	100	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	32.7	32.7	28.8
2 025	104	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	34.1	34.1	30.2
2 026	108	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	35.5	35.5	31.6
2 027	111	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	36.9	36.9	33.1
2 028	116	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	38.6	38.6	34.8
2 029	121	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	40.7	40.7	36.8
2 030	127	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	42.8	42.8	38.9
2 031	133	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	45.0	45.0	41.1
2 032	139	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	47.2	47.2	43.4
2 033	145	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	49.6	49.6	45.8
2 034	152	0	3.87	0.0	3.9	0.0	0.00	52.1	52.1	48.2
2 035	159	-242	3.87	0.0	-238.6	0.0	0.00	54.7	54.7	293.3
		128.06 €	17.05 €	107.03 €	252.13 €	0.00 €	0.00 €	269.97 €	269.97 €	17.84 €

TRI Econ. = 11.22%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	258.491	252.133	243.331
Avantages B	315.420	269.968	233.729
Bénéfice net B-C	56.928	17.835	-9.602
Rapport B/C	1.22	1.07	0.96

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT D'ANDRANOMAMOFONA au RI ANTSIRANANA

Couts : CAPEX Construction ANDRANOMAMOFONA et ligne de Raccordement Ambilobe Antsiranana
OPEX ANDRANOMAMOFONA + Ligne

Avantages : Ajouts de nouveaux groupes diesel et solaire pour répondre à l'augmentation de la demande
Projets en IPP, donc pas de CAPEX, et OPEX = Tarif de cession identique à l'actuel

	Raccordement ANDRANOMAMOFONA		Ambilobe + Antsiranana
Longueur de ligne	170.00 km	Puissance 2018	12.0 MW
Tension ligne	63.00 kV	Facteur de charge	0.58
Cout ligne	138 k€/km	Consommation 2018	61 GWh
Cout poste	5 Million d'euros	Cout de l'énergie CI	0.48 €/kWh
Cout lignes + postes	28.46 Million d'euros		
Cout Andranomamofana	57.00 Million d'euros		
Cout de maintenance	1.5 % des investissements	Cout du diesel (combustible et maintenance)	0.48 €/kWh
Date de raccordement	2 026	Puissance solaire	5 MW
Durée construction	2.00 ans	Production solaire	7.75 GWh
		Tarif de vente IPP solaire	0.1 €/kWh
		Date de mise en service	2020
Unité monétaire	(MEur)		

Année	Demande (GWh)	COÛTS C				AVANTAGES B				BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	
		1	2	3	4	6	7	8	9	10
2 018	61	0	0.00	29.2	29.2	0.0	0.00	29.2	29.2	0.0
2 019	62	0	0.00	29.7	29.7	0.0	0.00	29.7	29.7	0.0
2 020	63	0	0.00	30.2	30.2	0.0	0.00	27.2	27.2	-2.9
2 021	64	0	0.00	30.7	30.7	0.0	0.00	27.8	27.8	-2.9
2 022	65	0	0.00	31.3	31.3	0.0	0.00	28.3	28.3	-2.9
2 023	66	20.0	0.00	31.9	51.8	0.0	0.00	28.9	28.9	-22.9
2 024	68	34.2	0.00	32.5	66.6	0.0	0.00	29.5	29.5	-37.1
2 025	69	31.3	0.00	33.1	64.4	0.0	0.00	30.1	30.1	-34.3
2 026	79	0	1.28	5.3	6.6	0.0	0.00	35.1	35.1	28.5
2 027	81	0	1.28	5.5	6.8	0.0	0.00	36.0	36.0	29.1
2 028	83	0	1.28	5.8	7.1	0.0	0.00	36.9	36.9	29.8
2 029	85	0	1.28	6.0	7.3	0.0	0.00	37.8	37.8	30.5
2 030	87	0	1.28	6.3	7.6	0.0	0.00	38.7	38.7	31.1
2 031	89	0	1.28	6.5	7.8	0.0	0.00	39.6	39.6	31.8
2 032	91	0	1.28	6.8	8.1	0.0	0.00	40.6	40.6	32.5
2 033	93	0	1.28	7.1	8.4	0.0	0.00	41.5	41.5	33.2
2 034	95	0	1.28	7.3	8.6	0.0	0.00	42.5	42.5	34.0
2 035	97	-80	1.28	7.6	-70.9	0.0	0.00	43.6	43.6	114.4
		29.08 €	3.67 €	182.07 €	214.83 €	0.00 €	0.00 €	263.97 €	263.97 €	49.13 €

TRI Econ. = 21.54%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	234.054	214.831	197.577
Avantages B	305.573	263.965	230.554
Bénéfice net B-C	71.519	49.134	32.977
Rapport B/C	1.31	1.23	1.17

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT DE BEVORY au RI Ambanja + NOSY BE

Couts : CAPEX Construction Bevory + ligne de Raccordement d'Ambodiroka au RI AMBANJA + NOSY BE
OPEX Bevory + Ligne

Avantages: Ajouts de nouveaux groupes diesel et solaire pour répondre à l'augmentation de la demande
Projets en IPP, donc pas de CAPEX, et OPEX = Tarif de cession identique à l'actuel

Raccordement Bevory		Ambanja + Nosy Be	
Longueur de ligne	24.00 km	Puissance 2018	9.1 MW
Tension ligne	63.00 kV	Facteur de charge	0.35
Cout ligne sous marine	22 Million d'euros	Consommation 2018	28 GWh
Cout postes	5 Million d'euros	Cout de l'énergie CI	0.37 €/kWh
Cout lignes + postes	26.80 Million d'euros		
Cout de Bevory	75.30 Million d'euros		
Cout de maintenance		Cout du diesel (combustible et maintenance)	0.369 €/kWh
	1.5 % des investissements		
Date de raccordement	2 025	Puissance solaire	3 MWc
Durée construction	2.00 ans	Production solaire	4.65 GWh
		Tarif de vente IPP solaire	0.1 €/kWh
		Date de mise en service	2020

Unité monétaire (MEur)

Année	Demande (GWh)	COÛTS C				AVANTAGES B				BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	
		1	2	3	4	6	7	8	9	10
2 018	28	0	0.00	10.3	10.3	0.0	0.00	10.3	10.3	0.0
2 019	28	0	0.00	10.5	10.5	0.0	0.00	10.5	10.5	0.0
2 020	29	0	0.00	9.4	9.4	0.0	0.00	9.4	9.4	0.0
2 021	30	0	0.00	9.7	9.7	0.0	0.00	9.7	9.7	0.0
2 022	30	19	0.00	9.9	28.7	0.0	0.00	9.9	9.9	-18.8
2 023	31	40	0.00	10.1	49.9	0.0	0.00	10.1	10.1	-39.8
2 024	31	36	0.00	10.3	46.3	0.0	0.00	10.3	10.3	-36.0
2 025	45	8	1.53	1.0	10.0	0.0	0.00	15.3	15.3	5.2
2 026	46	0	1.53	1.0	2.5	0.0	0.00	15.7	15.7	13.2
2 027	47	0	1.53	1.1	2.6	0.0	0.00	16.2	16.2	13.6
2 028	49	0	1.53	1.1	2.7	0.0	0.00	16.7	16.7	14.0
2 029	50	0	1.53	1.2	2.7	0.0	0.00	17.1	17.1	14.4
2 030	51	0	1.53	1.2	2.7	0.0	0.00	17.5	17.5	14.7
2 031	52	0	1.53	1.3	2.8	0.0	0.00	17.9	17.9	15.1
2 032	53	0	1.53	1.3	2.8	0.0	0.00	18.3	18.3	15.5
2 033	54	0	1.53	1.4	2.9	0.0	0.00	18.7	18.7	15.9
2 034	55	0	1.53	1.4	2.9	0.0	0.00	19.2	19.2	16.2
2 035	57	-96	1.53	1.5	-92.6	0.0	0.00	19.8	19.8	112.4
		38.92 €	5.10 €	52.75 €	96.77 €	0.00 €	0.00 €	105.79 €	105.79 €	9.02 €

TRI Econ. = 12.22%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	102.524	96.766	90.745
Avantages B	123.708	105.785	91.485
Bénéfice net B-C	21.184	9.019	0.740
Rapport B/C	1.21	1.09	1.01

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT Lokoho au RI Sambava

Couts : CAPEX Construction Lokoho et ligne de Raccordement Andapa - Sambava
Pointe partiellement fournie par du thermique
OPEX Lokoho +Ligne

Avantages : Ajouts de nouveaux groupes diesel et solaire pour répondre à l'augmentation de la demande
Projets en IPP, donc pas de CAPEX, et OPEX = Tarif de cession identique à l'actuel

	Raccordement Lokoho		Andapa et Sambava
Longueur de ligne	105.00 km	Puissance 2018	2.0 MW
Tension ligne	63.00 kV	Facteur de charge	0.52
Cout ligne	138 k€/km	Consommation 2018	9 GWh
Cout poste	5 Million d'euros	Cout de l'énergie CI	0.43 €/kWh
Cout lignes + postes	19.49 Million d'euros		
Cout Lokoho	26.00 Million d'euros		
Cout de maintenance	1.5 % des investissements	Cout du diesel (combustible et maintenance)	0.43 €/kWh
Date de raccordement	2 026	Puissance solaire	1 MWc
Durée construction	2.00 ans	Production solaire	1.1 GWh
		Tarif de vente IPP solaire	0.1 €/kWh
		Date de mise en service	2020
Unité monétaire	(MEur)		

Année	Demande (GWh)	COUTS C				AVANTAGES B				BENEFICE NET (MEur)
		Investiss. (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	Investissement (MEur)	Expl. + Entr. (MEur)	Cout Energie (MEur)	TOTAL (MEur)	
		1	2	3	4	6	7	8	9	10
2 018	9	0	0.00	3.9	3.9	0.0	0.00	3.9	3.9	0.0
2 019	9	0	0.00	4.0	4.0	0.0	0.00	4.0	4.0	0.0
2 020	10	0	0.00	4.1	4.1	0.0	0.00	3.8	3.8	-0.4
2 021	10	0	0.00	4.2	4.2	0.0	0.00	3.9	3.9	-0.4
2 022	10	0	0.00	4.4	4.4	0.0	0.00	4.0	4.0	-0.4
2 023	11	9	0.00	4.5	13.6	0.0	0.00	4.1	4.1	-9.5
2 024	11	19	0.00	4.6	23.5	0.0	0.00	4.3	4.3	-19.2
2 025	11	18	0.00	4.7	22.3	0.0	0.00	4.4	4.4	-17.9
2 026	19	0	0.68	1.0	1.7	0.0	0.00	7.6	7.6	5.9
2 027	20	0	0.68	1.1	1.8	0.0	0.00	8.0	8.0	6.2
2 028	20	0	0.68	1.2	1.9	0.0	0.00	8.3	8.3	6.5
2 029	21	0	0.68	1.3	1.9	0.0	0.00	8.7	8.7	6.8
2 030	22	0	0.68	1.3	2.0	0.0	0.00	9.1	9.1	7.1
2 031	23	0	0.68	1.4	2.1	0.0	0.00	9.5	9.5	7.4
2 032	24	0	0.68	1.5	2.2	0.0	0.00	9.9	9.9	7.7
2 033	25	0	0.68	1.5	2.2	0.0	0.00	10.2	10.2	8.0
2 034	26	0	0.68	1.6	2.3	0.0	0.00	10.6	10.6	8.3
2 035	26	-42	0.68	1.7	-39.5	0.0	0.00	10.9	10.9	50.4
		15.47 €	1.96 €	26.47 €	43.89 €	0.00 €	0.00 €	47.18 €	47.18 €	3.29 €

TRI Econ. = 11.93%

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Coûts	47.530	43.890	40.397
Avantages B	55.877	47.176	40.302
Bénéfice net B-C	8.347	3.286	-0.095
Rapport B/C	1.18	1.07	1.00