

Mise à jour du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC)

LIVRABLE L2– RAPPORT FINAL DU PDMC VERSION FINALE

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

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUCTION | 10 |
| Section 1 résumé executif | 12 |
| 2. SYNTHÈSE DES RESULTATS | 13 |
| 2.1. PREPARATION DES DONNEES D'ENTREE DU PLAN DE DEVELOPPEMENT (SECTION 2) | 13 |
| 2.1.1. Mise à jour de l'étude de la demande | 13 |
| 2.1.2. Mise à jour de l'étude de la banque de projets à développer | 14 |
| 2.1.2.1. CENTRALES EXISTANTES | 14 |
| 2.1.2.2. CENTRALES HYDROELECTRIQUES ENGAGEES ET CANDIDATES | 14 |
| 2.1.2.3. CENTRALES SOLAIRES ENGAGEES ET CANDIDATES | 15 |
| 2.1.2.4. CENTRALES THERMIQUES ENGAGEES ET CANDIDATES | 15 |
| 2.2. PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT DES MOYENS DE PRODUCTION DU RI (SECTION 3) | 16 |
| 2.3. ETUDE DU RENFORCEMENT ET DE L'EXPANSION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DU RI (SECTION 4) | 19 |
| 2.4. PLAN D'INVESTISSEMENT DES AUTRES RESEAUX SECONDAIRES DE TRANSPORT (HORS RI) DE LA JIRAMA (SECTION 5) | 22 |
| 2.5. RESULTATS CONSOLIDES PRODUCTION – TRANSPORT POUR LE RI | 23 |
| 2.6. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION DES CENTRES ISOLES DE LA JIRAMA (SECTION 6) | 24 |
| 2.7. ELABORATION DE LA STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE DU PDMC. | 24 |
| 3. CONCLUSIONS GENERALES ET RECOMMANDATIONS | 25 |
| Section 2 préparation des donnees d'entree du plan de developpement | 26 |
| 4. MISE A JOUR DE L'ETUDE DE LA DEMANDE | 27 |
| 4.1. APPROCHE GENERALE ET PERIMETRE DE L'ETUDE | 27 |
| 4.2. METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL | 30 |
| 4.2.1. Taux de couverture géographique | 30 |
| 4.2.2. Taux de desserte | 32 |
| 4.2.3. Consommation unitaire résidentielle | 34 |
| 4.2.4. Consommation industrielle courante et services | 36 |
| 4.2.5. Energie à produire et puissance de pointe pour la consommation résidentielle, l'industrie courante et les services | 36 |
| 4.2.6. Consommation Haute Tension (gros industriels) et projets industriels spécifiques | 37 |
| 4.2.7. Monotone de charge | 40 |
| 4.2.8. Raccordement des réseaux secondaires | 41 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3. PREVISION DE LA DEMANDE | 43 |
| 4.3.1. Taux d'électrification | 43 |
| 4.3.2. Demande résidentielle, industrie courante et services | 45 |
| 4.3.3. Projets industriels HT | 48 |
| 4.3.4. Demande totale | 48 |
| 4.3.5. Monotone de charge | 49 |
| 5. MISE A JOUR DE L'ETUDE DE LA BANQUE DE PROJETS A DEVELOPPER | 52 |
| 5.1. METHODOLOGIE | 52 |
| 5.2. LE PARC DE PRODUCTION EXISTANT | 52 |
| 5.2.1. Centrales existantes hydroélectriques | 53 |
| 5.2.1.1. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDEKALEKA | 53 |
| 5.2.1.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANDRAKA | 54 |
| 5.2.1.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANANDONA | 55 |
| 5.2.1.4. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTELOMITA | 56 |
| 5.2.1.5. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TSIAZOMPANIRY | 57 |
| 5.2.1.6. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHANIVOTRY | 58 |
| 5.2.1.7. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE VOLOBE | 59 |
| 5.2.1.8. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NAMORONA | 60 |
| 5.2.1.9. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAROANTSETRA | 61 |
| 5.2.1.10. CENTRALES HYDROELECTRIQUES D'ANKAZOBE ET IHOSY | 62 |
| 5.2.2. Centrales existantes thermiques | 62 |
| 5.2.2.1. CONTRATS D'ACHAT | 62 |
| 5.2.2.2. RI TANA | 62 |
| 5.2.2.3. RI TOAMASINA | 63 |
| 5.2.2.4. RI FIANARANTSOA | 63 |
| 5.2.3. Autres énergies renouvelables | 64 |
| 5.3. LES PROJETS DE CENTRALES | 65 |
| 5.3.1. General | 65 |
| 5.3.2. Centrales engagées | 65 |
| 5.3.2.1. EXTENSION DE LA CENTALE SOLAIRE DE GREEN YELLOW | 66 |
| 5.3.2.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHITSY | 67 |
| 5.3.2.3. AJOUT D'UN QUATRIEME GROUPE A LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANDEKALEKA | 68 |
| 5.3.2.4. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHOFIKA (PHASE 1) | 69 |
| 5.3.2.5. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE VOLOBE AMONT | 72 |
| 5.3.2.6. MANDRAKA 3 | 75 |
| 5.3.3. Centrales candidates hydroélectriques | 77 |
| 5.3.3.1. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTETEZAMBATO | 77 |
| 5.3.3.2. EXTENSION DE LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHOFIKA (PHASE 2) | 80 |
| 5.3.3.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE RANOMAFANA | 81 |
| 5.3.3.4. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTAFOFO | 83 |
| 5.3.3.5. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE LOHAVANANA | 84 |
| 5.3.3.6. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHAVOLA | 86 |
| 5.3.3.7. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TALAVIANA | 88 |
| 5.3.3.8. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TSINJOARIVO | 89 |
| 5.3.3.9. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE NAMORONA 2 | 90 |
| 5.3.3.10. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE FANOVANA | 91 |
| 5.3.3.11. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANKELIMAHERY – MAHITSY 2 | 92 |
| 5.3.3.12. PROJETS HYDROELECTRIQUES POUR L'ALIMENTATION DES CI | 94 |
| 5.3.4. Synthèse des projets hydroélectriques | 98 |
| 5.3.5. Synthèse candidates thermiques | 98 |
| 5.3.5.1. METHODOLOGIE | 98 |
| 5.3.5.2. PROJETS TYPES | 99 |
| 5.3.6. Les autres énergies renouvelables | 100 |
| 5.3.6.1. PHOTOVOLTAÏQUE | 100 |
| 5.3.6.2. EOLIEN | 102 |
| 5.3.6.3. BIOMASSE | 103 |
| 5.3.7. Batterie de stockage | 104 |

Section 3 Plan de développement au moindre coût des moyens de production du RI 105

| | | |
|-----------|---|------------|
| 6. | DONNEES D'ENTREE | 106 |
| 6.1. | METHODOLOGIE GENERALE | 106 |
| 6.2. | LA DEMANDE | 109 |
| 6.2.1. | Rappel des résultats de l'étude de la demande | 109 |
| 6.2.2. | Prise en compte des projets photovoltaïques | 109 |
| 6.2.2.1. | PROJETS SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES | 109 |
| 6.2.2.2. | BATTERIE DE STOCKAGE | 110 |
| 6.3. | LA BANQUE DE PROJETS DES MOYENS DE PRODUCTION | 110 |
| 6.4. | DONNEES GENERALES DE CALCULS | 112 |
| 6.4.1. | Coût de défaillance | 113 |
| 6.4.2. | Prix du carburant diesel et HFO | 113 |
| 6.4.3. | Coût d'exploitation et maintenance, taux de disponibilité et durée de vie des installations | 113 |
| 6.4.4. | Coût d'exploitation et maintenance, taux de disponibilité et durée de vie des installations | 114 |
| 6.4.5. | Centrales hydroélectriques développées en IPP | 114 |
| 7. | CALCUL D'OPTIMISATION DU PLAN DE PRODUCTION DU RI | 115 |
| 7.1. | CAS DE BASE ET CRITERES DE SENSIBILITE | 115 |
| 7.2. | CAS DE BASE ET CRITERES DE SENSIBILITE | 116 |
| 7.2.1. | Stratégie du PDMC (placement des ouvrages) | 116 |
| 7.2.2. | Détails et Analyse du PDMC | 117 |
| 7.2.2.1. | REPARTITION DES SOURCES D'ALIMENTATION | 117 |
| 7.2.2.2. | PREVISIONS DES PUISSANCES ET DE L'ENERGIE | 118 |
| 7.2.3. | Investissements et coûts moyens de production | 122 |
| 7.2.4. | Coûts marginaux | 123 |
| 7.3. | ANALYSE DE SENSIBILITE | 125 |
| 7.3.1. | Influence des projets solaires et des batteries de stockage | 125 |
| 7.3.1.1. | SCENARIO DE BASE | 125 |
| 7.3.1.2. | AUGMENTATION DE LA PENETRATION SOLAIRE | 127 |
| 7.3.2. | Simulation sur le mode d'exploitation | 128 |
| 7.3.2.1. | VOLOBE | 128 |
| 7.3.2.2. | SAHOFIKA | 129 |
| 7.3.3. | Retard sur la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux | 129 |
| 7.3.4. | Simulation en décalant la mise en service de Sahofika à 2028 | 131 |
| 7.3.5. | Sensibilité avec le scénario bas de la demande | 132 |
| 7.3.6. | Sensibilité avec le scénario haut de la demande | 132 |
| 7.3.7. | Sensibilité sur les coûts des combustibles | 133 |
| 7.4. | SYNTHESE | 134 |
| 8. | CONCLUSION SUR LE PLAN DE PRODUCTION | 136 |

Section 4 Etude du renforcement et de l'expansion des réseaux de transport et distribution du ri 138

| | | |
|-----------|---|------------|
| 9. | METHODOLOGIE DES SIMULATIONS DE RESEAUX | 138 |
| 9.1. | OBJECTIFS DES SIMULATIONS DU RESEAU DE TRANSPORT ET METHODOLOGIE GENERALE | 138 |
| 9.1.1. | Etudes statiques | 138 |
| 9.1.2. | Etudes dynamiques | 139 |
| 9.2. | PLAGE DE FREQUENCE ET TENSION | 140 |
| 9.2.1. | Plages de fréquence | 140 |
| 9.2.2. | Plages de tension | 140 |
| 9.3. | SCENARIOS ET RESULTATS | 140 |

| | |
|--|------------|
| 9.4. MODELISATION DU RESEAU ET HYPOTHESES DE CALCUL | 141 |
| 9.4.1. Documents de référence | 141 |
| 9.4.2. Architecture du réseau existant | 141 |
| 9.4.3. Modélisation du réseau interconnecté actuel et futur | 142 |
| 9.4.4. Hypothèses de répartition de la demande | 143 |
| 9.4.5. Optimisation du plan de tension | 143 |
| 9.4.6. Modélisation des centrales pour les simulations dynamiques | 143 |
| 9.4.6.1. EXCITATION ET REGULATEUR DE TENSION | 144 |
| 9.4.6.2. TURBINE HYDRAULIQUE ET REGULATION DE VITESSE | 144 |
| 9.4.6.3. TURBINE THERMIQUE ET REGULATION DE VITESSE | 145 |
| 9.4.6.4. SYSTEMES DE STABILISATION D'OSCILLATION DE PUISSANCE ACTIVES ET REACTIVES (PSS) | 146 |
| 9.4.7. Affichage et conventions sous PowerFactory | 146 |
| 10. ETUDE DU RESEAU ELECTRIQUE | 148 |
| 10.1. ETUDE DE L'ANNEE 2021 (RESEAU ACTUEL) | 148 |
| 10.1.1. Etat du réseau actuel | 148 |
| 10.1.2. Etude statique | 148 |
| 10.2. ETUDE DE L'ANNEE 2024 | 149 |
| 10.2.1. Etat du réseau cible | 149 |
| 10.2.1.1. PRODUCTION | 149 |
| 10.2.1.2. TRANSPORT | 150 |
| 10.2.2. Etude statique | 150 |
| 10.2.2.1. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION | 150 |
| 10.2.2.2. REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION | 151 |
| 10.2.2.3. REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE | 151 |
| 10.2.2.4. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE SOLAIRE | 152 |
| 10.2.3. Etude dynamique | 152 |
| 10.2.3.1. SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION | 152 |
| 10.2.3.2. SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE | 155 |
| 10.2.3.3. SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE | 157 |
| 10.3. ETUDE DE L'ANNEE 2028 | 159 |
| 10.3.1. Etat du réseau cible | 159 |
| 10.3.1.1. PRODUCTION | 159 |
| 10.3.1.2. TRANSPORT | 159 |
| 10.3.2. Etude statique | 159 |
| 10.3.2.1. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION | 160 |
| 10.3.2.2. REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION | 160 |
| 10.3.2.3. REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE | 161 |
| 10.3.2.4. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE SOLAIRE | 161 |
| 10.3.2.5. PROPOSITION D'UN PROJET ALTERNATIF A LA LIGNE 90 KV TANA – MANAKARA | 162 |
| 10.3.2.6. SCENARIO SAHOFIKA EN 2028 | 162 |
| 10.3.3. Etude dynamique | 162 |
| 10.3.3.1. SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION | 162 |
| 10.3.3.2. SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE | 164 |
| 10.3.3.3. SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE | 166 |
| 10.4. ETUDE DE L'ANNEE 2035 | 168 |
| 10.4.1. Etat du réseau cible | 168 |
| 10.4.1.1. PRODUCTION | 168 |
| 10.4.1.2. TRANSPORT | 168 |
| 10.4.2. Etude statique | 168 |
| 10.4.2.1. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE DE CONSOMMATION | 169 |
| 10.4.2.2. REPARTITION DE PUISSANCE AU CREUX DE CONSOMMATION | 169 |
| 10.4.2.3. REPARTITION DE PUISSANCE A L'ETIAGE | 169 |
| 10.4.2.4. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE SOLAIRE | 170 |
| 10.4.2.5. CALCUL DE COURT-CIRCUIT | 170 |
| 10.4.3. Etude dynamique | 171 |
| 10.4.3.1. SIMULATION DE LA PERTE DU PLUS GROS GROUPE DE PRODUCTION | 171 |
| 10.4.3.2. SIMULATION D'UN COURT-CIRCUIT TRIPHASE SUR UNE LIGNE CRITIQUE | 173 |
| 10.4.3.3. SIMULATION DE LA PERTE D'UNE LIGNE CRITIQUE | 175 |
| 10.5. CONCLUSIONS DE L'ETUDE DE RESEAU | 177 |
| 11. DETAIL DES PROJETS DU RESEAU DE TRANSPORT HTB | 179 |

| | |
|--|------------|
| 11.1. LIGNE 63 KV MAHITSY – TANA OUEST 2 – AMBODIVONA | 179 |
| 11.2. BOUCLAGE 63 KV & RENFORCEMENTS DE TANA | 180 |
| 11.3. INTERCONNEXION 220 KV TANA NORD 2 - TOAMASINA | 181 |
| 11.4. INTERCONNEXION 220 KV TANA NORD 2 – TANA SUD 3 – AMBATOLAMPY - ANTSIRABE | 183 |
| 11.5. INTERCONNEXION 220 KV ANTSIRABE – AMBOSITRA – FIANARANTSOA | 184 |
| 11.6. BOUCLE 220 KV & RENFORCEMENTS 63 KV DE TANA | 185 |
| 11.7. LIGNE 63 KV TOAMASINA – FENOARIVO EST | 186 |
| 11.8. LIGNE 90 KV TANA SUD 3 – BEHENJY – ANTANIFOTSY – ANTSIRABE – AMBOSITRA – IFANADIANA – MANAKARA / MANANJARY | 187 |
| 11.9. LIGNE 220 KV TANA NORD 2 – ANKAZOBE | 189 |
| 12. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT | 190 |
| 12.1. PLAN D'INVESTISSEMENT DES PROJETS DE TRANSPORT CORRESPONDANT AU PDMC DES MOYENS DE PRODUCTION | 190 |
| 13. ESTIMATION DES INVESTISSEMENTS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DU RI | 194 |
| 13.1. METHODOLOGIE | 194 |
| 13.2. CHIFFRES CLEFS POUR LE CALCUL DES INVESTISSEMENTS | 194 |
| 13.3. BESOINS EN INVESTISSEMENT | 195 |
| Section 5 plan d'investissement des autres reseaux de transport (hors ri) de la jirama | 197 |
| 14. PLAN D'INVESTISSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION | 198 |
| 14.1. INTRODUCTION | 198 |
| 14.2. MAHAJANGA | 198 |
| 14.3. AMBANJA – NOSY BE | 200 |
| 14.4. ANDAPA – SAMBAVA | 202 |
| 14.5. AMBILOBE – ANTSIRANANA | 204 |
| 14.6. TOLIARY | 208 |
| 15. ESTIMATION DES INVESTISSEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION | 210 |
| 15.1. RESEAUX DE TRANSPORT | 210 |
| 15.1.1. Ligne Ambodiroka – Anjiajia – Ankazomborona – Mahajanga | 211 |
| 15.1.2. Ligne Bevory – Ambanja – Nosy Be | 212 |
| 15.1.3. Ligne Lokoho – Andapa – Sambava | 213 |
| 15.1.4. Ligne Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana | 213 |
| 15.2. PLAN D'INVESTISSEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT (HORS RI) | 215 |

| | |
|--|------------|
| 15.3. RESEAUX DE DISTRIBUTION | 216 |
| 15.3.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements | 216 |
| 15.3.2. Coût moyen actualisé Transport et distribution | 217 |
| Section 6 plan d'investissement production et distribution des ci de la jirama | 219 |
| 16. ETUDE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE POUR LES CI DE LA JIRAMA | 220 |
| 16.1. APPROCHE GENERALE ET PERIMETRE DE L'ETUDE | 220 |
| 16.2. METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL | 222 |
| 16.2.1. Taux de couverture géographique | 222 |
| 16.2.2. Taux de desserte | 223 |
| 16.2.3. Consommation unitaire | 223 |
| 16.2.4. Consommation industrielle et des services | 224 |
| 16.2.5. Energie à produire et puissance de pointe | 224 |
| 17. ANALYSE DES MOYENS DE PRODUCTION ET COMPARAISONS ECONOMIQUES | 225 |
| 18. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION POUR LES CI DE LA JIRAMA | 226 |
| 18.1. PRODUCTION | 226 |
| 18.1.1. Méthodologie | 226 |
| 18.1.2. Plan de développement des CI | 227 |
| 18.2. RESEAUX DE DISTRIBUTION | 228 |
| 18.2.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements | 229 |
| 18.2.2. Cout moyen actualisé Transport et distribution | 230 |
| Section 7 Elaboration de la Stratégie de mise en œuvre opérationnelle | 231 |
| 19. ELABORATION DE LA STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE | 232 |
| 19.1. INTRODUCTION | 232 |
| 19.2. CALENDRIER PREVISIONNEL DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE DU PDMC | 232 |
| 19.3. RECOMMANDATIONS SUR LES RESSOURCES, LES MOYENS ET LES OUTILS A PREVOIR POUR LA MISE EN OEUVRE OPERATIONNELLE DU PDMC | 234 |
| 19.3.1. Suivi de la mise en œuvre du PDMC | 234 |
| 19.3.2. Mise à jour régulière du PDMC | 234 |
| 19.3.3. Assurer la coordination entre les différentes structures | 235 |
| Section 8 Annexes | 236 |
| 20. ANNEXE 1 : SYNTHESE DES RESULTATS DE L'ETUDE DE LA DEMANDE | 237 |
| 21. ANNEXE 2 : DETAIL DES CHIFFRES DE L'ETUDE DE LA DEMANDE POUR LE RESEAU INTERCONNECTE | 239 |

| | |
|---|------------|
| 22. ANNEXE 3 : COMPARAISON ECONOMIQUES RELATIVES AU RACCORDEMENT DES RESEAUX SECONDAIRES DE TOAMASINA, FIANARANTSOA ET TOLIARA | 240 |
| 23. ANNEXE 4 : 2021 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE | 241 |
| 24. ANNEXE 5 : 2024 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE | 242 |
| 25. ANNEXE 6 : 2028 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE | 243 |
| 26. ANNEXE 7 : 2035 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE | 244 |
| 27. ANNEXE 8 : COMPARAISONS ECONOMIQUES POUR LES MOYENS DE PRODUCTION A METTRE EN ŒUVRE DANS LES RESEAUX SECONDAIRES | 245 |
| 28. ANNEXE 9 : DETAIL DU PLAN DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DANS LES RIS ET CI | 246 |

Tabl. 1 - Lexique des Abréviations

| Abréviation | Désignation / Définition |
|-------------------------|---|
| BT | Basse Tension |
| CI | Centres Isolés |
| EPC | Engineering, Procurement and Construction |
| CMCT | Coût Marginal Court Terme |
| CMLT | Coût Marginal Long Terme |
| HFO | Heavy Fioul Oil : Fioul Lourd |
| HT | Haute Tension |
| HTA | Haute Tension entre 1 et 50 kV (parfois appelée aussi Moyenne Tension MT) |
| HTB | Haute Tension supérieure à 50 kV |
| IPP | Independent Power Producer |
| MOU | Mémorandum of Understanding |
| MT | Moyenne tension |
| PDMC | Plan de Développement au Moindre Coût |
| PPA | Power Purchase Agreement |
| RI | Réseau Interconnecté (extension du RIA) |
| RIA (RIF ou RIT) | Réseau Interconnecté de Antananarivo (Fianorantsoa ou Toamasina) |
| RIS | Réseau Interconnecté Secondaire |
| TOP | Take Or Pay |

1. INTRODUCTION

L'étude consiste à mettre à jour le « Plan de Développement au Moindre Coût – PDMC » du Secteur Electricité de Madagascar, réalisé par ARTELIA en 2018 et à assurer la reproductibilité future de cet exercice par le gouvernement de Madagascar.

Cette mise à jour vise à prendre en compte les nouvelles demandes d'électricité et la situation actuelle des grands projets structurants (notamment les centrales de productions déjà engagées), pour développer un réseau adapté aux nouveaux enjeux d'intégration des énergies renouvelables.

La période d'étude retenue dans le cadre de cette mise à jour du PDMC est 2021 à 2035. Néanmoins, pour les besoins du dimensionnement des lignes de transport, une extrapolation tendancielle des projections de la demande a été appliquée entre 2036 et 2050. 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 ».

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. 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
- Réseau de Toliary

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.

SECTION 1

RESUME EXECUTIF

2. SYNTHÈSE DES RESULTATS

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

2.1.1. Mise à jour de l'étude 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 583 MW sur le RI à l'horizon du plan, soit plus de 2 fois plus importante qu'en 2020.

Tabl. 2 - Evolution de la production et de la puissance de pointe, des consommations résidentielles, industrie courante et services entre 2020 et 2035

| Critères | Désignation | Unité | REF | BAS | REF | HAUT |
|-------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2020 | 2035 | | |
| EMT-BT = E1+E2 | Total Production MT-BT | GWh | 1 874 | 3 606 | 4 440 | 6 806 |
| E1 | Sous-Total Production MT-BT du RI principal | GWh | 1 310 | 2 757 | 3 397 | 5 670 |
| E2 | Sous-Total Production MT-BT RI secondaires et CI | GWh | 564 | 849 | 1 043 | 1 136 |
| PMT-BT = P1+P2 | Total Puissance de pointe MT-BT | MW | 378 | 658 | 824 | 1 358 |
| P1 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT du RI principal | MW | 250 | 466 | 583 | 1 087 |
| P2 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT RI secondaires et CI | MW | 127 | 193 | 241 | 270 |

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.

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

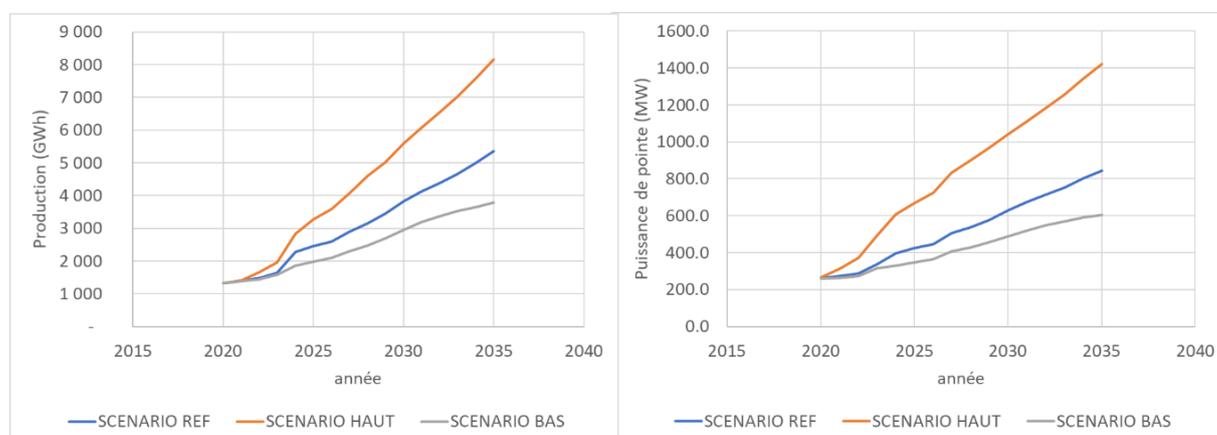


Fig. 1. Evolution de la production totale (incluant pertes réseaux) et de la puissance de pointe totale sur le RI à l'horizon 2035

En 2035, la puissance de pointe appelée dans le scénario de référence est de 870 MW.

2.1.2. Mise à jour de l'étude de la banque de projets à développer

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.

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 disponible est de 191,5 MW. Parmi ce parc thermique, presque exclusivement alimenté au HFO, la quasi-totalité des centrales est en contrat d'achat. En hydroélectricité, la puissance installée est d'environ 168 MW, répartie entre 3 aménagements principaux (Andekalaka – 95 MW, Mandraka – 24 MW et Sahanivotry – 18 MW). Une centrale solaire de 20 MWc a été mise en service en Juillet 2018.

Sur le réseau secondaire de Toamasina, le parc de production est composé de la centrale hydroélectrique de Volobe (6,76 MW équipé) et de 64,5 MW installés en thermique (pour seulement 31,7 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 21,9 MW installés en thermique (pour 8 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. 3 - 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 | 28 | 85,5 | 70 | 2021 | RI Tana |
| | Andekaleka 4 | 33,2 | 102 | 24.9 | 2022 | RI Tana |
| | Sahofika | 192 | 1685 | 588 | 2026 | RI Tana |
| | Volobe | 121 | 769 | 268,6 | 2025 | RI Tana |
| | Mandraka 3 | 5.2 | 33.96 | 39,94 | 2023 | RI Tana |
| Candidats | Antetezambato | 142 | 908 | 339 | 2026 | RI Tana |
| | Antetezambato extension | 60 | 376 | 110 | 2028 | RI Tana |
| | Sahofika extension | 108 | 635 | 50 | 2028 | RI Tana |
| | Ranomafana | 64 | 311 | 210 | 2026 | RI Tana |
| | Antafofo | 160 | 1220 | 490 | 2030 | RI Tana |
| | Lohavanana | 120 | 915 | 460 | 2030 | RI Tana |
| | Mahavola | 300 | 1870 | 480 pour la phase 1 130 pour la phase 2 | 2032 | RI Tana |
| | Talaviana | 21 | 143 | 52 | 2027 | RI Tana |
| | Tsinjoarivo | 21 | 135 | 93,1 | 2028 | RI Tana |
| | Namorona 2 | 12 | 70 | 37 | 2026 | RI Fianorantsoa |
| | Fanovana | 9,2 | 62 | 22,1 | 2027 | RI Tana |
| | Ankelimahery – Mahitsy 2 | 15.1 | 70 | 20 | 2025 | RI Tana |

2.1.2.3. CENTRALES SOLAIRES ENGAGEES ET CANDIDATES

L'extension du projet solaire de GreenYellow, avec une puissance de 20 MWc est engagé et sa mise en service est prévue en 2022.

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. Cette pénétration a été associée à la possibilité de recourir à des batteries de stockage.

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.

Tabl. 4 - Coût de production des centrales thermiques.

| Taux d'actualisation | 5.0% | | | |
|-----------------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Paramètres | Unit | Peak | Mix | Peak |
| Combustible | | Diesel | HFO | Diesel |
| Puissance installée | MW | 20 | 40 | 20 |
| Facteur de charge | % | 20% | 80% | 5% |
| Maintenance (% de temps) | % | 9.0% | 9.0% | 9.0% |
| Indisponibilité (% de temps) | % | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| Consommation des auxiliaires | % | 4.0% | 5.0% | 4.0% |
| Production nette d'énergie | GWh | 29 | 230 | 7 |
| Discount Rate | % | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| Durée de construction | Years | 1 | 2 | 1 |
| Durée de vie économique | Years | 15 | 20 | 15 |
| Taux financier | %/Year | 6% | 6% | 6% |
| Year -4 | % | 0% | 0% | 0% |
| Year -3 | % | 0% | 0% | 0% |
| Année -2 | % | 0% | 40% | 0% |
| Année -1 | % | 100% | 60% | 100% |
| Cout d'investissement | EUR/kW | 1000 | 1200 | 1000 |
| Cout total équivalent | M EUR | 20.6 | 50.6 | 20.6 |
| Intérêts pendant la construction | % | 3% | 5% | 3% |
| Annuités | M EUR | 2.0 | 4.1 | 2.0 |
| Couts d'O&M fixes | EUR/kW.y | 20.0 | 40.0 | 20.0 |
| Couts d'O&M variables | EUR/MWh | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| Densité | kg/l | 0.84 | 0.93 | 0.84 |
| Consommation spécifique | g/kWh | 240 | 200 | 240 |
| Coût du combustible | EUR/kWh | 0.21 | 0.143 | 0.21 |
| Coût de l'énergie | EUR/kWh | 0.214 | 0.150 | 0.214 |
| Coût variable | EUR/kWh | 0.220 | 0.157 | 0.220 |
| Coût fixe | EUR/kWh | 0.082 | 0.025 | 0.328 |
| Coût total | EUR/kWh | 0.302 | 0.181 | 0.548 |

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. Dans ce tableau ont été différenciés le cas où les centrales de Volobe et Sahofika sont considérés avec leurs investissements et coûts d'exploitation (cas d'un contrat EPC), et le cas où ils sont considérés avec leur coût fixe égal au tarif de cession appliqué au productible (cas d'un contrat Take or Pay). La différence est notable dans les cas où seule une partie de l'énergie produite de ces ouvrages n'est pas placée. Les centrales solaires sont considérées en TOP.

Tabl. 5 - Synthèse des tests de sensibilité effectués

| | Scénario | Somme des coûts actualisés | CMLT en EPC | Somme des coûts actualisés avec TOP | Ecart / PDMC avec TOP | Ecart / PDMC avec TOP | CMLT avec TOP | Commentaires |
|-----------------------|---|----------------------------|-------------|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|---|
| | | M€ | c€/kWh | M€ | M€ | % | c€/kWh | |
| | Scénario de base | 2 089 | 6.7 | 3 149 | - | - | 10.1 | Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Antetезambato (2030) + Extension (2031) - Mahavola (2032/2034) 40 MW HFO en 2024 |
| Solaire - Batterie | Avec ajout de solaire (40 MWc) | 2 079 | 6.7 | 3 133 | -16 | -0.5% | 10.0 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Volobe (2025) -Mahitsy 2 (2025)- Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + Extension (2035) - 20 MW Diesel en 2024 |
| | Avec ajout de solaire (60 MWc) | 2 093 | 6.7 | 3 147 | -2 | -0.1% | 10.1 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 40 MWc en 2024 Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + extension (2035) - 20 MW Diesel en 2024 |
| | Scénario PDMC - Avec ajout de solaire (40 MWc) avec stockage 40 MWh | 2 073 | 6.6 | 3 127 | -22 | -0.7% | 10.0 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 20 MW - 40 MWh Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + Extension (2035) Pas d'ajout de thermique |
| | Avec ajout de solaire (40 MWc) avec stockage 70 MWh | 2 123 | 6.8 | 3 177 | 28 | 0.9% | 10.2 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 22 MW - 70 MWh Volobe (2025)- Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato (2035) Pas d'ajout de thermique |
| Mode d'exploitation | Sahofika exploité en pointe | 2 039 | 6.5 | 3 093 | -56 | -1.8% | 9.9 | Volobe (2025)- Sahofika (2026) - Mahavola (2031/2032) - Antetезambato (2035) - 20 MW Diesel en 2024 |
| Retard de l'hydro | Sahofika 2028, Antetезambato et Volobé 2027 | 2 378 | 7.6 | 3 184 | 35 | 1.1% | 10.2 | Volobe (2027) - Antetезambato (2027) - Sahofika (2028) - Antete ext (2031) - Mahavola (2034/2035) 80 MW HFO (2023/2024) et 60 MW Diesel (2023/2025) |
| | Sahofika décalé en 2028 | 2 131 | 6.8 | 3 016 | -133 | -4.2% | 9.7 | Volobe (2025) - Antetезambato (2026) - Sahofika (2028) - Antete ext (2031) - Mahavola (2032/2034) 40 MW HFO en 2024 |
| Demande | Demande basse | 1 781 | 7.1 | 2 836 | -314 | -10.0% | 11.2 | Volobe (2025)- Sahofika (2026) - Antetезambato (2033) |
| | Demande haute | 3 129 | 7.1 | 4 177 | 1 028 | 32.6% | 9.5 | Mahitsy2 (2025)-Volobe(2025)-Sahofika (2026)+ Extension(2028)- Antetезambato (2026) + Extension(2028) - Antafofo (2030) - Talaviana (2031) - Mahavola (2031/2032)-Lohavanana (2034) |
| Cout des Combustibles | +30% | 2 180 | 7.0 | 3 234 | 85 | 2.7% | 10.4 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 20 MW - 40 MWh Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + Extension (2035) -Fanovana 2034 Pas d'ajout de thermique |
| | -30% | 2 003 | 6.4 | 3 058 | -92 | -2.9% | 9.8 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 20 MW - 40 MWh Volobe (2025)- Sahofika (2026) - Mahavola (2031/2032) - Fanovana (2035) 40 MW de HFO en 2030 |

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 les projets hydroélectriques structurants est confirmée. En complément des ouvrages engagés de Volobé et Sahofika, la centrale d'Antetazambato apparaît dans tous les scénarios et est clairement identifiée comme troisième ouvrage principal. La date de sa mise en service varie selon les tests de sensibilité : elle est retardée avec une plus forte pénétration du solaire, et est avancée en cas de retard des autres ouvrages hydrauliques, de demande haute, ou de demande basse. Dans tous les scénarios étudiés, Antetazambato est développé à l'horizon du plan.
- L'intérêt du développement du solaire à court terme (deux projets supplémentaires de 20 MWh chacun en 2023 et 2024) ainsi que d'une batterie de stockage (20 MW, 40 MWh, déployée en 2023) qui permet d'éviter la mise en service de nouveaux groupes thermiques avant la disponibilité des projets hydroélectriques structurants.
- L'enjeu pour le développement au moindre coût du mix énergétique est de mettre en service au plus vite les ouvrages hydrauliques principaux (Volobé, Sahofika, Antetazambato).
 - Le développement de solaire et d'une batterie de stockage permet de patienter avant que ces projets ne soient disponibles.
 - En cas de retard d'un de ces projets, le solaire ne sera pas suffisant et il sera nécessaire de recourir à un groupe thermique pour pallier la défaillance en attendant sa disponibilité.
 - En cas de retard simultané de ces trois projets (2027 pour Volobé et Antetazambato et 2028 pour Sahofika), il sera nécessaire de recourir à une quantité plus importante de thermique (140 MW).
- Le développement presque simultané de Volobé et Sahofika en IPP avec des contrats d'achat de type Take Or Pay vient peser fortement sur le coût économique du plan de développement. En effet, la demande n'est pas suffisante pour placer l'intégralité de l'énergie produite par ces deux ouvrages en 2026 (60% seulement), Ainsi, la contrainte contractuelle du coût fixe des Take Or Pay basé sur l'achat de l'intégralité de l'énergie productible des deux ouvrages vient augmenter significativement le coût du kWh qui atteint presque 13 c€/kWh en 2026. En conséquence, le coût du plan de développement diminue lorsque la mise en service de Sahofika est retardée à 2028. Cette conclusion est basée uniquement sur les aspects économiques et ne prend pas en compte les aspects financiers, capacités à investir, etc...
- Etant donné que le coût de production des ouvrages hydroélectriques à Madagascar est relativement bas, les centrales thermiques sont utilisées comme variable d'ajustement. Elles permettent donc d'attendre l'arrivée des ouvrages hydroélectriques principaux, puis sont ensuite utilisées exclusivement en pointe. Au vu de ce mode de fonctionnement, il sera bénéfique de renégocier les contrats d'achat

des centrales thermiques avec pour objectif de trouver un accord avant la mise en service du premier ouvrage hydroélectrique structurant. Cette négociation aura pour objectif d'augmenter la flexibilité dans le mode d'exploitation des centrales thermiques en contrat d'achat.

- L'exploitation des ouvrages hydroélectriques en pointe est préférable dans la mesure du possible. Ainsi, l'exploitation de l'aménagement de Sahofika en pointe permet de diminuer le coût du PDMC de 56 M€ (1.8%) en réduisant la quantité de thermique.
- La sensibilité sur les coûts des combustibles confirme la stratégie de placement des ouvrages hydroélectriques (date de mise en service, et choix des ouvrages) en cas d'augmentation du prix du pétrole. Si par contre celui-ci venait à diminuer fortement, le placement du dernier ouvrage hydroélectrique pourrait être repoussé.

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 2021-2035. Trois années cibles sont étudiées dans le cadre de cette étude : 2024, 2028 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 Mahitsy - 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 220 kV & renforcements de Tana
- 7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est

- 8) Ligne 90 kV Tana Sud 3 – Behenjy – Antanifotsy – Ambositra – Ifanadiana – Manakara / Mananjary
- 9) Ligne 220 kV Tana nord 2 - Ankazobe

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.

Tabl. 6 - 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 | 2,81 | 4,25 | 7,06 |
| 2) Boucle 63 kV & renforcements de Tana | 63 kV Double terne 228mm ² (urbain Tana) | 24 | 4,95 | 16,24 | 21,19 |
| 3) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina | 220 kV Double terne, 265mm ² (30 km de 138kV) | 320 | 96,12 | 66,89 | 163,01 |
| 4) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe | 220 kV Double terne, 265mm ² | 150 | 46,99 | 53,90 | 100,89 |
| 5) Interconnexion 220 kV Antsirabe – Ambositra – Fianarantsoa | 220 kV Double terne, 265mm ² | 202 | 63,28 | 38,26 | 101,54 |
| 6) Boucle 220 kV & renforcements de Tana | 220 kV Double terne, 265mm ² & 63kV | 52 | 15,50 | 35,47 | 50,97 |
| 7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est | 63 kV Double terne 228mm ² | 92 | 17,24 | 4,89 | 22,13 |
| 8) Ligne 90 kV Tana Sud 3 – Behenjy – Antanifotsy – Ambositra – Ifanadiana – Manakara/Mananjary | 90 kV Double terne 228mm ² | 500 | 61,39 | 30,04 | 91,43 |
| 9) Ligne 220 kV Tana Nord 2 - Ankazobe | 220 kV Double terne, 265mm ² | 64 | 20,05 | 13,55 | 33,6 |
| TOTAL | | 1414 | 328,33 | 263,48 | 591,81 |

Les résultats de l'étude de réseau jusqu'à l'horizon 2035 sont très satisfaisants. 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. Par la suite, la plupart des faiblesses du réseau actuel sont résolues dès les premières simulations du réseau prévisionnel 2024. 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 terne en 63 kV), le critère N-1 n'est donc pas assuré pour cette partie du réseau. De plus, le réseau présente des risques de défaillance pendant les périodes d'étiage en 2024 du fait du manque de production. Ces problématiques doivent être résolues dès 2026 d'après le plan

prévisionnel avec l'arrivée des premiers ouvrages hydroélectriques structurants (Volobe amont et Sahofika) 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. 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 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 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 de transport.

Les résultats des études dynamiques sont également satisfaisants dans le sens où ils donnent un 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 usuelles, 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. Les contrats d'achat de ces centrales en TOP devront évoluer pour prendre en compte ce besoin.

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 2024. 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 cette problématique.

Concernant les réseaux de distribution, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2021 - 2035 atteignent environ 155 MEUR pour le Réseau Interconnecté.

Ce montant se décompose comme suit :

- Investissement en lignes MT (20 kV) : _____ 99 MEUR, soit 4 119 km de ligne MT

- Investissement en lignes BT (400 V) : _____ 129 MEUR, soit 8 121 km de ligne BT
- Investissement en postes MT/BT : _____ 69 MEUR, soit 7 848 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.

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. 7 - Résumé des coûts des projets de transport estimés

| Projets de transport | Date mise en service | Nouvelles Lignes | Longueur [km] | Tension [kV] | Nombre de ternes | Section Conducteur [mm ²] | Coût ligne [M€] | Coût postes [M€] | Coût total Projet [M€] |
|----------------------|----------------------|---|---------------|--------------|------------------|---------------------------------------|-----------------|------------------|------------------------|
| 1 | 2025 | Ambodiroka – Anjiajia – Ankazomborona – Mahajanga | 170 | 138 | 1 (+1)* | 265 | 34 | 16,5 | 50,5 |
| 2 | 2027 | Bevory – Ambanja – Nosy Be | 64 | 63 | 1 (+1)* | 228 | 22 | 5 | 27 |
| 3 | 2028 | Lokoho – Andapa – Sambava | 90 | 63 | 1 (+1)* | 228 | 14,5 | 5 | 19,5 |
| 4 | 2027 | Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana | 170 | 63 | 1 (+1)* | 228 | 23,5 | 5 | 28,5 |
| TOTAL | | | | | | | 94 | 31,5 | 125,5 |

(+1)*: Les poteaux installés sont prévus en double terne avec un seul terne installé.

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 12,3 MEUR
- Investissement pour le réseau de distribution de Mahajanga _____9,3 MEUR
- Investissement pour le réseau de distribution d'Ambanja - Nosy Be ____3,3 MEUR
- Investissement pour le réseau de distribution d'Andapa - Sambava _____1,4 MEUR

Le cas de Toliary a été traité à part. Il ne serait pas alimenté par un projet hydroélectrique, mais une ligne 63 kV d'environ 85 km permettrait de relier plusieurs localités alimentées actuellement en CI avec des consommations notables. Le coût de construction de la ligne et des deux postes associés serait de 9,6 Million d'euros. Les coûts de distribution seraient de 4,9 Million d'euros.

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.

Tabl. 8 - Résumé des coûts consolidés Production-Transport du RI

| De 2018 à 2035 | | |
|---|---------------|--------|
| Somme des coûts actualisés Production - Transport | 3 435 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh |
| Coût moyen actualisé Production - Transport (ou CMLT) | 11.0 | c€/kWh |

Rappelons que la part du transport dans le coût marginal long terme du PDMC de 11 c€/kWh (consolidé production-transport) représente 1 c€/kWh.

2.6. PLAN D'INVESTISSEMENT PRODUCTION ET DISTRIBUTION DES CENTRES ISOLÉS 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).

Le plan de développement retenu pour l'ensemble des CI est présenté en annexe.

Pour l'ensemble des centres isolés, le coût marginal long terme production est de l'ordre de 42,6 c€/kWh.

2.7. ELABORATION DE LA STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE DU PDMC.

Pour permettre un suivi correct de la mise en œuvre du PDMC, il est nécessaire de prévoir la mise en place d'une équipe dédiée. Cette équipe aura pour mission d'assurer :

- Le suivi de la mise en œuvre du PDMC (et donc le respect du calendrier prévisionnel explicité dans le chapitre précédent, en prenant bien en compte tous les jalons intermédiaires comme la signature des PPA, des contrats de concession, l'obtention des autorisations environnementales afin de limiter le risque de retard dans le développement des projets en IPP).
- La mise à jour régulière du PDMC notamment pour prendre en compte l'évolution réelle de la demande par rapport aux prévisions, et les retards éventuels sur la mise en service des moyens de production.
- La coordination entre les différentes structures (MEH, Jirama, ORE, ADER et les différents bailleurs de fonds)

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.

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. En complément des ouvrages engagés de Volobé et Sahofika, la centrale d'Antetazambato apparaît dans tous les scénarios et est clairement identifiée comme troisième ouvrage principal. Ces ouvrages doivent être développés au plus vite. Il est préférable que les ouvrages de Sahofika et de Volobé soient exploités en pointe.
- Les résultats de l'étude de réseau montrent que le développement au moindre coût du mix énergétique utilise la production thermique principalement pour fournir la puissance de pointe dès que les centrales hydroélectriques sont en service. La participation des centrales thermiques à la réserve est par ailleurs nécessaire à la stabilité du réseau. Cela implique nécessairement de renégocier tous les contrats d'achat 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 est économique que s'il est développé à courte échéance, avec une batterie de stockage, afin d'éviter d'avoir à recourir au thermique en attendant la mise en service des ouvrages hydroélectriques structurants.

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, telles que le Produit Intérieur Brut (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, etc...).

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'électricité 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 (RI) et les centres isolés (CI)
- 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). En 2020, ils représentaient 9,7% de la consommation totale des centres JIRAMA répartis dans le pays (7,2% 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 2020, le RIA a représenté 69.9% 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 distingue :

- La zone couverte par le réseau interconnecté principal, dénommé RI dans ce rapport (dont le périmètre de départ est le réseau d'Antananarivo),
- Les zones couvertes par les réseaux secondaires et les centres isolés.

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 troisième Recensement Général de la Population et de l'Habitat RGPH-3 par l'Institut National de la Statistique INStat, établi en 2018, 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 de transport du réseau interconnecté en projet, des projets associés aux réseaux secondaires et de leur raccordement au réseau principal, et des développements des centres isolés, des dates de couverture sont proposées pour chaque commune, en distinguant une couverture via :

- Le réseau interconnecté (« RI »)
- Les réseaux secondaires ou les centres isolés. Dans la suite du document, l'abréviation « CI » est utilisée pour cette catégorie.

A noter que l'électrification dans les « CI » est partiellement réalisée par des raccordements au réseau du CI, et partiellement par des moyens autonomes de type Kits Solaires. La proportion des raccordements à travers des Kits Solaires représente 30 % des raccordement dans les « CI », selon les informations du client.

A noter également que les raccordements des réseaux secondaires de Toamasina (RIT) et de Fianarantsoa (RIF) au réseau interconnecté (RI) ont été considérés effectifs en 2024 et 2028 respectivement.

Une fois ce périmètre établi, il convient de définir les scénarios de projection. Trois 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. Ce scénario de référence reprend en partie les hypothèses déterminées par le groupe de travail Malgache dans le scénario « Renforcé ».
- Deux scénarios bas et haut, qui correspondent à des variantes à la baisse et à la hausse du scénario de référence. Leurs résultats sont utilisés pour tester la robustesse du plan de développement du parc de production, à travers une analyse de sensibilité. Le scénario bas correspond à une évolution suivant la tendance actuelle du développement de l'électrification. Le scénario haut se distingue par des taux de croissance du taux de desserte et de consommation particulièrement élevés qui augmentent dès 2021, afin de s'approcher autant que possible des objectifs du Plan Energie Madagascar visant un taux d'électrification de 50% en 2023.

4.2. METHODOLOGIE DETAILLEE ET HYPOTHESES DE CALCUL

4.2.1. Taux de couverture géographique

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, par un moyen autonome, ou une centrale hybride solaire thermique)

Le taux de couverture géographique correspond au nombre d'abonnés potentiels dans les communes électrifiées divisé par le nombre total d'abonnés potentiels à Madagascar. L'évolution du taux de couverture dans le temps traduit donc l'expansion de la couverture géographique des zones électrifiées. L'analyse du taux de couverture a été menée en détail, lors de la version initiale du Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC) élaborée en 2018, sur base de cartes en tenant compte des critères ci-dessus afin de fixer, commune par commune, les dates de raccordement au RI.

Dans le cadre de cette étude de mise à jour du PDMC, les dates de raccordement aux RI, réseaux secondaires, et centres isolés (CI), ont été entièrement revues. Ce travail a été mené sur la base des informations géographiques relatives aux infrastructures de production et de transport de l'électricité, (lignes et postes haute tension) fournies par le client et complétées

par le Consultant. Pour cette analyse, les principales expansions du réseau de transport ont été prises en compte (raccordement RIT et RIF) puisqu'elles ont un impact sur la distance entre les communes et le RI.

- Concernant le raccordement au RI, les communes ont été priorisées en fonction de la distance de la commune par rapport au Poste HT le plus proche, en prenant en compte les principales évolutions du réseau et de la densité de population de la commune. Ensuite, des seuils annuels ont été fixés permettant de paramétrer le nombre de nouvelles communes raccordées chaque année, afin d'obtenir des nombres de nouveaux raccordements annuels compatibles avec les cadences de raccordement annuels de chaque scénario. Deux scénarios de date de raccordement ont été construits : un pour les scénario bas et référence et un second pour le scénario haut. Les communes des réseaux secondaires RIT et RIF ont été considérées raccordées au RI en 2024 et 2028 respectivement.
- Pour les communes non raccordées au RI, la viabilité d'un raccordement au CI le plus proche a également été étudié en fonction de la distance de la commune au CI existant, et sa densité de population.

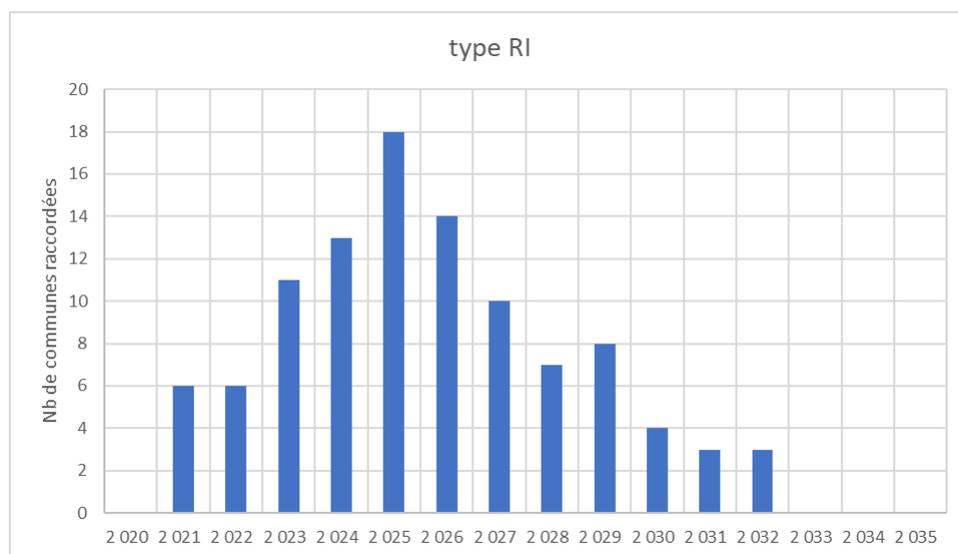


Fig. 2. Distribution des dates de raccordement au RI principal dans le cas des scénarios bas et de référence

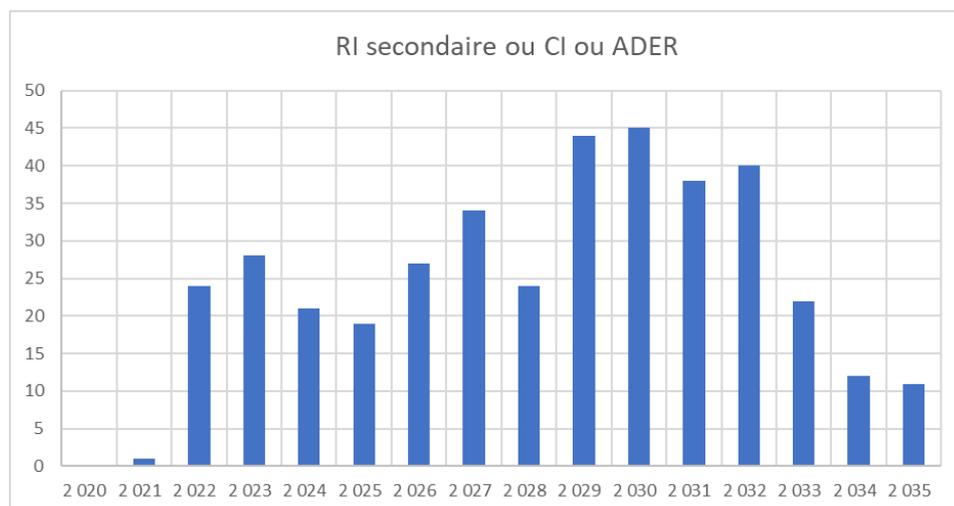


Fig. 3. Distribution des dates de raccordement pour les RI secondaires ou CI dans le cas des scénarios bas et de référence

La présente étude est menée en considérant la consommation des abonnés pour chaque commune. Une hypothèse importante porte donc sur la taille des abonnés (nombre d'habitants par abonné), déterminée en fonction de la taille des ménages et du nombre de ménages raccordés sur un même abonnement. La taille initiale des ménages a été déterminée sur base du troisième Recensement Général de la Population et de l'Habitat RGPH-3 réalisé par l'Institut National de la Statistique INStat, établi en 2018. Selon ces données, la taille moyenne des ménages est de 4,2 habitants par ménage. Aussi, le nombre moyen de ménages par abonné en 2020 a été fixé à 1,5, sur les bases des données fournies par le client.

Concernant les hypothèses pour la cible en fin de plan (2035), une hypothèse de taille moyenne de ménage de 4,8, identique pour l'ensemble des communes a été retenue en coordination avec l'équipe opérationnelle. Une évolution linéaire de la taille du ménage et du nombre de ménages par abonné a été considérée. Le nombre de ménages par abonné est supposé égal à 1,5 en début de plan ; il est considéré constant pour les communes dont la population est inférieure à 20000 habitants (village et petite ville en zone rurale). Il diminue pour atteindre 1 (un ménage par abonné) pour les communes dont la population est supérieure à 20000 habitants (centres urbains). A noter que les communes de type « centres urbains » représentent 20 % de l'ensemble des communes.

En tenant compte de ces hypothèses, la taille moyenne des abonnés est de 5,77 habitants par abonné en 2035, ce qui reste comparable à la valeur de 5,8 retenue pour la version précédente du PDMC livré en 2018. Le nombre d'abonnés potentiels pour l'ensemble de Madagascar est donc revu à la hausse dans le cadre de cette mise à jour. A noter également que les prévisions de population pour 2035 ont augmenté de presque 3 millions suite au RGPH-3, ce qui augmente notablement le nombre d'abonnés potentiels, et diminue donc le taux d'électrification.

4.2.2. Taux de desserte

Le taux de desserte correspond au nombre d'abonnés réellement raccordés à l'électricité divisé par le nombre d'abonnés potentiels 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 2019 et 2020. Aussi, le modèle propose une évolution du rythme de la desserte qui tient compte de la difficulté de raccorder les derniers abonnés potentiels de la commune, qui par exemple peuvent être plus éloignés des postes du réseau. Ainsi, l'augmentation de la desserte considérée pour la première année du plan diminue au fur à mesure que la desserte se rapproche de sa valeur cible. Cette augmentation de la desserte (ou taux d'augmentation de la desserte) en première année est un paramètre du modèle, qui diffère selon le scénario.

Le tableau ci-dessous décrit, pour les 3 scénarios BAS, REF et HAUT, les taux de desserte initiaux et finaux (cibles) pour les cas « RI » et « CI », ainsi que les taux de croissance pour la première année. Les hypothèses retenues lors du PDMC livré en 2018 ont aussi été rappelées. Il est important de noter que le scénario HAUT est également caractérisé par une cadence de raccordement (à travers les dates de raccordement) beaucoup plus ambitieuse que celle des scénarios BAS et REF. Le nombre de raccordements pour le scénario HAUT reste très supérieur au scénario REF.

Tabl. 9 - Hypothèses relatives au taux de desserte

| | | Desserte | | | |
|-------------------|---------------------|------------------|----------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | Initial RI et CI | Final RI et CI | Taux de croissance, RI, année 1 | Taux de croissance, CI, année 1 |
| Scénarios étudiés | BAS | 5% | 75% | 0,2% | 0,5% |
| | REF | 10% | 80% | 3,0% | 1,0% |
| | HAUT | 10% | 80% | 3,0% | 1,0% |
| | | | | | |
| | <i>PDMC_VI_2018</i> | 10% | 60% | 1,4% | 0,7% |

4.2.3. Consommation unitaire résidentielle

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 2021 – 2035. Par conséquent, de manière analogue à l'évolution du taux de desserte, le modèle proposé comprend :

- Une consommation unitaire initiale basée sur l'analyse des données moyennes de consommation mesurée par la JIRAMA d'une part, et d'autre part, sur les récents résultats d'une étude de terrain recensant les besoins électriques sur la base de l'analyse de l'équipement des ménages. Plus précisément :
 - Pour chaque province, la consommation unitaire pour les abonnés raccordés au RI principal est fixée égale à la moyenne des consommations unitaires mesurées sur la période 2016-2019, sur les centres de consommation JIRAMA de la province.
 - Pour chaque province, la consommation unitaire pour les abonnés raccordés aux RI secondaires et CI (cas « CI »), est donnée par l'étude de terrain. La consommation des abonnés électrifiés à travers des kits solaires, qui correspondent à 30 % des raccordés de type CI, est considérée égale à 100 kWh/an par abonné, sur la base du retour d'expérience du Consultant quant à ces systèmes. Ainsi la consommation unitaire dans les CI est prise égale à la somme pondérée des consommations pour les raccordements par kits solaires et pour les raccordements au réseau du CI.

Le tableau ci-dessous résume les hypothèses de consommations résidentielles initiales. Ces valeurs sont prises égales pour les 3 scénarios BAS, REF et HAUT.

Tabl. 10 - Hypothèses relatives à la consommation unitaire résidentielle

| Province | Consommation unitaire résidentielle initiale, par abonné raccordé, cas « RI » (kWh/an) | Consommation unitaire résidentielle initiale, par abonné raccordé « CI » (kWh/an) |
|--------------|--|---|
| ANTANANARIVO | 1 176 | 732 |
| FIANARANTSOA | 920 | 761 |
| MAHAJANGA | 679 | 481 |
| TOAMASINA | 912 | 869 |
| ANTSIRANANA | 1 039 | 698 |
| TOLIARY | 793 | 527 |

- Une consommation finale du plan estimée à 2000 kWh/an par abonné pour les communes dont la population est supérieure à 20000 habitants (centres urbains), et 1000 kWh / an pour les autres (village et petite ville en zone rurale), par analogie à des résultats utilisés dans des études similaires menées par le consultant.
- Un taux de croissance de la consommation qui diminue au fur et à mesure que la consommation unitaire se rapproche du taux de valeur cible.

Le tableau ci-dessous résume la valeur retenue du taux de croissance, pour les différents cas et scénarios. Les hypothèses retenues lors du PDMC livré en 2018 sont aussi rappelées.

Tabl. 11 - Hypothèses relatives à la consommation unitaire résidentielle

| | | Taux de croissance, RI, année 1 | Taux de croissance, CI, année 1 |
|-------------------|---------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Scénarios étudiés | BAS | 1,0% | 0,5% |
| | REF | 2,0% | 1,0% |
| | HAUT | 3,0% | 2,0% |
| | | | |
| | <i>PDMC_VI_2018</i> | 1% | 0,50% |

L'analyse de l'historique de la consommation montre qu'il n'y a pas eu d'impact significatif du Covid sur la consommation résidentielle en 2020 (très légère augmentation). Afin de prendre en compte l'effet Covid, nous avons basé l'évolution de la demande sur l'année 2019, et considéré un effet rebond avec un retour à la normal progressif. Il convient de noter que nous avons considéré un nombre de nouvelles communes raccordées assez faible en 2021, suivie d'une évolution progressive dans le cas des scénarios bas et référence, afin de rester cohérente avec le contexte d'une dynamique post Covid.

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. A noter que les grands projets industriels sont aussi traités indépendamment.

Notre analyse a montré que la profondeur de données était insuffisante pour mener une étude de type économétrique (pas de corrélation entre le PIB et les ventes MT par exemple). Ainsi, pour ce type de consommation (industrielle courante et services), un taux d'augmentation constant au long du plan a été considéré. Dans le cas des communes raccordées au RI, ce taux est de 3, 4 et 5 % pour les scénarios bas, référence et haut respectivement. Dans le cas des communes raccordées au CI, ce taux est de 1, 2 et 3 % pour les scénarios bas, référence et haut respectivement.

La consommation initiale est estimée en fonction du nombre d'habitants de la commune, et de l'analyse de la consommation de type « industrie courante et services » des communes déjà électrifiées.

L'impact du Covid est bien visible sur l'historique de la consommation, et on constate une baisse en 2020 de la demande MT correspondant à la consommation industrie courante et services. Afin de prendre en compte l'effet Covid, nous avons bien intégré le réalisé de 2020, mais nous avons basé l'évolution de la demande sur l'année 2019. Cela signifie qu'on considère un effet rebond et un retour à la normale pour 2021/2022. La prise en compte de taux de croissance différenciés selon les scénarios Bas, Référence, et Haut permet de prendre en compte une vélocité différente dans ce retour à la normal.

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

Une fois la projection de la consommation relative aux secteurs résidentiel, industrie courante et services, 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. La méthodologie proposée adresse dans un premier temps les pertes techniques et non techniques liées à la distribution. Les pertes liées au transport sont traitées dans un second temps, en prenant en compte les consommations des grands projets industriels raccordés sur le RI en Haute Tension (HT).

Pour les communes déjà raccordées, les pertes de distribution sont quantifiées à travers l'analyse des données historiques fournies par la JIRAMA. La moyenne des pertes de distribution, prenant en compte à la fois les pertes techniques et commerciales, est évaluée à 26,5% (soit un rendement de 73,5%) en 2020. Cette valeur est retenue comme valeur initiale pour les communes nouvellement raccordées au RI ou CI.

Le rendement final visé, pour le RI ou les CI, est fixé à 85%. Le taux de croissance annuel du rendement est fixé à 1 % pour la première année, puis il diminue au fur et à mesure qu'il

s'approche de l'objectif de rendement. Ces valeurs sont identiques à celles retenues dans la cadre de la première version du PDMC.

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.

Pour les abonnés déjà électrifiés, le facteur de charge est calculé sur la base des mesures disponibles pour chaque centre de consommation en 2019, fournies par la JIRAMA. Le facteur de charge moyen observé pour 2019 est de 56%. Pour les communes nouvellement raccordées, un facteur de charge initial est estimé à 30%.

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

Les grands projets industriels sont considérés indépendamment et individuellement, de manière analytique dans cette étude. Sont considérés dans ce cas les projets raccordés au RI principal, et 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.

L'ensemble des projets analysés est donné à travers le tableau suivant.

Tabl. 12 - Grands Projets industriels analysés dans le cadre de cette mise à jour du PDMC

| <u>Projet</u> | <u>Commune</u> | <u>Observation</u> | <u>Statut</u> |
|-------------------------------------|--------------------------|----------------------|---------------|
| Port Toamasina | Toamasina | Ancien | |
| Hotellerie supplémentaire | Toamasina | Ancien | |
| Mine de Nickel d'Ambatovy | Toamasina | Ancien | |
| Extension aéroport Toamasina | Toamasina | Ancien | |
| Extension aéroport Ivato | Ivato | Ancien | |
| Sidérurgie d'Ambohimambola | Ambohimambola | Ancien | |
| Amélioration de la gare ferroviaire | Antananarivo Renivohitra | Ancien | |
| Stations de pompage | Antananarivo Renivohitra | Ancien | |
| KIANJA BAREA | Antananarivo Renivohitra | | |
| Nouvelle ville Ouest Antananarivo: | Imerintsiatosika | PEM (Nouvelle Ville) | |
| Andrakaka | Andrakaka | PEM (Nouvelle Ville) | |

| <u>Projet</u> | <u>Commune</u> | <u>Observation</u> | <u>Statut</u> |
|--|--------------------------|-------------------------------------|---------------|
| Miami + effet sur ville de Toamasina | Toamasina | PEM (Nouvelle Ville) | |
| PROJET Transport Par Câble | Antananarivo Renivohitra | | |
| TRAIN URBAIN DE TANA | Antananarivo Renivohitra | | |
| ZI Moramanga | Moramanga | PEM (Zone Industrielle) | |
| ZI Toliara | Toliara | PEM (Zone Industrielle) | |
| ZIA Vasiana | Vasiana | PEM (Zone Industrielle et Agricole) | |
| ZIA Kiangara | Kiangara | PEM (Zone Industrielle et Agricole) | |
| ZIA Ambatofinandrahana | Ambatofinandrahana | PEM (Zone Industrielle et Agricole) | |
| ZP Manakara | Manakara | PEM (Zone Portuaire) | |
| ZET Nosy Be (Zone d'Emergence Touristique) | Nosy Be | PEM (Zone Portuaire) | |
| GRAPH MADA | District de BRICKAVILLE | Mines | |

- Parmi cette liste de projets structurants : Certains projets, bien que structurants, ne sont pas raccordés en Haute Tension. Ils sont raccordés en Moyenne Tension et sont inclus dans le segment de « consommation industrielle courante et services » décrit ci-dessus. Dans ce cas, la mise en œuvre de ces projets est déjà prise en compte dans les consommations MT industries et services, c'est pour cela qu'ils ne seront pas mentionnés explicitement dans les projets industriels HT. C'est le cas par exemple du développement de « Hôtellerie supplémentaire Toamasina » ou du projet « Extension aéroport Ivato »
- D'autres projets seront mis en œuvre à travers des centres isolés ou des réseaux secondaires, et pour lesquels le raccordement au réseau principal s'effectuera au-delà de la période considérée pour ce plan. C'est le cas du projet « ZI Toliara » par exemple. Ces projets seront intégrés dans le chapitre dédiés aux CI.

La liste exhaustive des projets industriels pris en compte dans le cadre de cette étude et sur le RI est donnée dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 13 - Projets de type « HT » prise en compte dans cette étude

| Projet | Localité | Puissance MW |
|-----------------------------------|--------------------|--------------|
| Extension port Toamasina | Toamasina I | 25,00 |
| Mine de Nickel d'Ambatovy | Toamasina I | 40,00 |
| Extension aéroport Toamasina | Toamasina I | 8,00 |
| Sidérurgie d'Ambohimambola | Ambohimambola | 8,00 |
| Nouvelle ville Ouest Antananarivo | Imeritsiatosika | 26,00 |
| ZI Moramanga | Moramanga | 100,00 |
| ZIA Vasiana | Vasiana | 20,00 |
| ZIA Kiangara | Kiangara | 20,00 |
| ZIA Ambatofinandrahana | Ambatofinandrahana | 20,00 |
| ZP Manakara | Manakara | 30,00 |

Pour chacun de ces projets, les dates de mise en service ont été affinées à travers différentes réunions de travail, et conduisent à une évolution progressive, différenciée pour chaque projet, de la puissance appelée sur le réseau.

Aussi, pour chaque projet, la courbe de charge renseigne sur le placement horaire de la consommation ; les figures ci-dessous illustrent les courbes de charges considérées pour les scénarios BAS et REF. Elles montrent une contribution des projets de type « Zone Industrielle » à l'effacement de consommation sur la période 19h-20h, qui correspond à la pointe de consommation sur le réseau principal. La mine de Nickel d'Ambatovy contribue aussi à l'effacement. Dans le cas du scénario HAUT, on considère que ces projets ne mettront pas en place de dispositif d'effacement de consommation.

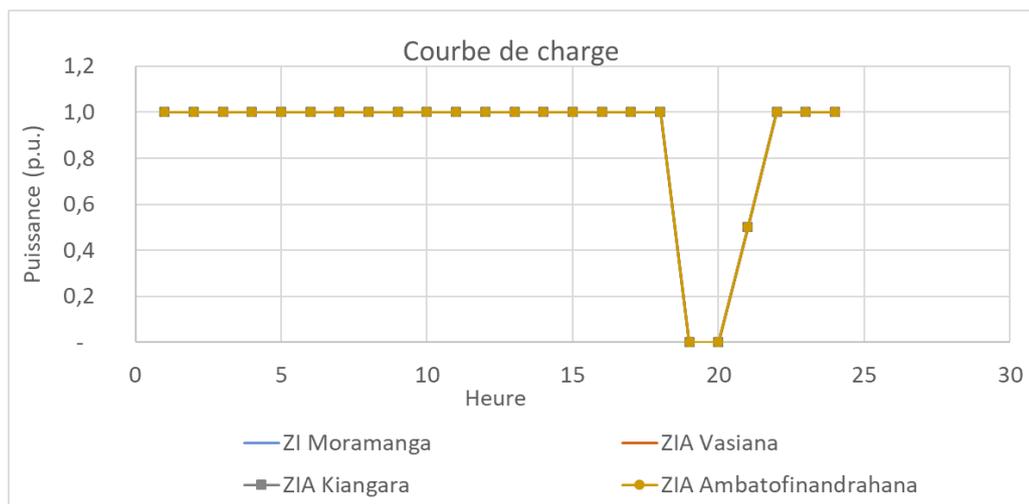


Fig. 4. Courbes de charge pour les projets HT de type Zone Industrielle

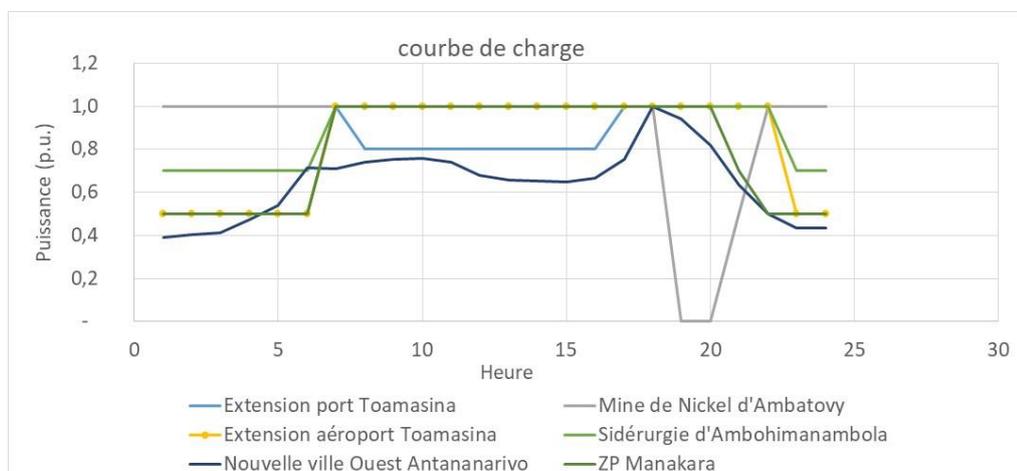


Fig. 5. Courbes de charge pour les projets HT de type autre que Zone Industrielle

4.2.7. Monotone de charge

L'étude d'optimisation de l'expansion du parc de production 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. Les courbes de charge à la pointe entre 2013 et 2016, présentées sur le graphique suivant, confirment ce constat.

Parmi les récentes données mises à la disposition du Consultant, les courbes chronologiques de charge en 2019 se révèlent plus représentatives que celles de 2020 qui sont contraintes par la crise sanitaire de la Covid-19. La chronique de charge de 2019 a donc été considérée en tant que chronique annuelle type, utilisée pour le calcul des monotones de charge pour la durée du plan. A noter que les journées pour lesquelles la consommation mesurée est anormalement faible (en deçà de 60 MW), ont été remplacées par les données mesurées la semaine précédente. En effet, cette chronique de charge étant utilisée dans le modèle pour l'estimation de la demande non contrainte, les valeurs de cette chronique pouvant correspondre à des avaries sur le système de production ou de transport en 2019 doivent être écartées. Une analyse détaillée des quelques journées pour lesquelles la puissance maximale de consommation a été atteinte ne semble pas supposer de délestage significatif puisque la forme de la pointe n'est pas écrêtée.

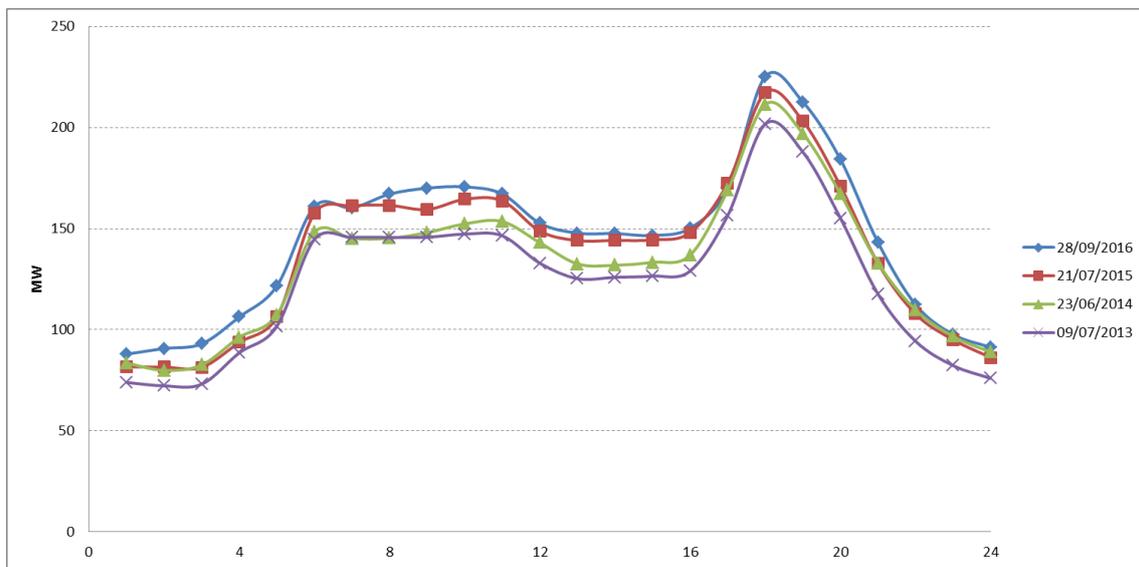


Fig. 6. Evolution des courbes de charge 2013 – 2016 pour les journées au cours desquelles la pointe annuelle est atteinte

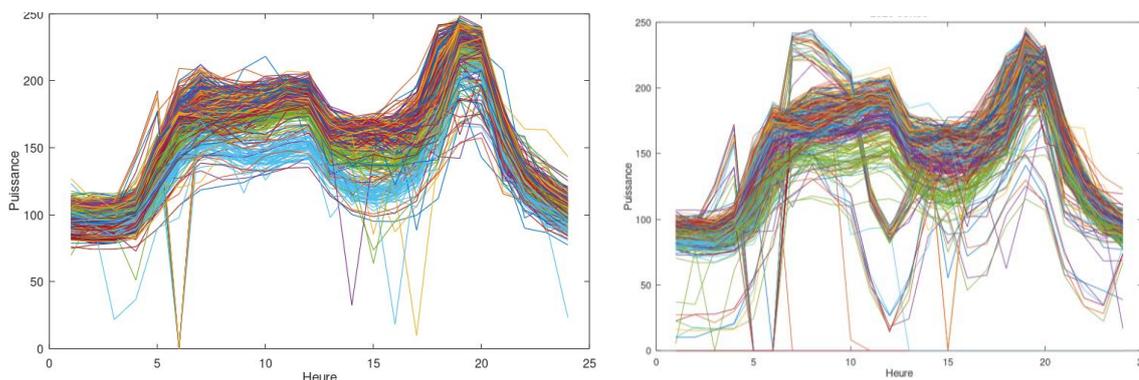


Fig. 7. Données brutes de courbes chronologiques de charge en 2019 (gauche) et 2020 (droite)

4.2.8. Raccordement des réseaux secondaires

La première version du plan de Développement de l'Electricité au Moindre Coût (PDMC) comportait une analyse économique du raccordement des réseaux secondaires au RI, par la méthode des coûts évités (aussi appelée analyse « B-C).

L'analyse portait sur l'intérêt économique de raccorder les réseaux secondaires au RI, dès la phase de l'étude de la demande. Elle portait sur les réseaux secondaires de Toamasina et de Fianarantsoa. Le raccordement des autres réseaux secondaires n'avait pas été envisagé car les distances très importantes et les faibles puissances appelées ne permettaient pas de solution économique à l'horizon 2035. Dans le cadre de cette mise à jour du PDMC, il a été

considéré que les analyse B-C sur l'intérêt économique du raccordement des réseaux secondaires au RI restaient valables.

- Concernant le raccordement du réseau secondaire de Toamasina au RI, un Taux de Rendement Interne économique du projet très élevé (plus de 44%) a été calculé. L'étude avait ainsi montré le fort intérêt de raccorder le RI Toamasina dès que possible (le ratio Bénéfice / Coûts de 1.5 est très supérieur à 1).
- Concernant le raccordement du réseau secondaire de Fianarantsoa au RI, un Taux de Rendement Interne économique du projet de 19 % a été calculé. L'étude avait ainsi montré l'intérêt de raccorder le RI Fianarantsoa au RI.

Dans le cadre de cette présente étude, le raccordement de ces 2 réseaux secondaires a été considéré, avec des dates de raccordement proposé par le Client en adéquation avec ses capacités techniques à réaliser ces raccordements :

- Le réseau secondaire de Toamasina est considéré raccordé au RI en 2024 ;

Le réseau secondaire de Fianarantsoa est considéré raccordé au RI en 2028 ;

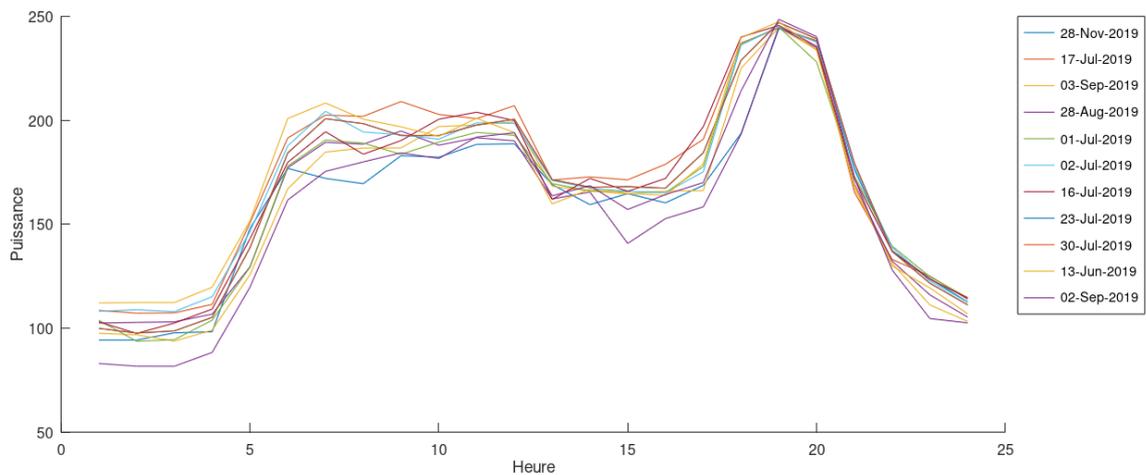


Fig. 8. Courbes de charge des journées en 2019 présentant les 11 valeurs de puissance de charge maximale pour 2019

4.3. PREVISION DE LA DEMANDE

La mise en œuvre de la méthodologie et des hypothèses présentées ci-dessus a permis d'aboutir aux résultats suivants :

- Evolution du taux de couverture, du nombre d'abonnés, du taux de desserte et du taux d'électrification ;
- Evolution de la consommation (énergie) et de la puissance pour la demande incluant les segments résidentiel, industrie courante et services ;
- Evolution de la consommation (énergie) et de la puissance pour les projets industriels raccordés en HT ;
- Evolution de la demande totale
- Estimation de la monotone de charge pour la demande totale

L'ensemble des résultats détaillés est inclus dans le fichier Excel comportant le modèle de la demande. Une synthèse est présentée à travers les paragraphes suivants.

4.3.1. Taux d'électrification

Le tableau ci-dessous décrit l'évolution des taux de couverture, de desserte et d'électrification pour les 3 scénarios, à l'horizon 2035 de l'étude.

Tabl. 14 - Evolution des taux de couverture, de desserte et d'électrification pour les 3 scénarios, entre 2020, 2023 et 2035

| | | | | REF | BAS | REF | HAUT |
|----------|--|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Critères | Désignation | unité | 2020 | 2035 | | | |
| AP | Total abonnés potentiels | nb ab. | 4 336 771 | 7 448 578 | 7 448 578 | 7 448 578 | 7 448 578 |
| APE | Total abonnés potentiels en zone électrifiée | nb ab. | 1 724 123 | 4 618 327 | 4 618 327 | 4 618 327 | 7 448 578 |
| AE | = AE1+AE2 Total abonnés (effectivement électrifiés) | nb ab. | 595 555 | 1 429 853 | 1 862 450 | 1 862 450 | 2 933 923 |
| AE1 | Sous-total abonnés raccordés au RI principal | nb ab. | 344 949 | 885 574 | 1 146 679 | 1 146 679 | 2 261 989 |
| AE2 | Sous-total abonnés raccordés RI secondaires et CI | nb ab. | 250 606 | 544 279 | 715 771 | 715 771 | 671 934 |
| TC | = APE / AP Taux de couverture zones électrifiées | % | 39,8% | 62% | 62% | 62% | 100% |
| TD | = AE / APE Taux de desserte zones électrifiées | % | 34,5% | 31% | 40% | 40% | 39% |
| TE | = TC * TD Taux d'électrification | % | 13,7% | 19% | 25% | 25% | 39% |

Les figures ci-dessous illustrent l'évolution du nombre d'abonnés effectivement électrifiés, ainsi que le taux d'électrification qui en résulte, pour les 3 scénarios BAS, REF et HAUT.

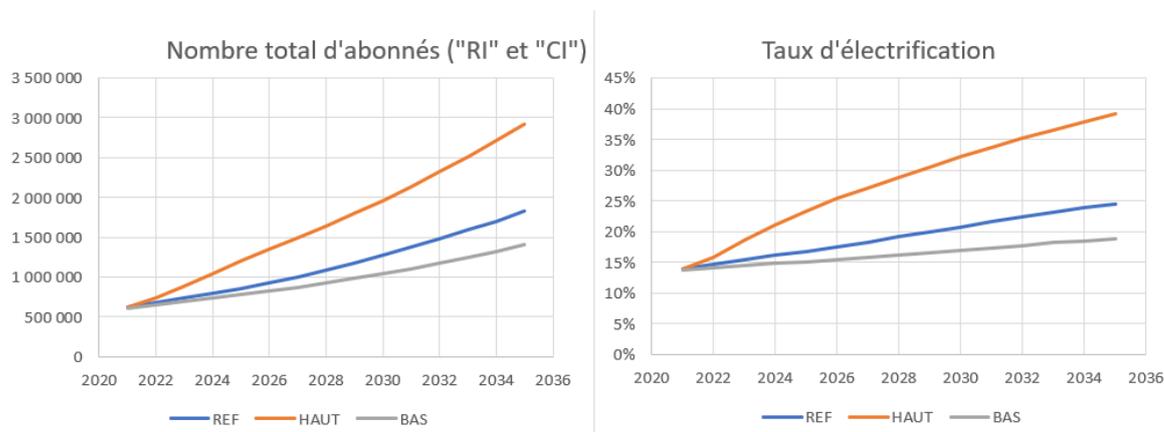


Fig. 9. Evolution du nombre d'abonnés effectivement électrifiés (gauche), et du taux d'électrification (droite)

Si le taux d'électrification n'augmente que peu à l'horizon du plan, il est important de noter que le nombre d'abonnés potentiels est augmenté du fait de la diminution du nombre de ménages par abonnement dans les grandes villes, et du nombre d'habitants par ménage. Par ailleurs, l'augmentation des prévisions de population à l'horizon 2035 de presque 3 millions d'habitants par rapport au PDMC de 2018 impacte également le taux d'électrification à la baisse.

Il faut analyser le nombre de nouveaux abonnés par an, raccordés soit au RI principal, soit aux RI secondaires ou CI, afin d'estimer les efforts en terme de cadence annuelle de raccordement. Les figures ci-dessous décrivent les rythmes importants en terme de nombre de nouveaux abonnés par an. Le scénario de référence repose sur une évolution du nombre de nouveaux abonnés au RI par an de 25 000 (cadence observée sur les dernières années, hors 2020) à environ 60 000 en 2035. Le scénario haut repose sur une augmentation brutale de la cadence à 50 000 nouveaux abonnés par an dès 2023, puis 65 000 en 2024 dans une optique volontariste d'améliorer le taux d'électrification dès 2023.

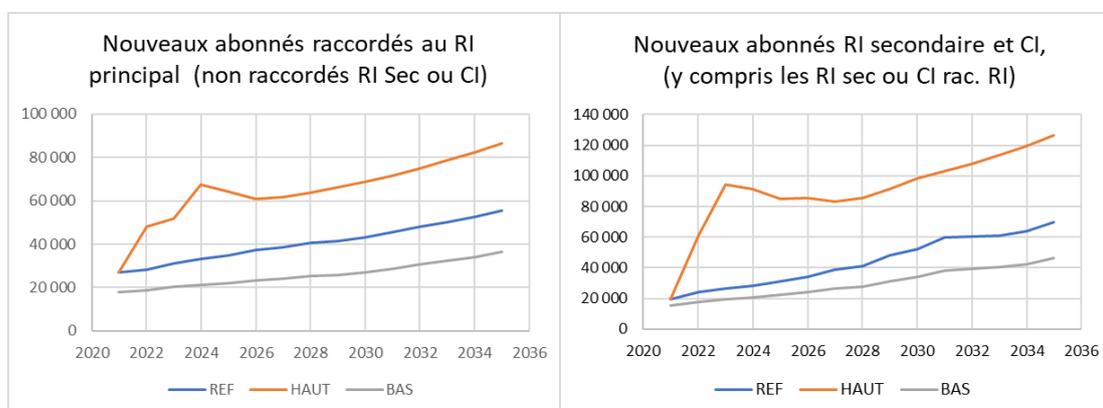


Fig. 10. Courbes des nouveaux abonnés par an pour le RI et le CI entre 2021 et 2035

Enfin, la figure suivante compare les résultats obtenus lors du PDMC livré en 2018 avec les résultats de ce PDMC mis à jour. La différence majeure porte sur l'évolution du nombre d'abonnés « CI » raccordés à travers les RI secondaires et CI. Dans le cas du précédent PDMC, leur nombre avait été évalué à environ 350 000 en 2035, alors que la mise à jour du PDMC en vise 715 000. Concernant le RI, la croissance du nombre de nouveaux abonnés reste similaire au PDMC 2018.

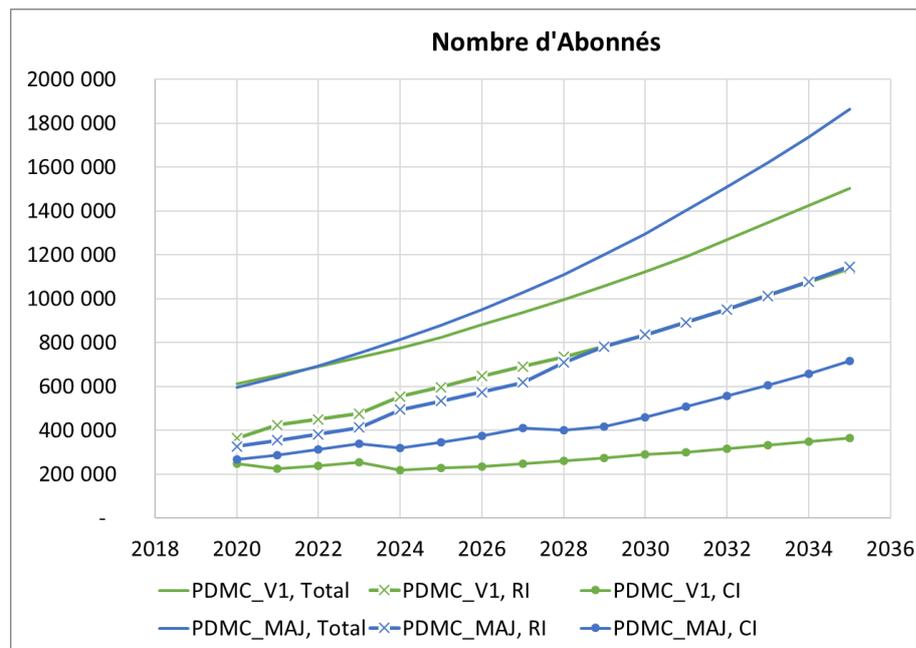


Fig. 11. *Comparaison des résultats en termes d'abonnés, entre première version du PDMC et mise à jour*

4.3.2. Demande résidentielle, industrie courante et services

Le tableau ci-dessous décrit l'évolution de l'énergie à produire pour l'alimentation des consommations résidentielles, industrie courante et services (cette production tenant compte des pertes du réseau de distribution), et de la puissance de pointe associée à cette consommation. La puissance de pointe est calculée à partir de la consommation et du facteur de charge, différenciés pour chaque commune. Le tableau distingue la part de la consommation et de la puissance provenant d'une part du RI principal (« RI ») et des CI et RI secondaires (« CI »).

Les courbes suivantes illustrent l'évolution de la production et de la puissance de pointe, des consommations résidentielles, industrie courante et services sur la période 2020 – 2035.

Tabl. 15 - Evolution de la production et de la puissance de pointe, des consommations résidentielles, industrie courante et services entre 2020 et 2035

| Critères | Désignation | Unité | REF | BAS | REF | HAUT |
|-------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2020 | 2035 | | |
| EMT-BT = E1+E2 | Total Production MT-BT | GWh | 1 874 | 3 606 | 4 440 | 6 806 |
| E1 | Sous-Total Production MT-BT du RI principal | GWh | 1 310 | 2 757 | 3 397 | 5 670 |
| E2 | Sous-Total Production MT-BT RI secondaires et CI | GWh | 564 | 849 | 1 043 | 1 136 |
| PMT-BT = P1+P2 | Total Puissance de pointe MT-BT | MW | 378 | 658 | 824 | 1 358 |
| P1 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT du RI principal | MW | 250 | 466 | 583 | 1 087 |
| P2 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT RI secondaires et CI | MW | 127 | 193 | 241 | 270 |

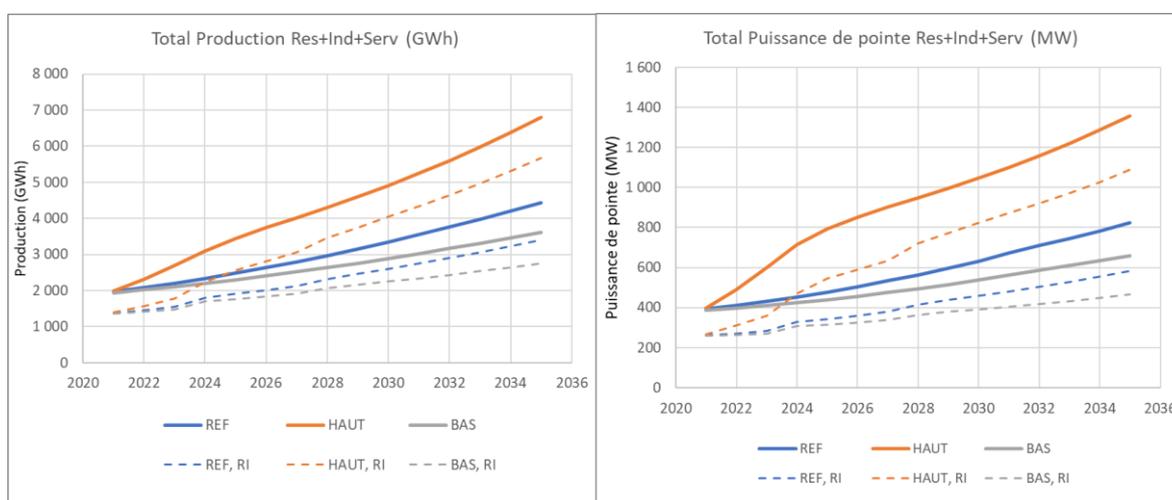


Fig. 12. Evolution de la production et de la puissance de pointe, des consommations résidentielles, industrie courante et services sur la période 2020 - 2035

Enfin, les figures suivantes comparent les résultats obtenus lors du PDMC livré en 2018 avec les résultats de ce PDMC mis à jour. Les comparaisons portent sur les mêmes quantités que celles analysées ci-dessus, à savoir l'énergie de production et la puissance de pointe, pour les consommations résidentielles, industrie courante et services. Les différences entre les premiers résultats et la mise à jour en termes de production et de puissance s'expliquent majoritairement par la différence déjà analysée en termes de nombre d'abonnés.

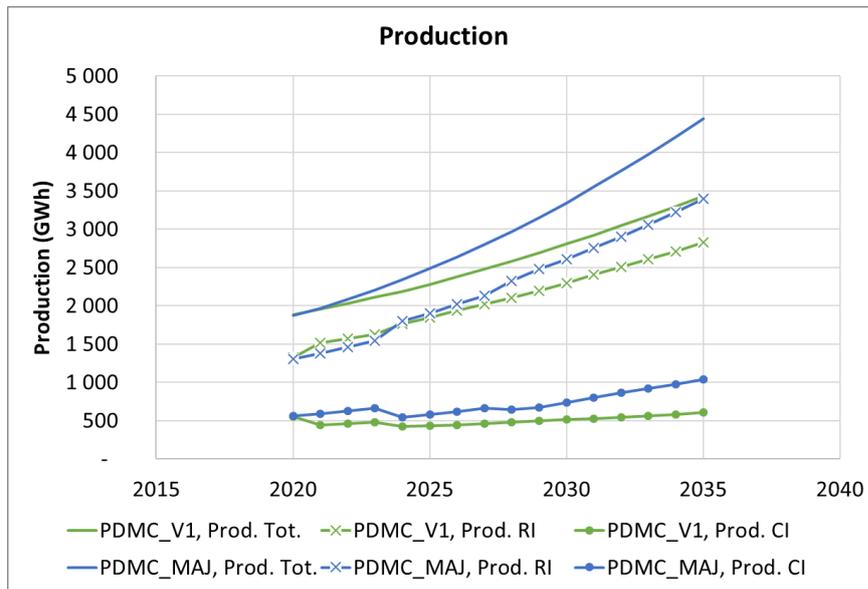


Fig. 13. *Comparaison des résultats en termes d'énergie (production) des consommations résidentielles, industrie courante et services, entre le PDMC 2018 et la présente mise à jour*

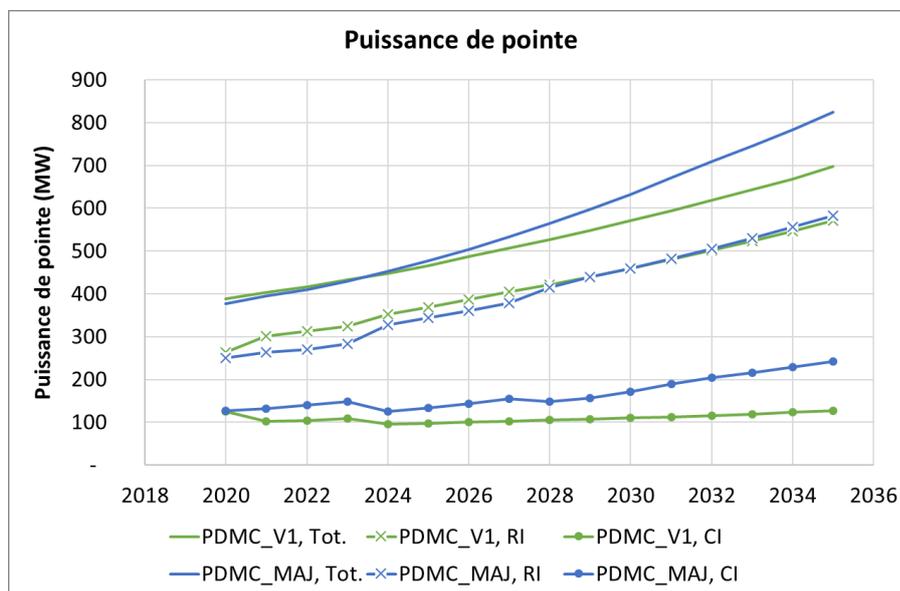


Fig. 14. *Comparaison des résultats en termes de puissance de pointe des consommations résidentielles, industrie courante et services, entre le PDMC 2018 et la présente mise à jour*

4.3.3. Projets industriels HT

Les projets industriels raccordés en HT, décrits dans le paragraphe dédié ci-dessus, donnent lieu à une consommation annuelle d'électricité et une puissance de pointe qui sont illustrées à travers les figures ci-dessous. Pour le calcul de ces grandeurs, les pertes liées à l'exploitation du réseau de transport sont considérées. Elles sont prises constante, égales à 5 %. Cette grandeur est proposée par le Consultant, sur la base de l'expérience et l'analyse de réseaux similaires.

Le calcul de la puissance de pointe pour les projets HT tient compte des placements individuels horaires de la puissance pour chaque projet.

A l'horizon 2035, la projection de la demande montre que l'énergie appelée par l'ensemble de ces projets spécifiques représente presque 1800 GWh pour le scénario de référence.

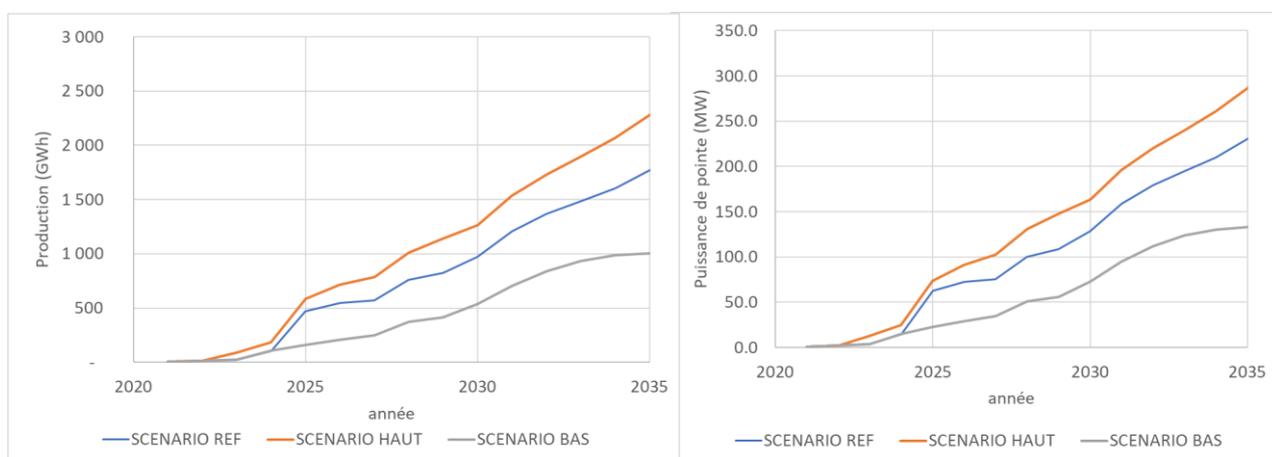


Fig. 15. Evolution de l'énergie à produire et de la puissance de pointe pour l'ensemble des projets industriels raccordés sur la Haute Tension (HT)

4.3.4. Demande totale

Finalement, la projection de la demande globale est obtenue en regroupant la demande des secteurs résidentiel, industrie courante, services et projets industriels spécifiques.

Le plan optimal de développement au moindre coût calculé dans le cadre de cette étude est basé sur le scénario REF de la demande totale. Les tests de sensibilité du plan de développement appliqués à la demande, dont les objectifs sont de vérifier la robustesse du séquençage des ouvrages de production structurants, porteront sur les scénarios BAS et HAUT. Ainsi, les trois scénarios retenus pour les calculs d'optimisation du plan de développement sont présentés à travers le tableau et les figures ci-dessous.

Tabl. 16 - Evolution de la production et de la puissance de pointe totale, sur le RI, sur la période entre 2020 et 2035

| | | | | | BAS | REF | HAUT |
|-----------------|------------------------------|---|-------|------------|-------|-------|-------|
| Critères | | Désignation | Unité | 2020 (REF) | 2 035 | | |
| E MT-BT | = E1+E2 | Total Production MT-BT | GWh | 1 874 | 3 606 | 4 440 | 6 806 |
| E1 | | Sous-Total Production MT-BT du RI principal | GWh | 1 310 | 2 757 | 3 397 | 5 670 |
| E2 | | Sous-Total Production MT-BT RI secondaires et CI | GWh | 564 | 849 | 1 043 | 1 136 |
| | | | | | | | |
| P MT-BT | = P1+P2 | Total Puissance de pointe MT-BT | MW | 378 | 658 | 824 | 1 358 |
| P1 | | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT du RI principal | MW | 250 | 466 | 583 | 1 087 |
| P2 | | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT RI secondaires et CI | MW | 127 | 193 | 241 | 270 |
| E4 | | Total Production HT | GWh | 6 | 1002 | 1 770 | 2 279 |
| E _{RI} | = E1 + E4 + Pertes Transport | Total Production BT, MT et HT sur le RI | GWh | 1 316 | 3 759 | 5 167 | 7 949 |
| | | | | | | | |
| P4 | | Total Puissance de pointe HT | MW | 1 | 133 | 231 | 287 |
| P _{RI} | = P1 + P4 + Pertes Transport | Total Puissance de pointe BT, MT et HT sur le RI | MW | 251 | 589 | 801 | 1341 |

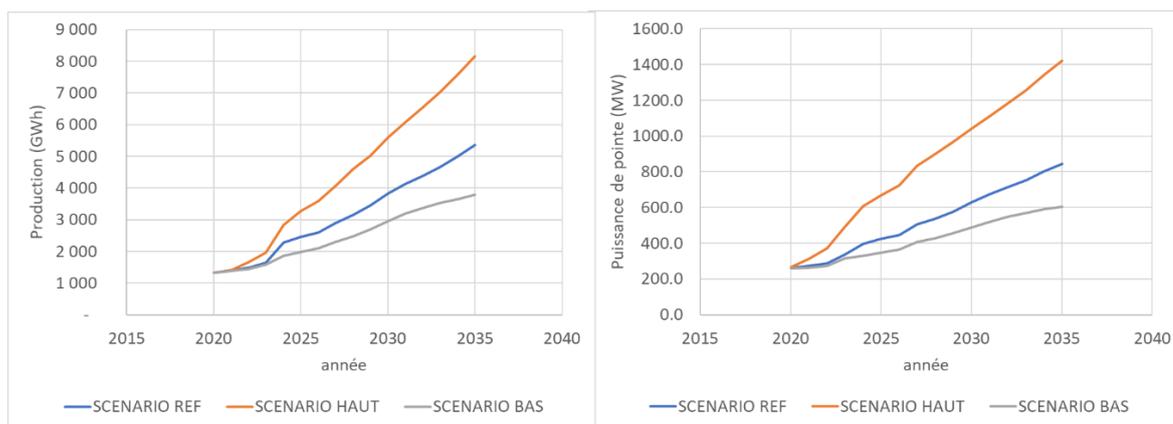


Fig. 16. Evolution de la production totale (incluant pertes réseau) et de la puissance de pointe totale sur le RI pour la période 2020-2035

4.3.5. Monotone de charge

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

Les monotones de charge ainsi calculées pour la demande totale 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 de 2020 :

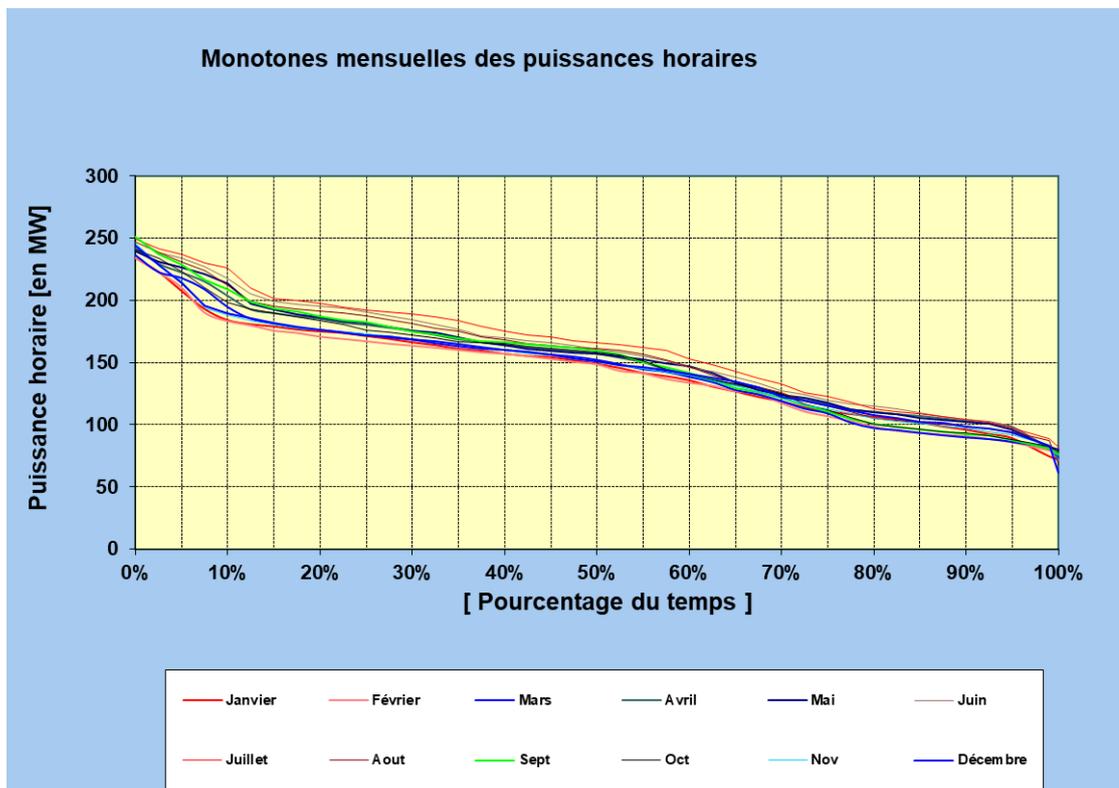


Fig. 17. *Monotones mensuelles des puissances horaires appelées en 2020 sur le RI*

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. Du fait de leur part significative, 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 2024 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 2035, incluant les

projets industriels. Cette figure illustre bien ce phénomène de redressement de la forme de la monotone de charge par rapport à 2020.

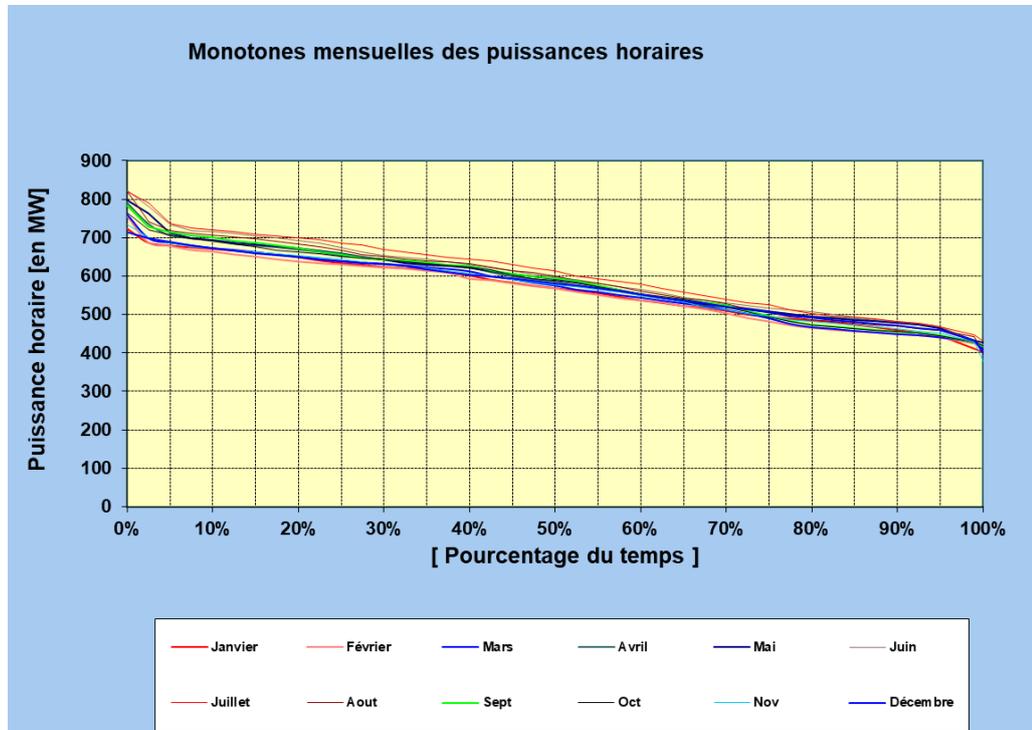


Fig. 18. *Monotones mensuelles des puissances horaires appelées en 2035 sur le RI*

5. MISE A JOUR DE L'ETUDE 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 décembre 2020, le parc de production existant, regroupant la JIRAMA et les producteurs privés représente une puissance installée de 729 MW, dont 487 disponible, comme récapitulé dans le tableau ci-dessous.

Tabl. 17 - Parc de production existant de Madagascar

| Parc de production : JIRAMA et Producteurs privés | Puissance nominale (kW) | Puissance disponible 2020 (kW) |
|---|-------------------------|-----------------------------------|
| Hydraulique | 168 836 | 144 640 |
| Thermique | 537 209 | 322 876 |
| Solaire Photovoltaïque | 26 007 | 22 204 |

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 145 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 (150.5 MW) et de Fianarantsoa (5,9 MW) et 2,6 MW à Maroantsetra. Le tableau ci-après présente les caractéristiques de ces centrales.

Tabl. 18 - Caractéristiques des centrales hydroélectriques existantes

| Localisation | Nom | Propriétaire | 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 |
| Ihosalotra | Ihosalotra | Erma | 2 | 0.75 |
| 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 |
| Vatomandry | Vatomandry | JIRAMA | 3 | 0.17 |
| Bezaha | Bezaha | JIRAMA | 1 | 0.09 |
| TOTAL | | | | 168.9 |

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 est de 616.5 GWh sur les années 2014 à 2020.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

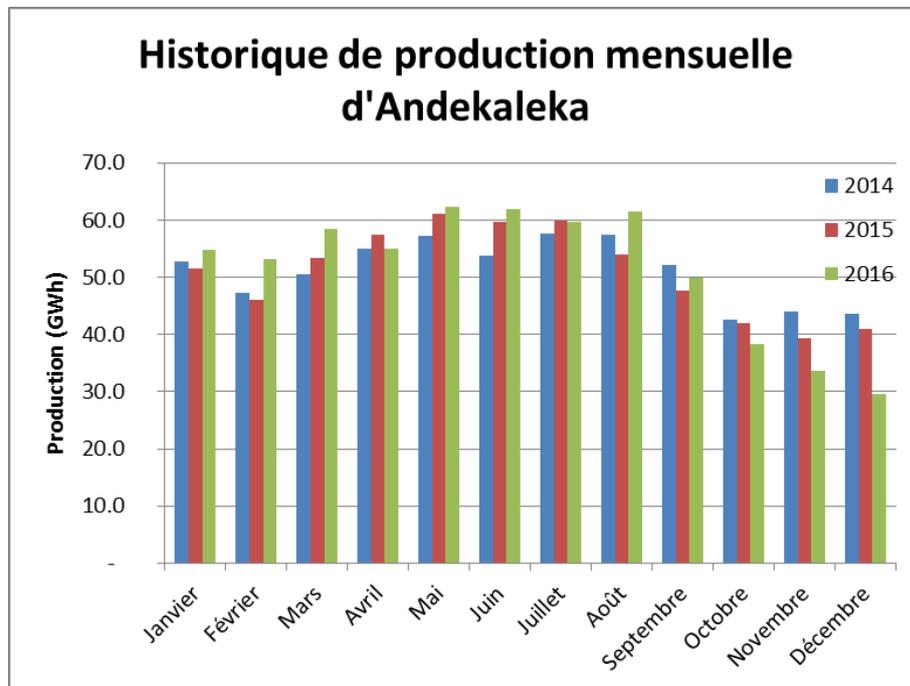


Fig. 19. Historique de production mensuelle de la centrale d'Andekaleka

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 72.25 GWh. La production moyenne annuelle est de seulement 39 GWh en 2020.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

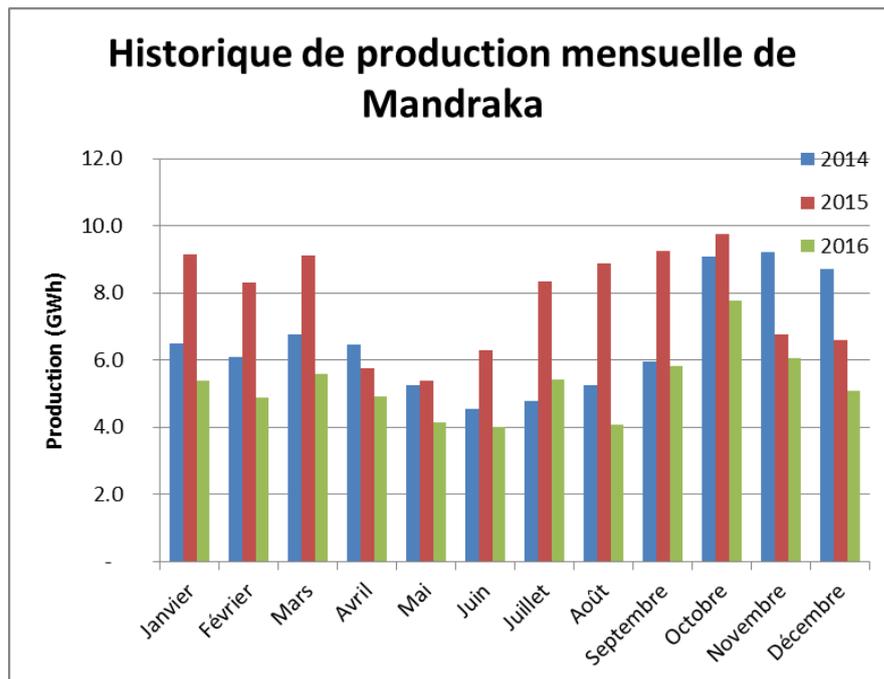


Fig. 20. Historique de production mensuelle de la centrale de Mandraka

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 2020 est de 3.02 GWh, avec une production moyenne de seulement 1.2 GWh en 2018

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

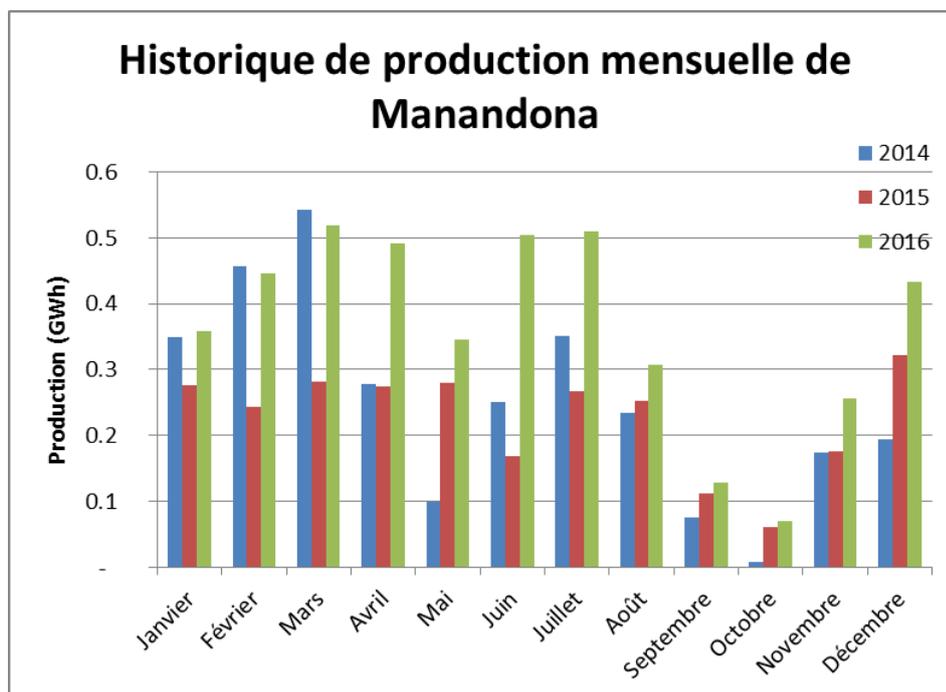


Fig. 21. Historique de production mensuelle de la centrale de Manandona

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 2020 est de 3.27GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

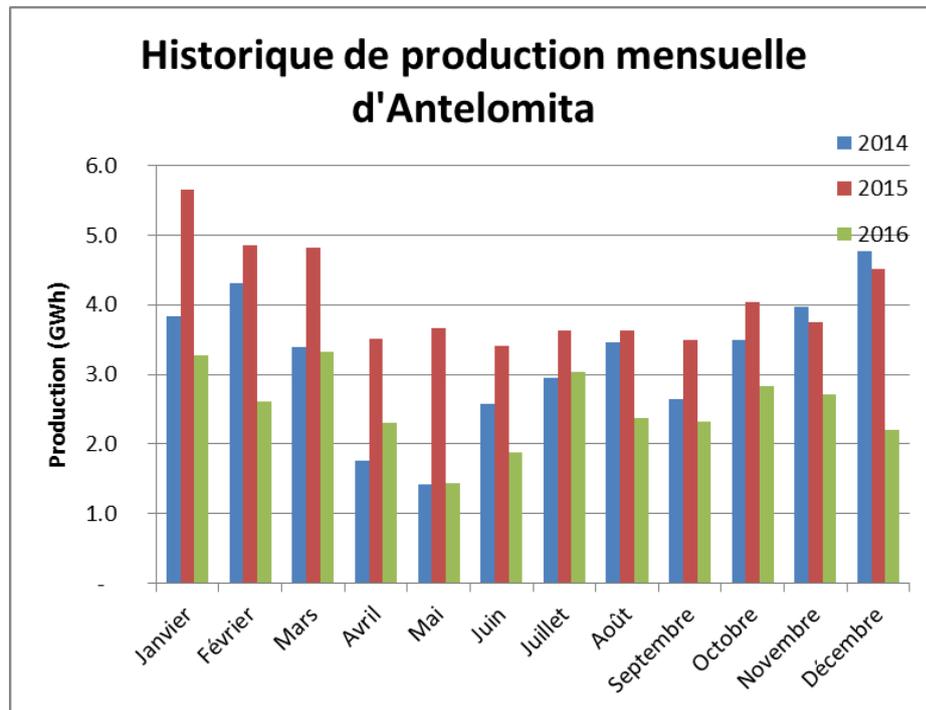


Fig. 22. Historique de production mensuelle de la centrale d'Antelomita

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 2020 a été de 16.6 GWh. Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

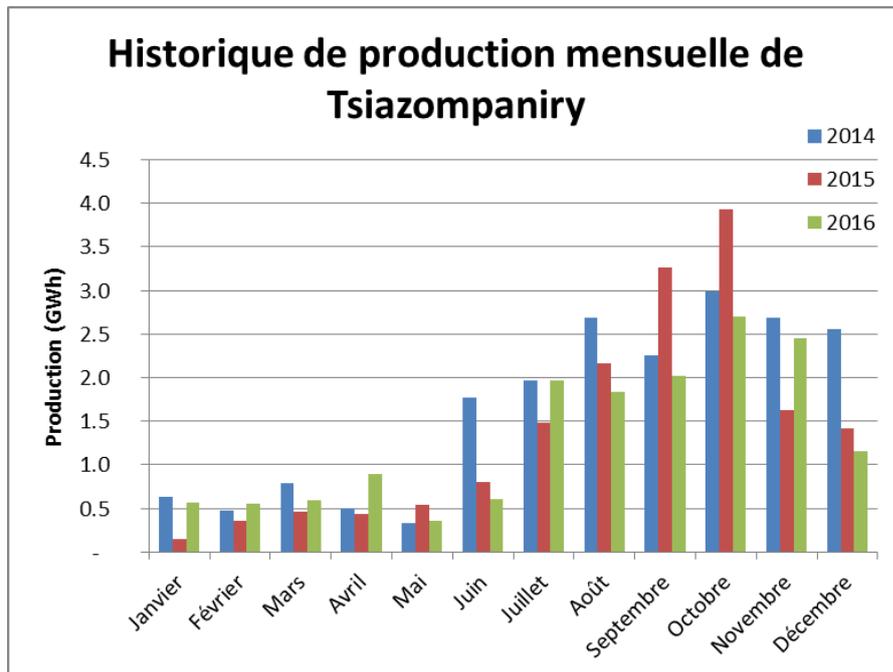


Fig. 23. Historique de production mensuelle de la centrale de Tsiacompaniry

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 2020 est de 70,4GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L’historique de production mensuelle n’a pas été fourni de 2018 à 2020.

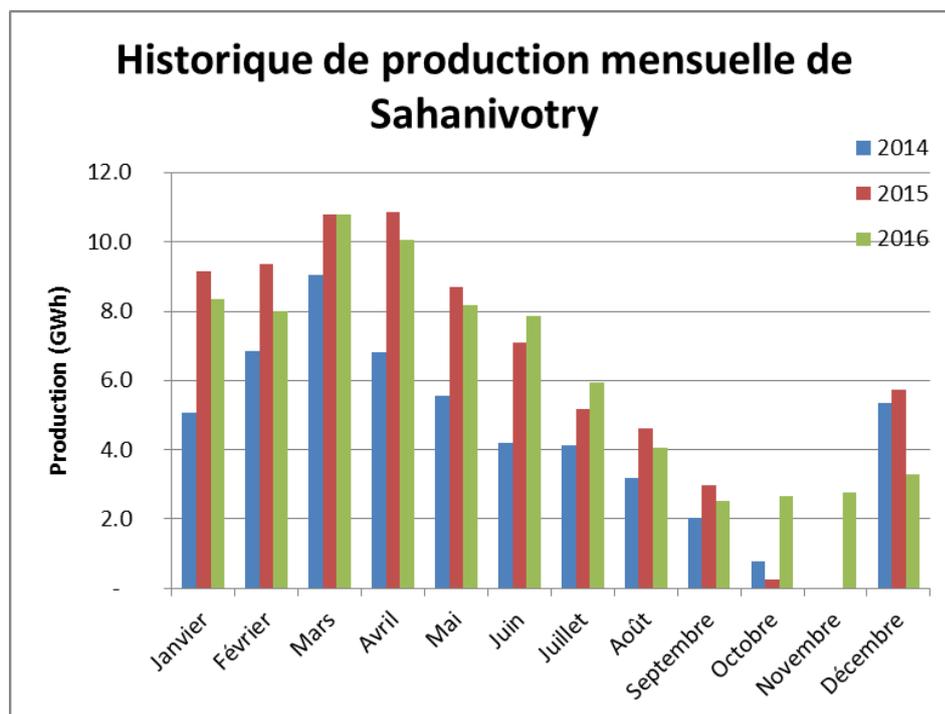


Fig. 24. Historique de production mensuelle de la centrale de Sahanivotry

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

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 d'une puissance de 1.52 MW. 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 2020 est de 41.3 GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

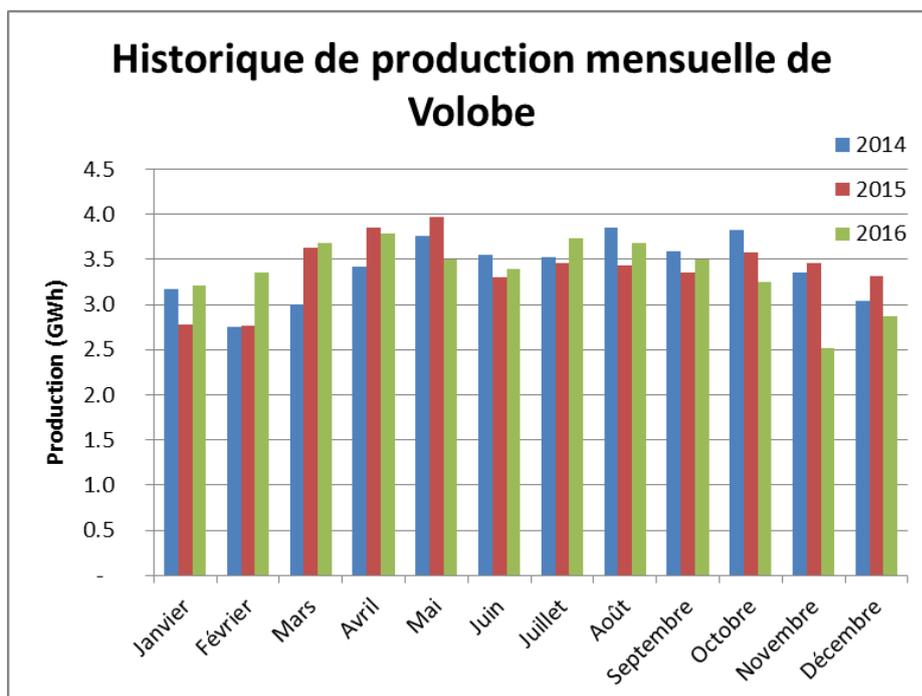


Fig. 25. Historique de production mensuelle de la centrale de Volobe

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 2020 est de 34.1GWh.

Le graphique ci-après en récapitule la répartition mensuelle de 2014 à 2016. L'historique de production mensuelle n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

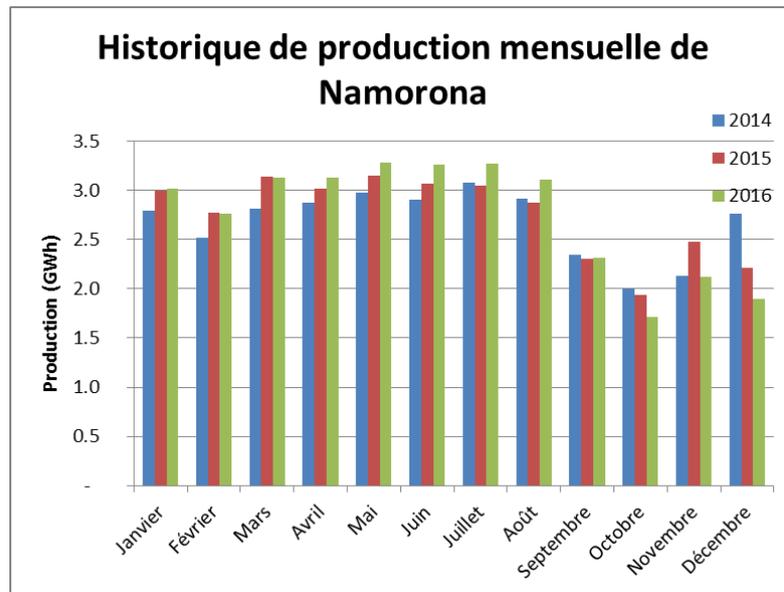


Fig. 26. Historique de production mensuelle de la centrale de Namorona

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 de 2014 à 2016. L'historique de production n'a pas été fourni de 2018 à 2020.

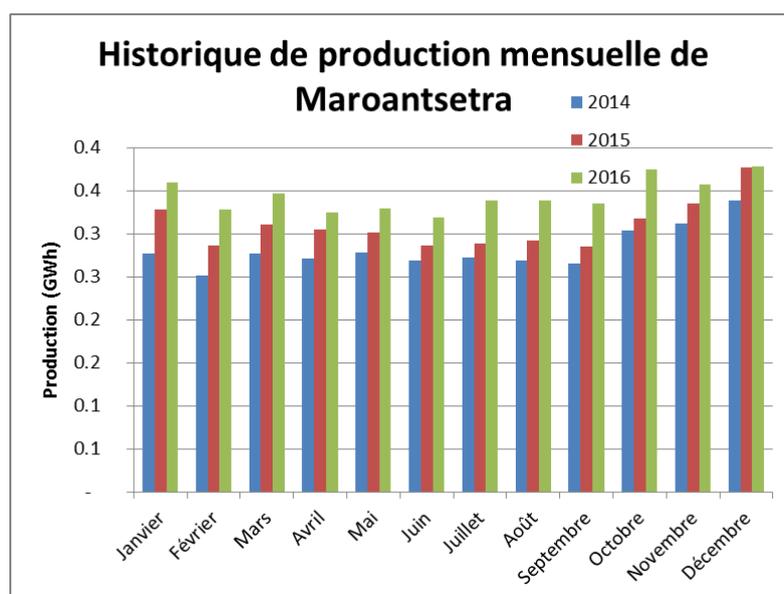


Fig. 27. Historique de production mensuelle de la centrale de Maroantsetra

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. Cette centrale n'était plus disponible en 2019 et 2020.

La centrale d'Ihosy est exploitée par Erma et alimente le centre isolé Jirama du même nom, avec deux turbines d'une puissance de 0.35MW. Sa production moyenne annuelle sur les années 2014 à 2016 est de 575 MWh.

5.2.2. Centrales existantes thermiques

5.2.2.1. CONTRATS D'ACHAT

Les informations suivantes ont été fournies au Consultant par la JIRAMA concernant les contrats :

- Les prix d'achats pour le thermique HFO varient entre 0.18 USD/kWh et 0.22 USD/kWh
- Pour les contrats Take Or Pay, la JIRAMA doit acheter auprès du producteur l'énergie correspondante à l'utilisation d'un pourcentage de la puissance installée (ce pourcentage varie selon les contrats, entre 60 et 80%). Si ce seuil n'est pas atteint, la JIRAMA achète alors la différence au prix de l'énergie (entre 0.03 et 0.08 USD/kWh).

5.2.2.2. RI TANA

Le tableau ci-après récapitule les moyens de production thermiques actuels alimentant le Réseau Interconnecté d'Antananarivo. On comptabilise 176.8 MW disponibles, dont 176 MW fonctionnant au HFO.

Tabl. 19 - Caractéristiques des centrales thermiques existantes sur le RI Tana

| | Mode Exploitation | Propriétaires | Comb | Mise en Service | Puissance installée (kW) 2020 | Puissance disponible (kW) 2020 |
|-------------------|----------------------|------------------------|------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Thermiques | | | | | 208 000 | 176 800 |
| Ambalavato 1 | JIR | JIRAMA | GO | 1967 | 4 000 | 800 |
| CT Antsirabe 2 | JIR | JIRAMA | GO | 1982 | - | - |
| AGGREKO 1 | LOC | AGGREKO AB | GO | 2 012 | - | - |
| AGGREKO 2 | LOC | AGGREKO AB | GO | 2 015 | - | - |
| AGGREKO Tana Nord | LOC | AGGREKO TN | GO | 2 012 | - | - |
| HFF Abola | LOC | HENRI FRAISE FILS & CI | GO | 2 004 | - | - |
| AFL Behenry | LOC | AF POWER LIMITED B | GO | 2 015 | - | - |
| AFL Abola | LOC | AF POWER LIMITED A | GO | 2 015 | - | - |
| EDM Abe | LOC | ELECTRICITE DE MADAG | GO | - | - | - |
| SMTP Abe | LOC | FIRST ENERGY | GO | 2 015 | - | - |
| Ambo/la Jir | JIR | JIRAMA | HFO | 2 009 | - | - |
| Symbion | ACH | SYMBION POWER | HFO | 2 008 | 41 000 | 27 500 |
| Jovenna TAC | ACH | JOVENA TAC | HFO | 2 017 | 40 000 | 34 000 |
| AKSAF HFO | ACH | AKSAF POWER LIMITED | HFO | 2 017 | 66 000 | 60 000 |
| Jovenna HFO | ACH | JOVENA AGGREKO | HFO | 2 017 | 25 000 | 25 000 |
| Vespower 04 | ACH | VESPOWER | HFO | 1982 | 7 000 | 6 000 |
| CT Abola 2 | ACH | AKSAF POWER LIMITED | HFO | 2 009 | 25 000 | 23 500 |

5.2.2.3. RI TOAMASINA

Le tableau ci-après récapitule les moyens de production thermiques actuels alimentant le Réseau Interconnecté de Toamasina. On comptabilise 31.75 MW disponibles, presque exclusivement en HFO (0.75MW de gazole).

Tabl. 20 - Caractéristiques des centrales thermiques existantes sur le RI Toamasina

| | Mode Exploitation | Propriétaires | Comb | Mise en Service | Puissance installée (kW) 2020 | Puissance disponible (kW) 2020 |
|-------------------|----------------------|---------------|------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Thermiques | | | | | 64 650 | 31 750 |
| Toamasina III | JIR | JIRAMA | GO | 2 014 | 1 200 | 750 |
| Toamasina IV | JIR | JIRAMA | HFO | 2 009 | 12 500 | 10 000 |
| ENL GO 02 | LOC | ENELEC | GO | 2 014 | - | - |
| ENL HFO 02 | LOC | ENELEC | HFO | 2 008 | 44 650 | 15 500 |
| Vespower 02 | ACH | VESPOWER | HFO | 2 009 | 6 000 | 5 500 |
| JIR 02 | JIR | JIRAMA | GO | 2 016 | 300 | - |

5.2.2.4. RI FIANARANTSOA

Le tableau ci-après récapitule les moyens de production thermiques actuels alimentant le Réseau Interconnecté de Fianarantsoa. On comptabilise 8 MW disponibles, exclusivement en gazole.

Tabl. 21 - Caractéristiques des centrales thermiques existantes sur le RI Fianorantsoa

| | Mode Exploitation | Propriétaires | Comb | Mise en Service | Puissance installée (kW) 2020 | Puissance disponible (kW) 2020 |
|-------------------|-------------------|-----------------|------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Thermiques | | | | | 21 927 | 8 050 |
| 0103 | JIR | JIRAMA | GO | 1972 | 1 445 | - |
| 0511 | JIR | JIRAMA | GO | 2 002 | 1 600 | 800 |
| 2329 | JIR | JIRAMA | GO | 2 009 | 850 | - |
| L 24229 | LOC | ENELEC | GO | 2 013 | 1 200 | 750 |
| L 24333 | LOC | ENELEC | GO | 2 016 | 1 034 | - |
| L 24329 | LOC | ENELEC | GO | 2 016 | 1 034 | - |
| L 24330 | LOC | ENELEC | GO | 2 016 | - | - |
| L 24284 | LOC | FIRST ENERGY | GO | 2 015 | 1 088 | - |
| L 24285 | LOC | FIRST ENERGY | GO | 2 015 | 1 088 | - |
| L 24286 | LOC | FIRST ENERGY | GO | 2 015 | 1 088 | - |
| HFF RIF | LOC | HENRI FRAISE FI | GO | 2 019 | 11 500 | 6 500 |

5.2.3. Autres énergies renouvelables

Actuellement, la place des autres énergies renouvelables reste faible dans le mix de production de Madagascar. Nous notons toutefois que ce secteur est en développement, avec une puissance installée de 26 MW en 2020 contre 7 kW en 2018. Cela représente environ 3% de la puissance installée. Les centrales photovoltaïques ont été pour la plupart installées entre 2018 et 2020.

- La centrale photovoltaïque d'Ambatolampy a été mise en service en Juin 2018 avec une puissance installée de 20 MWc et une production moyenne de 30.9 GWh en 2020.

Le graphique ci-après en récapitule la production mensuelle de 2018 à 2020 :

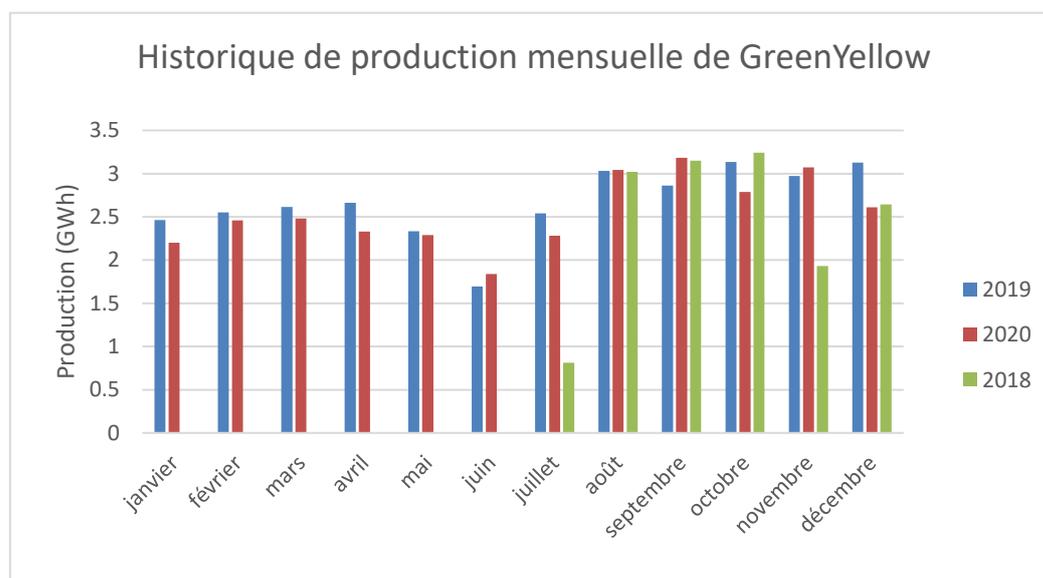


Fig. 28. Historique de production mensuelle de la centrale solaire de Green Yellow

- La centrale photovoltaïque de Ouest Manandona a été mise en service en mars 2020 avec une puissance installée de 1 MWc, avec une production moyenne de 0.92 GWh en 2020. La puissance de cette centrale doit passer à 5 MWc en 2022.
- La centrale photovoltaïque de Betainomby (RI Toamasina) a été mise en service en août 2020 avec une puissance installée de 2 MWc, une production moyenne de 1.25 GWh en 2020.
- La centrale photovoltaïque de Toliary a été mise en service en décembre 2020 avec une puissance installée de 2.9 MWc.

5.3. LES PROJETS DE CENTRALES

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.

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.

- L'extension de la centrale solaire de Green Yellow, 20 MWc, programmée pour 2022
- Centrale hydroélectrique de Mahitsy 28 MW, programmé pour 2021
- Quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka, de 33.2 MW, programmé pour 2022
- Centrale de Sahofika de 192 MW prévue pour 2026
- Centrale de Volobe de 121 MW prévue pour 2025
- Centrale de Mandraka 3 de 5 MW, projet hybride avec 1 MW de production solaire, prévue en 2023.

Des projets d'hybridation de centrales thermiques sont prévus sur les réseaux de Toamasina et Fianarantsoa :

- Hybridation de la centrale ENELEC qui se trouve dans le RIT. La puissance contractuelle actuelle de cette centrale est de 32 MW. Le Consultant n'a pas connaissance de la puissance prévue pour la centrale solaire, mais il n'y aura pas de

modification de la puissance contractuelle achetée par la JIRAMA. La mise en service est prévue pour 2022.

- Hybridation de la centrale HFF qui se trouve dans le RIF. La puissance contractuelle actuelle de cette centrale est de 6 MW. Le Consultant n'a pas connaissance de la puissance prévue pour la centrale solaire, mais il n'y aura pas de modification de la puissance contractuelle achetée par la JIRAMA. La mise en service est prévue pour 2022.

5.3.2.1. EXTENSION DE LA CENTALE SOLAIRE DE GREEN YELLOW

Les caractéristiques principales de la centrale solaire de Green Yellow sont identiques à ceux de la centrale existante. L'extension de Green Yellow permettra d'augmenter la puissance installée de 20 MWc à 40 MWc et donc de doubler la puissance disponible. Une batterie d'une puissance de l'ordre de quelques MW sera ajoutée à cette centrale. Cette batterie sera utilisée afin de compenser les variations de production de la centrale solaire.

Les caractéristiques sont rappelées dans les tableaux suivants :

Tabl. 22 - Caractéristiques de la centrale solaire de GreenYellow

Centrale Solaire de GreenYellow

| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
|--|--------------------------------|-----------------------|
| Type | Photovoltaïque | |
| Puissance installée (MW) | 20 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 31.3 | |
| Durée des travaux (ans) | | |
| Date de mise en service prévisionnelle | 2022 | |
| Avancement des études | En etude | |
| 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. 23 - Productible centrale solaire de Green Yellow : source : document Production 16.5

| | J | F | M | A | M | J | J | A | S | O | N | D | Annuel |
|------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------|
| Production (GWh) | 2,3 | 2,5 | 2,6 | 2,5 | 2,3 | 1,8 | 2,4 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 2,8 | 31.3 |

5.3.2.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MAHITSY

Les travaux de construction ont débuté en novembre 2017, la centrale devrait être mise en service en 2021. La puissance initiale de la centrale de 22 MW a été augmentée à 28 MW.

Tabl. 24 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mahitsy

| | | |
|---------------------------------------|-----------|--|
| Nom de la centrale | Mahitsy | Commentaire |
| Statut | Programmé | En construction |
| Centrales Antécédentes | Non | |
| Projets incompatibles | Non | |
| Nombre de phases de développement | 1 | |
| Année de mise en service | 2 021 | |
| Durée de vie économique | 50 ans | |
| Puissance Max disponible (MW) | 28 | |
| Puissance garantie (MW) | 7.52 | Calcul ARTELIA |
| Cout de chaque phase de developpement | 70 | Avec les coûts de raccordement |
| Cout d'exploitation et de maintenance | 1.5% | Donnée ARTELIA, par soucis d'homogénéité |
| Taux de disponibilité | 97% | Donnée ARTELIA, par soucis d'homogénéité |

Afin d'être cohérent avec les autres projets hydroélectriques, la durée de vie, les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que le taux de disponibilité ont été réévalué par rapport aux données fournies par le constructeur.

La production présente la répartition mensuelle suivante.

Tabl. 25 - Productible centrale de Mahitsy : source : document Production 16.5

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 25,7 | 19 |
| Février | 28 | 24 | 25,6 | 17 |
| Mars | 31 | 24 | 25,7 | 19 |
| Avril | 30 | 24 | 23,8 | 17 |
| Mai | 31 | 24 | 16,4 | 12 |
| Juin | 30 | 24 | 12,8 | 9 |
| Juillet | 31 | 24 | 11,4 | 9 |
| Août | 31 | 24 | 9,4 | 7 |
| Septembre | 30 | 24 | 8,4 | 6 |
| Octobre | 31 | 24 | 7,3 | 5 |
| Novembre | 30 | 24 | 11,4 | 8 |
| Décembre | 31 | 24 | 25,2 | 19 |
| Annuel | 365 | 288 | | 147,7 |

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 25,7 | 19 |
| Février | 28 | 24 | 25,7 | 17 |
| Mars | 31 | 24 | 25,8 | 19 |
| Avril | 30 | 24 | 23,0 | 17 |
| Mai | 31 | 24 | 12,0 | 9 |
| Juin | 30 | 24 | 8,90 | 6 |
| Juillet | 31 | 24 | 8,50 | 6 |
| Août | 31 | 24 | 5,80 | 4 |
| Septembre | 30 | 24 | 4,30 | 3 |
| Octobre | 31 | 24 | 3,90 | 3 |
| Novembre | 30 | 24 | 11,0 | 8 |
| Décembre | 31 | 24 | 12,0 | 9 |
| Annuel | 365 | 288 | | 121 |

5.3.2.3. 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. 26 - 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 (m ³ /s) | 15 | |
| Module de la rivière (m ³ /s) | 50 | |
| Puissance installée (MW) | 33.2 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 102 | recalculé par Artelia |
| Puissance garantie (MW) | | |
| Durée des travaux (ans) | 2 | |
| Date de mise en service | 2022 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 24.9 | 33 million d'euros en 2018 |
| 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. L'étude de réseau faite dans le cadre de la version initiale du PDMC en 2018 avait confirmé cette hypothèse.

La valeur moyenne de la production d'énergie, tout comme sa répartition mensuelle sur l'année a été calculée par ARTELIA et a été reprise dans le document Production 16.5 fourni lors de la collecte de données.

Tabl. 27 - Production mensuelle du quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka source : Document Production 16.5

Productible Année Sèche

| | | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | Nb de Jours | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | - | 0 |
| Février | 28 | 24 | 19,3 | 13 |
| Mars | 31 | 24 | 6,1 | 5 |
| Avril | 30 | 24 | - | 0 |
| Mai | 31 | 24 | - | 0 |
| Juin | 30 | 24 | - | 0 |
| Juillet | 31 | 24 | - | 0 |
| Août | 31 | 24 | - | 0 |
| Septembre | 30 | 24 | - | 0 |
| Octobre | 31 | 24 | - | 0 |
| Novembre | 30 | 24 | - | 0 |
| Décembre | 31 | 24 | - | 0 |
| Annuel | 365 | 288 | | 18 |

Productible Année Moyenne

| | | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | Nb de Jours | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 11,8 | 9 |
| Février | 28 | 24 | 12,1 | 8 |
| Mars | 31 | 24 | 12,1 | 9 |
| Avril | 30 | 24 | 12,8 | 9 |
| Mai | 31 | 24 | 13,4 | 10 |
| Juin | 30 | 24 | 13,4 | 10 |
| Juillet | 31 | 24 | 13,1 | 10 |
| Août | 31 | 24 | 12,9 | 10 |
| Septembre | 30 | 24 | 11,5 | 8 |
| Octobre | 31 | 24 | 9,1 | 7 |
| Novembre | 30 | 24 | 9,0 | 6 |
| Décembre | 31 | 24 | 8,5 | 6 |
| Annuel | 365 | 288 | | 102 |

5.3.2.4. 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. 28 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 1)

Sahofika phase 1

| Caractéristiques | Valeur | Commentaire |
|-------------------------------------|---|---|
| Type | Hydro avec régulation saisonnière | 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 | (Pinstallée : 205 MW, Pmax disponible au poste : 192 MW) |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 1650 | |
| Puissance garantie à 95% (MW) | 130 | 168 MW garantis sur 24 h et 198.7 MW sur 5h. |
| Durée des travaux (ans) | 4,5 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2026 | Liée à la mise en service de la ligne 220 kV Antsirabe – Tana Sud 3 |
| Avancement des études | AVP démarré | |
| cout du projet (Million d'euros) | 588 | inclus ligne (37.2M€) et route d'accès (28M€) |
| Prix de cession de l'électricité | 10 c€/kWh pour l'énergie garantie (1500 GWh) 3 c€/kWh pour l'énergie secondaire (150 GWh en moyenne) | Tarif communiqué par le MEH. |
| Raccordement au réseau | RI Tana | Poste de Tana Sud 3 |
| Mode de développement | IPP | |
| Source de données | Développeur | |

Un point de vigilance est apporté sur la date de mise en service au plus tôt de cette centrale. En effet, la mise en service de la ligne 220 kV Antsirabe – Tana Sud 3 est nécessaire afin d'évacuer l'énergie produite par cette centrale.

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

Tabl. 29 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 1) – Source : Document développeur transféré par mail le 14/06/2021

| Année sèche | <u>BASE</u> | | | |
|---------------|-------------|------------------|---------|----------|
| | Nb de Jours | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 189.5 | 141 |
| Février | 28 | 24 | 189.0 | 127 |
| Mars | 31 | 24 | 189.5 | 141 |
| Avril | 30 | 24 | 188.9 | 136 |
| Mai | 31 | 24 | 188.2 | 140 |
| Juin | 30 | 24 | 187.5 | 135 |
| Juillet | 31 | 24 | 182.8 | 136 |
| Août | 31 | 24 | 186.8 | 139 |
| Septembre | 30 | 24 | 184.7 | 133 |
| Octobre | 31 | 24 | 150.5 | 112 |
| Novembre | 30 | 24 | 97.2 | 70 |
| Décembre | 31 | 24 | 184.1 | 137 |
| <u>Annuel</u> | 365 | | | 1547 |
| | | | | |
| Année Moyer | <u>BASE</u> | | | |
| | Nb de Jours | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 190.9 | 142 |
| Février | 28 | 24 | 193.5 | 130 |
| Mars | 31 | 24 | 190.9 | 142 |
| Avril | 30 | 24 | 191.7 | 138 |
| Mai | 31 | 24 | 190.9 | 142 |
| Juin | 30 | 24 | 191.7 | 138 |
| Juillet | 31 | 24 | 189.5 | 141 |
| Août | 31 | 24 | 189.5 | 141 |
| Septembre | 30 | 24 | 190.3 | 137 |
| Octobre | 31 | 24 | 182.8 | 136 |
| Novembre | 30 | 24 | 173.6 | 125 |
| Décembre | 31 | 24 | 185.5 | 138 |
| <u>Annuel</u> | 365 | | | 1650 |

Tabl. 30 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 1) dans le cas d'une exploitation en pointe – Source : calcul ARTELIA

| Année sèche | BASE | | | | POINTE | | | TOT |
|---------------|-------------|------------------|---------|----------------|--------------------|-----------|--------------|----------------|
| | Nb de Jours | Durée de la base | MW Base | GWh base | Durée de la pointe | MW Pointe | GWh pointe | GWh |
| Janvier | 31 | 19 | 187.1 | 110.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 141.0 |
| Février | 28 | 19 | 186.4 | 99.2 | 5 | 198.7 | 27.8 | 127.0 |
| Mars | 31 | 19 | 187.1 | 110.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 141.0 |
| Avril | 30 | 19 | 186.3 | 106.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 136.0 |
| Mai | 31 | 19 | 185.4 | 109.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 140.0 |
| Juin | 30 | 19 | 184.6 | 105.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 135.0 |
| Juillet | 31 | 19 | 178.6 | 105.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 136.0 |
| Août | 31 | 19 | 183.7 | 108.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 139.0 |
| Septembre | 30 | 19 | 181.0 | 103.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 133.0 |
| Octobre | 31 | 19 | 137.9 | 81.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 112.0 |
| Novembre | 30 | 19 | 70.5 | 40.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 70.0 |
| Décembre | 31 | 19 | 180.3 | 106.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 137.0 |
| Annuel | 365 | | | 1 184.4 | | | 362.6 | 1 547.0 |
| Année Moyer | BASE | | | | POINTE | | | TOT |
| | Nb de Jours | Durée de la base | MW Base | GWh base | Durée de la pointe | MW Pointe | GWh pointe | GWh |
| Janvier | 31 | 19 | 188.8 | 111.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 142.0 |
| Février | 28 | 19 | 192.1 | 102.2 | 5 | 198.7 | 27.8 | 130.0 |
| Mars | 31 | 19 | 188.8 | 111.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 142.0 |
| Avril | 30 | 19 | 189.8 | 108.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 138.0 |
| Mai | 31 | 19 | 188.8 | 111.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 142.0 |
| Juin | 30 | 19 | 189.8 | 108.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 138.0 |
| Juillet | 31 | 19 | 187.1 | 110.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 141.0 |
| Août | 31 | 19 | 187.1 | 110.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 141.0 |
| Septembre | 30 | 19 | 188.1 | 107.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 137.0 |
| Octobre | 31 | 19 | 178.6 | 105.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 136.0 |
| Novembre | 30 | 19 | 167.0 | 95.2 | 5 | 198.7 | 29.8 | 125.0 |
| Décembre | 31 | 19 | 182.0 | 107.2 | 5 | 198.7 | 30.8 | 138.0 |
| Annuel | 365 | | | 1 287.4 | | | 362.6 | 1 650.0 |

5.3.2.5. 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.

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

| <i>Volobe amont</i> | | |
|--|-------------------------------|---|
| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
| Type | Hydro | Seuil déversant avec régulation journalière (2.5 Mm ³) |
| Chute (m) | 116 | |
| Débit nominal (m3/s) | 126 | |
| Module de la rivière (m3/s) | 103 | |
| Puissance installée (MW) | 121 | + 1.5 MW centrale de débit réservé |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 769 | +4GWh centrale de débit réservé |
| Puissance garantie (MW) | 121 MW | (39.6 MW sur 24 h) |
| Durée des travaux (mois) | 36 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2025 | |
| Avancement des études | APS | |
| coût du projet (Million d'euros) Phase 1 | 268,6 | Développement et construction (excluant les provisions pour risques, taxes, infrastructures associés et frais sociaux environnementaux) |
| Prix de cession de l'électricité | 9.17 c€/kWh | Tarif moyen sur les années 2025 à 2035 d'après les données communiquées par le MEH. |
| 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.

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

Tabl. 32 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Volobe amont (mode exploitation base)- Source : Développeur

| Productible Année Sèche | | | | | |
|-------------------------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 71,6 | | | 53,3 | 53,30 |
| Février | 113,2 | | | 76,1 | 76,10 |
| Mars | 79,6 | | | 59,2 | 59,20 |
| Avril | 75,4 | | | 54,3 | 54,30 |
| Mai | 50,4 | | | 37,5 | 37,50 |
| Juin | 43,8 | | | 31,5 | 31,50 |
| Juillet | 70,6 | | | 52,5 | 52,50 |
| Août | 74,5 | | | 55,4 | 55,40 |
| Septembre | 38,9 | | | 28,0 | 28,00 |
| Octobre | 37,9 | | | 28,2 | 28,20 |
| Novembre | 36,3 | | | 26,1 | 26,10 |
| Décembre | 90,2 | | | 67,1 | 67,10 |
| Annuel | | | | 569,2 | 569,2 |

| Productible Année Moyenne | | | | | |
|---------------------------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 113,2 | | | 84,2 | 84,20 |
| Février | 102,4 | | | 68,8 | 68,80 |
| Mars | 113,2 | | | 84,2 | 84,20 |
| Avril | 104,4 | | | 75,2 | 75,20 |
| Mai | 91,0 | | | 67,7 | 67,70 |
| Juin | 89,9 | | | 64,7 | 64,70 |
| Juillet | 89,9 | | | 66,9 | 66,90 |
| Août | 76,5 | | | 56,9 | 56,90 |
| Septembre | 52,8 | | | 38,0 | 38,00 |
| Octobre | 48,1 | | | 35,8 | 35,80 |
| Novembre | 49,3 | | | 35,5 | 35,50 |
| Décembre | 92,5 | | | 68,8 | 68,80 |
| Annuel | | | | 746,7 | 746,7 |

Il a été confirmé que l'ouvrage de Volobe pouvait avoir un mode d'exploitation en pointe. Afin de montrer l'intérêt économique du mode d'exploitation en pointe, le Consultant étudiera les deux projets suivants :

- L'ouvrage de Volobe amont est exploité en pointe (exploitation similaire à celle prévue dans le PDMC 2018)
- L'ouvrage de Volobe amont est exploité en base

Les tableaux suivants récapitulent la répartition de la production mensuelle de la centrale de Volobe amont lorsque celle-ci est exploitée en pointe :

Tabl. 33 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Volobe amont (mode exploitation pointe)– Source : PDMC 2018

| Productible Année Sèche | | | | |
|-------------------------|---------|----------|-----------|------------|
| | MW Base | GWh base | MW Pointe | GWh pointe |
| Janvier | 46.9 | 27.6 | 120 | 18.6 |
| Février | 108.3 | 57.6 | 120 | 16.8 |
| Mars | 58.8 | 34.6 | 120 | 18.6 |
| Avril | 54.5 | 31.1 | 120 | 18.0 |
| Mai | 21.2 | 12.5 | 120 | 18.6 |
| Juin | 14.7 | 8.4 | 120 | 18.0 |
| Juillet | 43.7 | 25.7 | 120 | 18.6 |
| Août | 51.4 | 30.3 | 120 | 18.6 |
| Septembre | 8.5 | 4.8 | 120 | 18.0 |
| Octobre | 7.4 | 4.4 | 120 | 18.6 |
| Novembre | 5.6 | 3.2 | 120 | 18.0 |
| Décembre | 69.5 | 40.9 | 120 | 18.6 |
| Annuel | | 281.1 | | 219.0 |

| Productible Année Moyenne | | | | |
|---------------------------|---------|----------|-----------|------------|
| | MW Base | GWh base | MW Pointe | GWh pointe |
| Janvier | 120.0 | 70.7 | 120 | 18.6 |
| Février | 120.0 | 63.8 | 120 | 16.8 |
| Mars | 120.0 | 70.7 | 120 | 18.6 |
| Avril | 109.4 | 62.4 | 120 | 18.0 |
| Mai | 73.2 | 43.1 | 120 | 18.6 |
| Juin | 69.3 | 39.5 | 120 | 18.0 |
| Juillet | 72.2 | 42.5 | 120 | 18.6 |
| Août | 72.8 | 42.9 | 120 | 18.6 |
| Septembre | 53.8 | 30.7 | 120 | 18.0 |
| Octobre | 38.0 | 22.4 | 120 | 18.6 |
| Novembre | 37.5 | 21.3 | 120 | 18.0 |
| Décembre | 67.4 | 39.7 | 120 | 18.6 |
| Annuel | | 549.7 | | 219.0 |

5.3.2.6. MANDRAKA 3

Le projet de Mandraka 3 sur la Mandraka est développé en EPC + F. Ce sera une centrale au fil de l'eau, avec une centrale solaire de 1 MWc. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 34 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mandraka 3

| <u>Mandraka 3</u> | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|--|
| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
| Type | Hydro | Fil de l'eau, mutualisation avec Mandraka 1 + PV (1MW) |
| Chute (m) | | |
| Débit nominal (m3/s) | | |
| Module de la rivière (m3/s) | | |
| Puissance installée (MW) | 5,2 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 33,96 | |
| Puissance garantie (MW) | 3.2 | |
| Durée des travaux (mois) | 25 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2023 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 39,94 | |
| Prix de cession de l'électricité | | |
| Raccordement au réseau | RI Tana | |
| Mode de développement | EPC + F | |
| Source de données | Développeur + Calculs Artelia | |

La répartition mensuelle de la production hydroélectrique de Mandraka 3 est récapitulée dans le tableau ci-après.

Tabl. 35 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Mandraka 3 – Source Développeur et document Production 16.5

| Productible Année Sèche | | | | | |
|---|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 2,80 | | | 2,1 | 2,1 |
| Février | 3,10 | | | 2,1 | 2,1 |
| Mars | 3,20 | | | 2,4 | 2,4 |
| Avril | 3,70 | | | 2,7 | 2,7 |
| Mai | 3,50 | | | 2,6 | 2,6 |
| Juin | 3,30 | | | 2,4 | 2,4 |
| Juillet | 3,40 | | | 2,5 | 2,5 |
| Août | 3,50 | | | 2,6 | 2,6 |
| Septembre | 3,40 | | | 2,4 | 2,4 |
| Octobre | 3,40 | | | 2,5 | 2,5 |
| Novembre | 2,90 | | | 2,1 | 2,1 |
| Décembre | 2,80 | | | 2,1 | 2,1 |
| Annuel | | | | | 28,5 |
| Productible Année Moyenne (attention productible total) | | | | | |
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 3,2 | | | 2,4 | 2,4 |
| Février | 3,5 | | | 2,4 | 2,4 |
| Mars | 3,6 | | | 2,7 | 2,7 |
| Avril | 4,1 | | | 3,0 | 3,0 |
| Mai | 4,0 | | | 3,0 | 3,0 |
| Juin | 3,7 | | | 2,7 | 2,7 |
| Juillet | 3,8 | | | 2,8 | 2,8 |
| Août | 4,0 | | | 3,0 | 3,0 |
| Septembre | 3,9 | | | 2,8 | 2,8 |
| Octobre | 3,8 | | | 2,8 | 2,8 |
| Novembre | 3,8 | | | 2,7 | 2,7 |
| Décembre | 3,2 | | | 2,4 | 2,4 |
| Annuel | | | | 34,0 | |

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. 36 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Antetezambato

| <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 tot | 2026 | |
| Avancement des études | Pré faisabilité | |
| cout du projet (Million d'euros) | 339 | Incl. Ligne de transport (75 M€) |
| 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. Cela donne un coût du projet de 339 million d'euros.

Les résultats du PDMC 2018 estimaient que la mise en service de la ligne Antsirabe – Tana Sud 3 serait réalisée en 2022. Les dernières informations obtenues par le Consultant semblent suggérer une mise en service de la ligne en 2026. Il est important de noter que la mise en service de la centrale d'Antetezambato est liée à la mise en service de la ligne Antsirabe – Tana Sud 3. Un retard dans le projet de la ligne Antsirabe – Tana Sud 3 engendrerait donc un retard pour la mise en service de la centrale d'Antetezambato.

Tabl. 37 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Antetazambato : Source Document Production 16.5

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 106,7 | 79 |
| Février | 28 | 24 | 138,6 | 93 |
| Mars | 31 | 24 | 122,2 | 91 |
| Avril | 30 | 24 | 104,6 | 75 |
| Mai | 31 | 24 | 71,6 | 53 |
| Juin | 30 | 24 | 56,0 | 40 |
| Juillet | 31 | 24 | 48,2 | 36 |
| Août | 31 | 24 | 49,8 | 37 |
| Septembre | 30 | 24 | 37,0 | 27 |
| Octobre | 31 | 24 | 33,4 | 25 |
| Novembre | 30 | 24 | 83,1 | 60 |
| Décembre | 31 | 24 | 138,6 | 103 |
| Annuel | 365 | 288 | | 720 |

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 138,6 | 103 |
| Février | 28 | 24 | 138,6 | 93 |
| Mars | 31 | 24 | 138,6 | 103 |
| Avril | 30 | 24 | 138,6 | 100 |
| Mai | 31 | 24 | 105,6 | 79 |
| Juin | 30 | 24 | 87,3 | 63 |
| Juillet | 31 | 24 | 81,2 | 60 |
| Août | 31 | 24 | 73,0 | 54 |
| Septembre | 30 | 24 | 60,0 | 43 |
| Octobre | 31 | 24 | 57,0 | 42 |
| Novembre | 30 | 24 | 88,9 | 64 |
| Décembre | 31 | 24 | 138,6 | 103 |
| Annuel | 365 | 288 | | 908 |

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. 38 - Caractéristiques du projet d'extension de la centrale hydroélectrique d'Antetazambato

Antetazambato extension

| 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 | 2028 | |
| 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 | Etude SOGEA | |

Tabl. 39 - Production mensuelle de l'extension de la centrale hydroélectrique d'Antetезambato : Source Document Production 16.5

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 44,2 | 33 |
| Février | 28 | 24 | 57,4 | 39 |
| Mars | 31 | 24 | 50,6 | 38 |
| Avril | 30 | 24 | 43,3 | 31 |
| Mai | 31 | 24 | 29,6 | 22 |
| Juin | 30 | 24 | 23,2 | 17 |
| Juillet | 31 | 24 | 20,0 | 15 |
| Août | 31 | 24 | 20,6 | 15 |
| Septembre | 30 | 24 | 15,3 | 11 |
| Octobre | 31 | 24 | 13,8 | 10 |
| Novembre | 30 | 24 | 34,4 | 25 |
| Décembre | 31 | 24 | 57,4 | 43 |
| Annuel | 365 | 288 | | 298 |

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 54,2 | 40 |
| Février | 28 | 24 | 54,2 | 36 |
| Mars | 31 | 24 | 54,2 | 40 |
| Avril | 30 | 24 | 54,2 | 39 |
| Mai | 31 | 24 | 46,6 | 35 |
| Juin | 30 | 24 | 38,8 | 28 |
| Juillet | 31 | 24 | 36,2 | 27 |
| Août | 31 | 24 | 32,5 | 24 |
| Septembre | 30 | 24 | 26,3 | 19 |
| Octobre | 31 | 24 | 24,9 | 19 |
| Novembre | 30 | 24 | 39,4 | 28 |
| Décembre | 31 | 24 | 54,2 | 40 |
| Annuel | 365 | 288 | | 375,8 |

5.3.3.2. EXTENSION DE LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SAHOFIKA (PHASE 2)

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

Tabl. 40 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 2)

Sahofika phase 2

| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
|-------------------------------------|-----------------------------------|---|
| Type | Hydro avec régulation saisonnière | 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) | 95 | (Puissance Sahofika 1 et 2 : 300 MW) |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 596.7 | Production Sahofika 1 et 2 : 2249 GWh) |
| Puissance garantie à 95% (MW) | | |
| Durée des travaux (ans) | | |
| Date de mise en service au plus tot | 2028 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 120 | |
| Prix de cession de l'électricité | | Considéré identique à celui de Sahofika |
| 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. 41 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Sahofika (Phase 2) – Source : Document Production 16.5

| Productible Année Sèche | | | | |
|-------------------------|---------|-----------|------------|---------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) |
| Janvier | 50.4 | | | 37.5 |
| Février | 52.0 | | | 34.9 |
| Mars | 69.1 | | | 51.4 |
| Avril | 66.1 | | | 47.6 |
| Mai | 11.1 | | | 8.3 |
| Juin | 2.6 | | | 1.9 |
| Juillet | 6.0 | | | 4.4 |
| Août | 1.7 | | | 1.3 |
| Septembre | - | | | - |
| Octobre | - | | | - |
| Novembre | 5.3 | | | 3.8 |
| Décembre | 21.3 | | | 15.9 |
| Annuel | | | | 207.0 |

| Productible Année Moyenne | | | | |
|---------------------------|---------|-----------|------------|---------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) |
| Janvier | 74.3 | | | 55.3 |
| Février | 72.7 | | | 48.8 |
| Mars | 74.3 | | | 55.3 |
| Avril | 74.2 | | | 53.4 |
| Mai | 87.9 | | | 65.4 |
| Juin | 101.1 | | | 72.8 |
| Juillet | 101.3 | | | 75.4 |
| Août | 99.1 | | | 73.7 |
| Septembre | 29.4 | | | 21.2 |
| Octobre | - | | | - |
| Novembre | - | | | - |
| Décembre | 101.3 | | | 75.4 |
| Annuel | | | | 596.7 |

5.3.3.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE RANOMAFANA

Le projet de Ranomafana sur l’Ikopa est développé en EPC par Sinohydro.

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

Tabl. 42 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Ranomafana

| <u>Ranomafana</u> | | |
|-------------------------------------|----------------------------|--|
| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
| Type | Hydro | Régulation journalière (3 mètres de marnage, 240 Mm3 volume total) |
| Chute (m) | 53 | |
| Débit nominal (m3/s) | 140 | Calcul Artelia |
| Module de la rivière (m3/s) | 116 | |
| Puissance installée (MW) | 64 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 311 | |
| Puissance garantie (MW) | 14,6 | |
| Durée des travaux (mois) | 48 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2026 | |
| Avancement des études | Faisabilité | |
| cout du projet (Million d'euros) | 212 | (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 + PDMC 2018 | |

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

Tabl. 43 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Ranomafana – Source : Développeur

| Productible Année Sèche | | | | | |
|-------------------------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 17,3 | | | 12,9 | 12,87 |
| Février | 15,8 | | | 10,6 | 10,62 |
| Mars | 17,0 | | | 12,6 | 12,65 |
| Avril | 12,2 | | | 8,8 | 8,78 |
| Mai | 8,2 | | | 6,1 | 6,10 |
| Juin | 6,1 | | | 4,4 | 4,39 |
| Juillet | 5,5 | | | 4,1 | 4,09 |
| Août | 4,9 | | | 3,6 | 3,65 |
| Septembre | 4,9 | | | 3,5 | 3,53 |
| Octobre | 4,9 | | | 3,6 | 3,65 |
| Novembre | 7,9 | | | 5,7 | 5,69 |
| Décembre | 13,4 | | | 10,0 | 9,97 |
| Annuel | | | | 86,0 | 86,0 |

| Productible Annee Moyenne | | | | | |
|---------------------------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 63.5 | | | 47.2 | 47.24 |
| Février | 63.5 | | | 42.7 | 42.67 |
| Mars | 63.5 | | | 47.2 | 47.24 |
| Avril | 56.6 | | | 40.8 | 40.75 |
| Mai | 32.5 | | | 24.2 | 24.18 |
| Juin | 24.7 | | | 17.8 | 17.78 |
| Juillet | 21.8 | | | 16.2 | 16.22 |
| Août | 19.1 | | | 14.2 | 14.21 |
| Septembre | 16.2 | | | 11.7 | 11.66 |
| Octobre | 15.3 | | | 11.4 | 11.38 |
| Novembre | 27.6 | | | 19.9 | 19.87 |
| Décembre | 59.6 | | | 44.3 | 44.34 |
| Annuel | | | | 337.6 | 337.6 |

5.3.3.4. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANTAFOFO

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

Tabl. 44 - 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 (ans) | 3 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2030 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 490 | 333 million d'euros en 2009 + 86.4 million d'euros pour le raccordement, actualisé à 490 million d'euros |
| 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.

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

Tabl. 45 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Antafofo – Source : Document Production 16.5

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 125,1 | 93 |
| Février | 28 | 24 | 125,1 | 84 |
| Mars | 31 | 24 | 125,1 | 93 |
| Avril | 30 | 24 | 125,1 | 90 |
| Mai | 31 | 24 | 125,1 | 93 |
| Juin | 30 | 24 | 111,7 | 80 |
| Juillet | 31 | 24 | 107,5 | 80 |
| Août | 31 | 24 | 91,6 | 68 |
| Septembre | 30 | 24 | 81,6 | 59 |
| Octobre | 31 | 24 | 79,2 | 59 |
| Novembre | 30 | 24 | 125,1 | 90 |
| Décembre | 31 | 24 | 125,1 | 93 |
| Annuel | 365 | 288 | | 983 |

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 147,8 | 110 |
| Février | 28 | 24 | 147,3 | 99 |
| Mars | 31 | 24 | 147,8 | 110 |
| Avril | 30 | 24 | 147,2 | 106 |
| Mai | 31 | 24 | 147,8 | 110 |
| Juin | 30 | 24 | 147,2 | 106 |
| Juillet | 31 | 24 | 147,8 | 110 |
| Août | 31 | 24 | 130,4 | 97 |
| Septembre | 30 | 24 | 106,9 | 77 |
| Octobre | 31 | 24 | 107,5 | 80 |
| Novembre | 30 | 24 | 147,2 | 106 |
| Décembre | 31 | 24 | 147,8 | 110 |
| Annuel | 365 | 288 | | 1221 |

5.3.3.5. 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. 46 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Lohavanana

Lohavanana

| Caractéristique | 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 | 2030 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 460 | 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 2018 à 450 millions d'euros pour l'aménagement, actualisé à 460 million d'euros. Cette estimation de coût inclue la connexion au réseau.

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

Tabl. 47 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Lohavanana – Source : Document Production 16.5

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 113,7 | 85 |
| Février | 28 | 24 | 113,7 | 76 |
| Mars | 31 | 24 | 113,7 | 85 |
| Avril | 30 | 24 | 113,7 | 82 |
| Mai | 31 | 24 | 89,9 | 67 |
| Juin | 30 | 24 | 75,5 | 54 |
| Juillet | 31 | 24 | 82,3 | 61 |
| Août | 31 | 24 | 66,2 | 49 |
| Septembre | 30 | 24 | 49,5 | 36 |
| Octobre | 31 | 24 | 42,6 | 32 |
| Novembre | 30 | 24 | 66,0 | 48 |
| Décembre | 31 | 24 | 113,7 | 85 |
| Annuel | 365 | 288 | | 759 |

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 114,2 | 85 |
| Février | 28 | 24 | 113,1 | 76 |
| Mars | 31 | 24 | 114,2 | 85 |
| Avril | 30 | 24 | 113,9 | 82 |
| Mai | 31 | 24 | 114,2 | 85 |
| Juin | 30 | 24 | 113,9 | 82 |
| Juillet | 31 | 24 | 110,2 | 82 |
| Août | 31 | 24 | 95,4 | 71 |
| Septembre | 30 | 24 | 73,6 | 53 |
| Octobre | 31 | 24 | 65,9 | 49 |
| Novembre | 30 | 24 | 113,9 | 82 |
| Décembre | 31 | 24 | 114,2 | 85 |
| Annuel | 365 | 288 | | 917 |

5.3.3.6. 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. 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. Puisqu'il n'y a pas eu de nouvelles études, nous proposons de rester sur le dimensionnement du PDMC de 2018 (300 MW en deux phases), tout en étudiant la possibilité d'une variante avec un suréquipement à 400 MW en sensibilité.

Tabl. 48 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Mahavola pour 300 MW

| <i>Mahavola</i> | | |
|---|--|---|
| Caractéristique | 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 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 1870 | |
| Puissance garantie (MW) | | |
| Durée des travaux (ans) | 6 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2032 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 480 million d'euros en 2018 pour la phase 1 130 million d'euros en 2018 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 | |

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.

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

Tabl. 49 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Mahavola (équipée à 300 MW) Source : Calculs ARTELIA, PDMC

| Année sèche | | | | |
|-------------|---------|----------|-----------|------------|
| | MW Base | GWh base | MW Pointe | GWh pointe |
| Janvier | 193.9 | 114.2 | 296.8 | 46.0 |
| Février | 193.1 | 102.7 | 300.0 | 42.0 |
| Mars | 193.9 | 114.2 | 296.8 | 46.0 |
| Avril | 193.1 | 110.0 | 300.0 | 45.0 |
| Mai | 153.1 | 90.2 | 296.8 | 46.0 |
| Juin | 152.7 | 87.0 | 300.0 | 45.0 |
| Juillet | 73.4 | 43.2 | 290.3 | 45.0 |
| Août | 73.4 | 43.2 | 290.3 | 45.0 |
| Septembre | 42.2 | 24.0 | 293.3 | 44.0 |
| Octobre | 41.3 | 24.3 | 290.3 | 45.0 |
| Novembre | 88.4 | 50.4 | 293.3 | 44.0 |
| Décembre | 88.0 | 51.8 | 290.3 | 45.0 |
| Annuel | | 855.4 | | 538.0 |

| Année Moyenne | | | | |
|---------------|---------|----------|-----------|------------|
| | MW Base | GWh base | MW Pointe | GWh pointe |
| Janvier | 295.4 | 174.0 | 296.8 | 46.0 |
| Février | 295.1 | 157.0 | 300.0 | 42.0 |
| Mars | 295.4 | 174.0 | 296.8 | 46.0 |
| Avril | 294.7 | 168.0 | 300.0 | 45.0 |
| Mai | 236.0 | 139.0 | 296.8 | 46.0 |
| Juin | 236.8 | 135.0 | 300.0 | 45.0 |
| Juillet | 118.8 | 70.0 | 290.3 | 45.0 |
| Août | 118.8 | 70.0 | 290.3 | 45.0 |
| Septembre | 71.9 | 41.0 | 293.3 | 44.0 |
| Octobre | 71.3 | 42.0 | 290.3 | 45.0 |
| Novembre | 140.4 | 80.0 | 293.3 | 44.0 |
| Décembre | 139.2 | 82.0 | 290.3 | 45.0 |
| Annuel | | 1 332.0 | | 538.0 |

Les caractéristiques principales du projet de Mahavola, avec une puissance installée de 400 MW, sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Mahavola

| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
|-----------------------------------|--------|---|
| Type | Hydro | Régulation saisonnière (1.2 milliard de m3) |
| Chute (m) | 230 | |
| Débit nominal (m3/s) | 221,6 | |
| Module de la rivière (m3/s) | 184 | |
| Puissance installée (MW) | 400 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 2309 | |

| | | |
|---|--|--|
| Durée des travaux (ans) | 6 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2032 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 567 pour la phase 1 137 pour la phase 2 | |
| Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh) | | |
| Raccordement au réseau | RI Tana | |
| Mode de développement | | |
| Source de données | Calcul ARTELIA | |

Par rapport au projet de 300 MW, le projet de Mahavola avec une puissance de 400 MW représente un surcoût de 94 M€, avec un gain de productible annuel de l'ordre de 400 GWh, mais aussi une plus grande capacité à déplacer l'énergie vers la pointe, et donc à augmenter son ratio Energie de pointe/Energie de base. Le logiciel d'optimisation permettra d'étudier l'intérêt d'augmenter l'énergie de pointe malgré le surcoût dû au suréquipement.

5.3.3.7. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE TALAVIANA

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

Tabl. 50 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Talaviana

| <i>Talaviana</i> | | |
|-------------------------------------|---|---|
| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
| Type | Hydro | Petit réservoir pour pointe journalière |
| Chute (m) | 120 | |
| Débit nominal (m3/s) | 15 | |
| Module de la rivière (m3/s) | 39 | |
| Puissance installée (MW) | 21 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 143 | |
| Puissance garantie (MW) | 9.6 | |
| Durée des travaux (mois) | 24 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2027 | Estimation du consultant au vu de l'avancée du projet |
| Avancement des études | Préfaisabilité | |
| cout du projet (Million d'euros) | 52 | |
| Prix de cession de l'électricité | | |
| Raccordement au réseau | RI Tana | |
| Mode de développement | | |
| Source de données | Préfaisabilité Holcim + estimation cout du barrage Artelia + Données développeur | |

Les coûts de l'ouvrage ont été estimés en prenant en compte les chiffres provenant de la préfaisabilité 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. 51 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Talaviana
Source : Production 16.5

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 21,0 | 16 |
| Février | 28 | 24 | 21,0 | 14 |
| Mars | 31 | 24 | 21,0 | 16 |
| Avril | 30 | 24 | 21,0 | 15 |
| Mai | 31 | 24 | 15,1 | 11 |
| Juin | 30 | 24 | 15,1 | 11 |
| Juillet | 31 | 24 | 9,3 | 7 |
| Août | 31 | 24 | 9,3 | 7 |
| Septembre | 30 | 24 | 5,2 | 4 |
| Octobre | 31 | 24 | 5,3 | 4 |
| Novembre | 30 | 24 | 15,7 | 11 |
| Décembre | 31 | 24 | 15,7 | 12 |
| Annuel | 365 | 288 | | 127 |

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 21,0 | 16 |
| Février | 28 | 24 | 21,0 | 14 |
| Mars | 31 | 24 | 21,0 | 16 |
| Avril | 30 | 24 | 21,0 | 15 |
| Mai | 31 | 24 | 19,2 | 14 |
| Juin | 30 | 24 | 13,9 | 10 |
| Juillet | 31 | 24 | 11,8 | 9 |
| Août | 31 | 24 | 10,8 | 8 |
| Septembre | 30 | 24 | 9,9 | 7 |
| Octobre | 31 | 24 | 10,3 | 8 |
| Novembre | 30 | 24 | 15,3 | 11 |
| Décembre | 31 | 24 | 21,0 | 16 |
| Annuel | 365 | 288 | | 143 |

5.3.3.8. 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. 52 - 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) | 7 | Puissance garantie 24 h |
| Durée des travaux (ans) | 3 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2028 | Estimation du consultant au vu de l'avancée du projet |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 93.1 | (101.6 Million US\$ en 2015). |
| Prix de cession de l'électricité | | |
| Raccordement au réseau | RI Tana | |

| | | |
|-----------------------|--|--|
| Mode de développement | | |
|-----------------------|--|--|

Les estimations de coûts ont été mises à jour et proviennent de l'étude TRACTEBEL de 2015.

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

Tabl. 53 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Tsinjoarivo - Source : Calculs ARTELIA, PDMC

| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
|-----------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| Janvier | 19,2 | | | 14,3 | 14,28 |
| Février | 19,5 | | | 13,1 | 13,10 |
| Mars | 19,5 | | | 14,5 | 14,51 |
| Avril | 16,4 | | | 11,8 | 11,81 |
| Mai | 9,4 | | | 7,0 | 6,99 |
| Juin | 7,9 | | | 5,7 | 5,69 |
| Juillet | 8,6 | | | 6,4 | 6,40 |
| Août | 9,5 | | | 7,1 | 7,07 |
| Septembre | 7,1 | | | - | - |
| Octobre | 6,7 | | | - | - |
| Novembre | 14,9 | | | 10,7 | 10,73 |
| Décembre | 19,5 | | | 14,5 | 14,51 |
| Annuel | | | | 105,1 | 105,1 |

| Productible Année Moyenne | | | | | |
|---------------------------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 19.5 | | | 14.5 | 14.51 |
| Février | 19.5 | | | 13.1 | 13.10 |
| Mars | 19.5 | | | 14.5 | 14.51 |
| Avril | 19.5 | | | 14.0 | 14.04 |
| Mai | 16.7 | | | 12.4 | 12.42 |
| Juin | 11.9 | | | 8.6 | 8.57 |
| Juillet | 10.9 | | | 8.1 | 8.11 |
| Août | 9.8 | | | 7.3 | 7.29 |
| Septembre | 7.3 | | | 5.3 | 5.26 |
| Octobre | 6.6 | | | 4.9 | 4.91 |
| Novembre | 15.1 | | | 10.9 | 10.87 |
| Décembre | 19.5 | | | 14.5 | 14.51 |
| Annuel | | | | 128.1 | 128.1 |

5.3.3.9. 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. 54 - 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) | 15 | |
| Module de la rivière (m3/s) | 19,8 | |
| Puissance installée (MW) | 12 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 70 | |
| Puissance garantie (MW) | 6.3 | |
| 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. 55 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Namorona 2.
Source Document production 16.5

Productible Année Sèche

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 4,9 | 4 |
| Février | 28 | 24 | 6,3 | 5 |
| Mars | 31 | 24 | 7,8 | 6 |
| Avril | 30 | 24 | 8,9 | 7 |
| Mai | 31 | 24 | 10,5 | 8 |
| Juin | 30 | 24 | 7,9 | 6 |
| Juillet | 31 | 24 | 5,5 | 4 |
| Août | 31 | 24 | 5,3 | 4 |
| Septembre | 30 | 24 | 8,2 | 6 |
| Octobre | 31 | 24 | 5,0 | 4 |
| Novembre | 30 | 24 | 4,3 | 3 |
| Décembre | 31 | 24 | 3,3 | 2 |
| Annuel | 365 | 288 | | 57 |

Productible Année Moyenne

| | Nb de Jours | BASE | | |
|-----------|-------------|------------------|---------|----------|
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 7,6 | 6 |
| Février | 28 | 24 | 10,5 | 8 |
| Mars | 31 | 24 | 10,6 | 8 |
| Avril | 30 | 24 | 10,8 | 8 |
| Mai | 31 | 24 | 11,0 | 8 |
| Juin | 30 | 24 | 10,5 | 8 |
| Juillet | 31 | 24 | 9,9 | 7 |
| Août | 31 | 24 | 9,8 | 7 |
| Septembre | 30 | 24 | 9,7 | 7 |
| Octobre | 31 | 24 | 9,0 | 7 |
| Novembre | 30 | 24 | 7,2 | 5 |
| Décembre | 31 | 24 | 5,7 | 4 |
| Annuel | 365 | 288 | | 82 |

5.3.3.10. 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. 56 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Fanovana

| <u>Fanovana</u> | | |
|---|-----------------|-------------------------------------|
| Caractéristiques | 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 | 2027 | |
| 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. 57 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique de Fanovana-
Source : Document Production 16.5**

| Productible Année Sèche | | | | | Productible Année Moyenne | | | | |
|-------------------------|-------------|------------------|---------|----------|---------------------------|-------------|------------------|---------|----------|
| | Nb de Jours | BASE | | | | Nb de Jours | BASE | | |
| | | Durée de la base | MW Base | GWh base | | | Durée de la base | MW Base | GWh base |
| Janvier | 31 | 24 | 5,9 | 4 | Janvier | 31 | 24 | 7,1 | 5 |
| Février | 28 | 24 | 6,4 | 4 | Février | 28 | 24 | 7,7 | 5 |
| Mars | 31 | 24 | 7,1 | 5 | Mars | 31 | 24 | 8,6 | 6 |
| Avril | 30 | 24 | 6,0 | 4 | Avril | 30 | 24 | 7,2 | 5 |
| Mai | 31 | 24 | 4,8 | 4 | Mai | 31 | 24 | 5,8 | 4 |
| Juin | 30 | 24 | 4,9 | 3 | Juin | 30 | 24 | 5,8 | 4 |
| Juillet | 31 | 24 | 5,0 | 4 | Juillet | 31 | 24 | 6,0 | 5 |
| Août | 31 | 24 | 5,6 | 4 | Août | 31 | 24 | 6,9 | 5 |
| Septembre | 30 | 24 | 4,6 | 3 | Septembre | 30 | 24 | 5,6 | 4 |
| Octobre | 31 | 24 | 3,3 | 2 | Octobre | 31 | 24 | 4,0 | 3 |
| Novembre | 30 | 24 | 3,4 | 2 | Novembre | 30 | 24 | 4,2 | 3 |
| Décembre | 31 | 24 | 5,4 | 4 | Décembre | 31 | 24 | 6,5 | 5 |
| Annuel | 365 | 288 | | 46 | Annuel | 365 | 288 | | 55 |

5.3.3.11. CENTRALE HYDROELECTRIQUE D'ANKELIMAHERY – MAHITSY 2

La centrale hydroélectrique de'Ankelimahery se situe sur l'Ikopa. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 58 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique d'Ankelimahery – Mahitsy 2

Ankelimahery - Mahitsy 2

| Caractéristique | Valeur | Commentaire |
|---|-------------|----------------|
| Type | Hydro | |
| Chute (m) | | |
| Débit nominal (m3/s) | | |
| Module de la rivière (m3/s) | | |
| Puissance installée (MW) | 15,1 | |
| Production moyenne annuelle (GWh) | 70 | |
| Puissance garantie (MW) | 3.9 | |
| Durée des travaux (ans) | 3 | |
| Date de mise en service au plus tot | 2025 | |
| Avancement des études | | |
| cout du projet (Million d'euros) | 20 | Calcul ARTELIA |
| Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh) | | |
| Raccordement au réseau | RI Tana | |
| Mode de développement | | |
| Source de données | Développeur | |

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

Tabl. 59 - Production mensuelle de la centrale hydroélectrique d'Ankelimahery – Mahitsy 2- Source : Développeur

| Productible | Annee Sèche | | | | |
|-------------|-------------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 15,1 | | | 11,2 | 11,23 |
| Février | 15,1 | | | 10,1 | 10,15 |
| Mars | 15,1 | | | 11,2 | 11,23 |
| Avril | 12,0 | | | 8,6 | 8,64 |
| Mai | 5,4 | | | 4,0 | 4,02 |
| Juin | 6,2 | | | 4,5 | 4,46 |
| Juillet | 6,2 | | | 4,6 | 4,61 |
| Août | 2,9 | | | 2,2 | 2,16 |
| Septembre | 2,1 | | | 1,5 | 1,51 |
| Octobre | 2,1 | | | 1,6 | 1,56 |
| Novembre | 5,5 | | | 4,0 | 3,96 |
| Décembre | 5,9 | | | 4,4 | 4,39 |
| Annuel | | | | 67,9 | 67,9 |

| Productible Annee Moyenne | | | | | |
|---------------------------|---------|-----------|------------|---------------|-------------|
| | MW Base | MW Pointe | GWh pointe | GWh base (PI) | Gwhtot (PI) |
| Janvier | 15,1 | | | 11,2 | 11,23 |
| Février | 15,1 | | | 10,1 | 10,15 |
| Mars | 15,1 | | | 11,2 | 11,23 |
| Avril | 11,1 | | | 8,0 | 7,99 |
| Mai | 7,4 | | | 5,5 | 5,51 |
| Juin | 6,5 | | | 4,7 | 4,68 |
| Juillet | 5,5 | | | 4,1 | 4,09 |
| Août | 4,8 | | | 3,6 | 3,57 |
| Septembre | 4,3 | | | 3,1 | 3,10 |
| Octobre | 3,8 | | | 2,8 | 2,83 |
| Novembre | 5,5 | | | 4,0 | 3,96 |
| Décembre | 13,1 | | | 9,7 | 9,75 |
| Annuel | | | | 78,1 | 78,1 |

5.3.3.12. PROJETS HYDROELECTRIQUES POUR L'ALIMENTATION DES CI

A. Centrale hydroélectrique d'Ambodiroka

Le projet d'Ambodiroka sur la Betsiboka est développé en EPC par CWE. Nous n'avons pas reçu de nouvelles données concernant ce projet, et avons considéré les données datant de 2018. La date de mise en service au plus tôt de l'ouvrage a été décalé en 2025 (fin d'année) pour prendre en compte l'état d'avancement actuel du projet.

Tabl. 60 - 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 | 2025 | |
| Avancement des études | Faisabilité | |
| | | (227 million US\$ selon offre CWE datant de Décembre 2015) +21.6 million US\$ frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, d'évaluation environnementale, d'interconnexion de Majunga et les 6 réseaux centrales électriques Les coûts de la ligne de raccordement sont pris en compte dans l'évaluation économique. Ils sont estimés à 50 millions d'euros en 138 kV |
| cout du projet (Million d'euros) | 207.2 | |
| Prix de cession de l'électricité (US\$/kWh) | | |
| 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'Amboridoka vers Mahajanga estimés par le MEH à 130 million d'US\$ en 2018. 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. 61 - 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 |

B. Centrale hydroélectrique de Bevory

La centrale hydroélectrique de Bevory se situe sur la Ramena. Nous n'avons pas reçu de nouvelles données concernant ce projet, et avons considéré les données datant de 2018. La date de mise en service au plus tôt de l'ouvrage a été décalé en 2027 pour prendre en compte l'état d'avancement actuel du projet. Les caractéristiques principales du projet sont récapitulées dans le tableau ci-après.

Tabl. 62 - Caractéristiques de la centrale hydroélectrique de Bevory

| <i>Bevory</i> | | |
|---|-------------------------|--|
| Caractéristique | 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 | 2027 | |
| 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. 63 - 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 |

C. Centrale hydroélectrique de Lokoho

Nous n'avons pas reçu de nouvelles données concernant ce projet, et avons considéré les données datant de 2018. La date de mise en service au plus tôt de l'ouvrage a été décalé en 2028 pour prendre en compte l'état d'avancement actuel du projet.

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

Tabl. 64 - 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 | 2028 | |
| 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 MEH | |

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

D. Centrale hydroélectrique d'Andranomamofona

Nous n'avons pas reçu de nouvelles données concernant ce projet, et avons considéré les données datant de 2018. La date de mise en service au plus tôt de l'ouvrage a été décalé en 2028 pour prendre en compte l'état d'avancement actuel du projet.

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

Tabl. 65 - 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) | 9.0 | |
| Durée des travaux (ans) | | |
| Date de mise en service au plus tot | 2028 | |
| 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.

5.3.4. Synthèse des projets hydroélectriques

Le tableau ci-après récapitule les projets hydroélectriques programmés et candidats raccordés sur le RI.

Tabl. 66 - 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 | 28 | 85,5 | 70 | 2021 | RI Tana |
| | Andekaleka 4 | 33,2 | 102 | 24,9 | 2022 | RI Tana |
| | Sahofika | 192 | 1685 | 588 | 2026 | RI Tana |
| | Volobe | 121 | 769 | 268,6 | 2025 | RI Tana |
| | Mandraka 3 | 5,2 | 33,96 | 39,94 | 2023 | RI Tana |
| Candidats | Antetezambato | 142 | 908 | 339 | 2026 | RI Tana |
| | Antetezambato extension | 60 | 376 | 110 | 2028 | RI Tana |
| | Sahofika extension | 108 | 635 | 50 | 2028 | RI Tana |
| | Ranomafana | 64 | 311 | 210 | 2026 | RI Tana |
| | Antafofo | 160 | 1220 | 490 | 2030 | RI Tana |
| | Lohavanana | 120 | 915 | 460 | 2030 | RI Tana |
| | Mahavola | 300 | 1870 | 480 pour la phase 1 130 pour la phase 2 | 2032 | RI Tana |
| | Talaviana | 21 | 143 | 52 | 2027 | RI Tana |
| | Tsinjoarivo | 21 | 135 | 93,1 | 2028 | RI Tana |
| | Namorona 2 | 12 | 70 | 37 | 2026 | RI Fianorantsoa |
| | Fanovana | 9,2 | 62 | 22,1 | 2027 | RI Tana |
| | Ankelimahery – Mahitsy 2 | 15,1 | 70 | 20 | 2025 | RI Tana |

5.3.5. Synthèse candidates thermiques

5.3.5.1. METHODOLOGIE

Il n'y a pas de projets candidats en source thermique actuellement.

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 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.

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 5%, et les coûts des combustibles suivants :

Tabl. 67 - Coût des combustibles pris en compte (Coût fin 2020 - source Jirama)

| Calcul du cout de production thermique à Madagascar | | |
|---|------|------|
| Cout des combustibles | Ar | Euro |
| HFO (/litre) | 3130 | 0.66 |
| DIESEL (/litre) | 3386 | 0.72 |

Ces coûts fin 2020 communiqués par la JIRAMA ont été associés à un taux de change de 4714 Ariary/€ (Décembre 2020).

Nous considérons un taux d'actualisation de 5%, comme recommandé par le Joint World Bank-IMF Debt Sustainability Framework for Low-Income Countries appliqué depuis juillet 2018.

Tabl. 68 - Coût de production des centrales thermiques

| Taux d'actualisation | 5.0% | | | |
|-----------------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Paramètres | Unit | Peak | Mix | Peak |
| Combustible | | Diesel | HFO | Diesel |
| Puissance installée | MW | 20 | 40 | 20 |
| Facteur de charge | % | 20% | 80% | 5% |
| Maintenance (% de temps) | % | 9.0% | 9.0% | 9.0% |
| Indisponibilité (% de temps) | % | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| Consommation des auxiliaires | % | 4.0% | 5.0% | 4.0% |
| Production nette d'énergie | GWh | 29 | 230 | 7 |
| Discount Rate | % | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| Durée de construction | Years | 1 | 2 | 1 |
| Durée de vie économique | Years | 15 | 20 | 15 |
| Taux financier | %/Year | 6% | 6% | 6% |
| Year -4 | % | 0% | 0% | 0% |
| Year -3 | % | 0% | 0% | 0% |
| Année -2 | % | 0% | 40% | 0% |
| Année -1 | % | 100% | 60% | 100% |
| Cout d'investissement | EUR/kW | 1000 | 1200 | 1000 |
| Cout total équivalent | M EUR | 20.6 | 50.6 | 20.6 |
| Intérêts pendant la construction | % | 3% | 5% | 3% |
| Annuités | M EUR | 2.0 | 4.1 | 2.0 |
| Coûts d'O&M fixes | EUR/kW.y | 20.0 | 40.0 | 20.0 |
| Coûts d'O&M variables | EUR/MWh | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| Densité | kg/l | 0.84 | 0.93 | 0.84 |
| Consommation spécifique | g/kWh | 240 | 200 | 240 |
| Coût du combustible | EUR/kWh | 0.21 | 0.143 | 0.21 |
| Coût de l'énergie | EUR/kWh | 0.214 | 0.150 | 0.214 |
| Coût variable | EUR/kWh | 0.220 | 0.157 | 0.220 |
| Coût fixe | EUR/kWh | 0.082 | 0.025 | 0.328 |
| Coût total | EUR/kWh | 0.302 | 0.181 | 0.548 |

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.

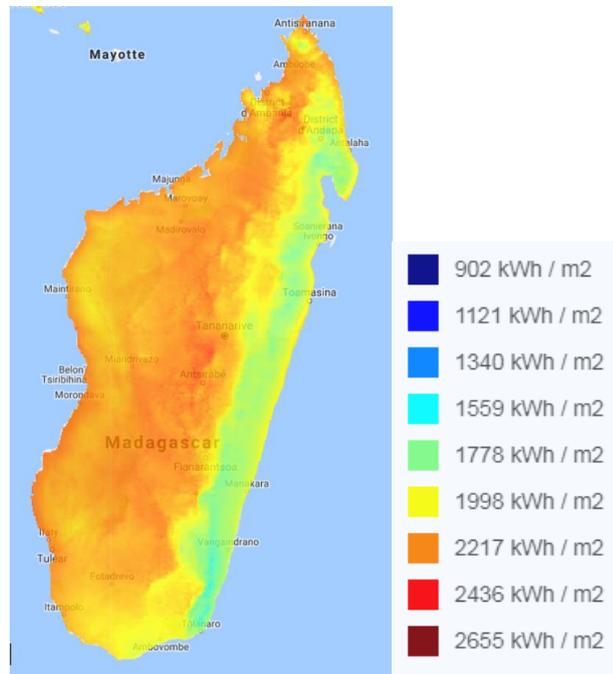


Fig. 29. Carte d'irradiation horizontale globale à Madagascar (moyenne annuelle 2005 en kWh/m²). Source : IRENA Global Atlas (HelioClim3 – GHI, MINES ParisTech)

Le développeur de la centrale de Mahitsy a indiqué développer actuellement les conceptions de deux aménagements solaires : Farahantsana PV et Ankelimahery PV. Les seules données communiquées à ce sujet sont :

- Puissance installée : 10 MW
- Productible : 22 GWh/an

Au vu de la localisation de ces projets, ils semblent judicieux d'estimer le productible de ces centrales en se basant sur l'historique de production de la centrale de Green Yellow. La production annuelle serait donc de 16 GWh, avec la même répartition mensuelle.

Tabl. 69 - Production mensuelle des centrales solaires Farahantsana et Ankelimahery – calculs ARTELIA

| | J | F | M | A | M | J | J | A | S | O | N | D | Annuel |
|------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------|
| Production (GWh) | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 0,9 | 1,2 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 16 |

N'ayant pas plus d'information sur ces projets, (validation du productible, et de sa répartition mensuelle, date de mise en service), nous n'avons pas pu les considérer parmi les projets candidats.

Pour prendre en compte le potentiel solaire restant, des projets types ont été considérés. Ces projets types sont destinés à l'alimentation en électricité du RI, et nous avons donc considéré des performances énergétiques similaires à celle de la centrale de GreenYellow existante, correspondant à une irradiation solaire typique de la zone des hauts plateaux. Nous avons considéré des projets d'une puissance de 10 ou 20 MWc, avec une date de mise en service au plus tôt en 2023. Au vu de l'avancement des projets, une mise en service antérieure

semble difficile, mais il est par contre important de mettre en service ces centrales photovoltaïques au plus tôt puisque leur intérêt est de diminuer la consommation de combustibles des centrales thermiques en attendant l'arrivée des projets hydroélectriques structurants.

L'ajout de plusieurs projets types nous permettra de quantifier l'impact sur le plan de production, et d'en déterminer le taux de pénétration optimal du solaire.

Il est par ailleurs important de noter que beaucoup des centrales hydroélectriques existantes et en projet 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 avait montré que l'intérêt économique des projets photovoltaïques était limité puisque 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 sera 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.

5.3.6.2. 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.

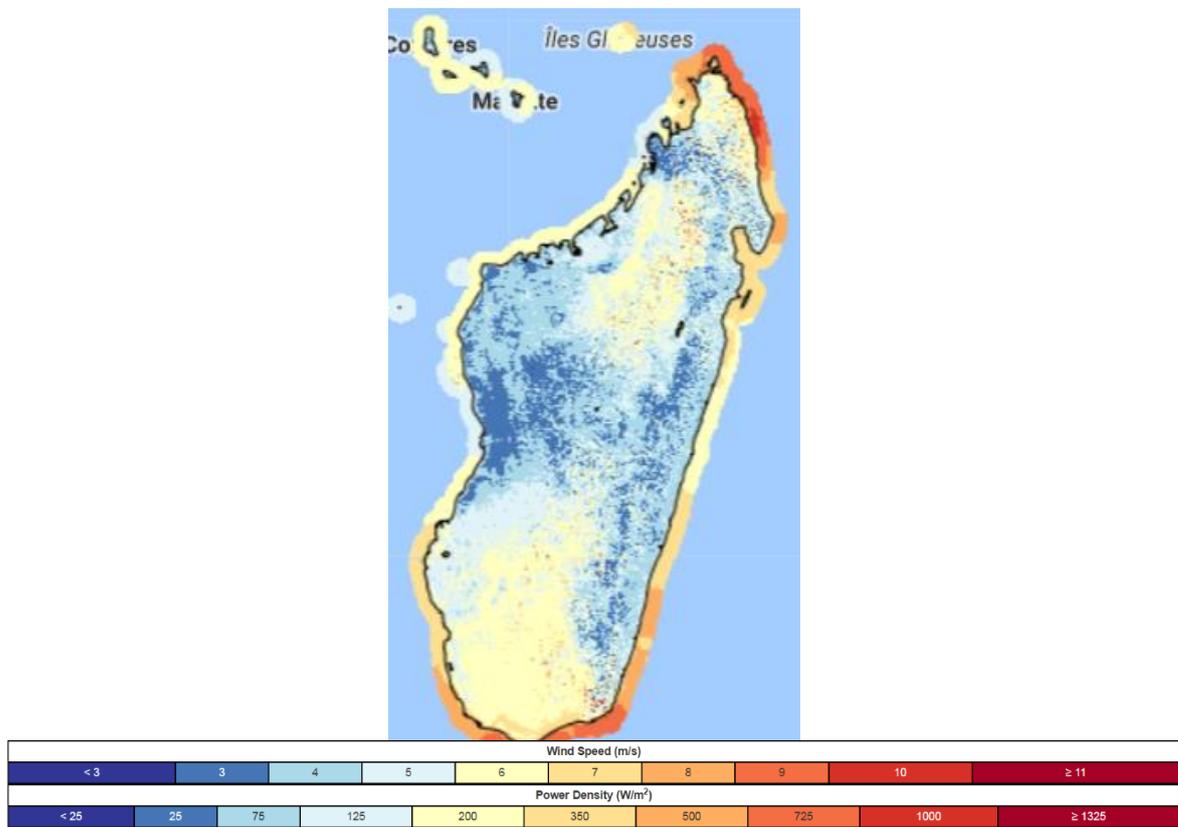


Fig. 30. Vitesse et densité de puissance du vent à 50m à Madagascar. Source : Global Wind Atlas (by DTU Wind Energy)

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.

5.3.6.3. BIOMASSE

Aucun projet Biomasse ne nous a été fourni comme candidat. L'analyse faite dans le cadre de la version initiale du PDMC montrait que tous les projets identifiés en biomasse présentaient un coût de production supérieur à 35 c€/kWh. Ainsi, pour le Plan de Développement au Moindre coût, les projets biomasse présenteront des coûts de production 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 puissance de quelques dizaines de MW. Ainsi, 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.

5.3.7. Batterie de stockage

Il est considéré la possibilité d'utiliser des batteries de stockage pour transférer l'énergie de la journée vers l'extrême pointe. En effet, si le déficit de puissance garantie en pointe ne concerne qu'une faible occurrence temporelle, il peut être intéressant de faire appel à cette technologie malgré la perte de rendement du cycle charge/décharge, plutôt que de construire des moyens de production de pointe (thermique) qui seraient sous utilisés.

La batterie serait mise à disposition du gestionnaire du réseau par une société privée qui en assure le financement, la construction et la maintenance en échange d'un loyer dans le cadre d'un contrat sur 20 ans.

La batterie considérée a les caractéristiques suivantes :

Fig. 31. Paramètres des batteries de stockage

| Batterie de stockage | |
|---------------------------|--------------------------|
| Caractéristiques | Valeurs |
| Type | Lithium-ion |
| Capacité | 20 MW / 30 MWh |
| Rendement charge/décharge | 85 % |
| Durée de vie | 20 ans |
| Coût location annuel | 73 000 €/MWh de batterie |

La capacité de la batterie dans le tableau précédent est indicative. Elle sera optimisée au stade des simulations du plan de production. En effet, l'objectif recherché est d'écarter l'extrême pointe afin de permettre d'éviter de nouveaux investissements dans des moyens de production en pointe. Cela permet d'aboutir à plusieurs dimensionnements, avec une puissance de pointe, et une capacité de stockage associée pour écarter entièrement la pointe. Les simulations du plan de production à l'aide du logiciel Hillmix permettront ensuite de déterminer quel est le dimensionnement optimal.

SECTION 3

PLAN DE DEVELOPPEMENT AU MOINDRE COUT 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.

Les investissements sont pris en compte en intégrant les frais financiers correspondant aux intérêts pendant la construction des ouvrages. Ce paramètre est important, notamment pour les centrales hydroélectriques, dont la durée de construction peut s'étaler sur plusieurs années, et pour laquelle les investissements doivent donc être réalisés bien en amont de la mise en service de l'ouvrage.

Il est également important de prendre en compte la valeur résiduelle des ouvrages, notamment pour les centrales hydroélectriques dont la durée de vie économique est de 50 ans. Pour cela, deux méthodologies équivalentes sont disponibles :

- Dans le présent plan directeur, la méthode des annuités est utilisée : on détermine le montant des annuités constantes correspondant à l'amortissement de l'investissement de l'ouvrage sur la durée de vie économique, pour un taux d'actualisation donné.
- La méthode de la valeur résiduelle, considère les investissements initiaux, et prend en compte la valeur résiduelle à la fin de la période d'étude. Celle-ci est calculée en fonction de la durée de vie économique de l'ouvrage, et pour un certain taux d'actualisation.

Les deux méthodes donnent des résultats identiques.

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) est uniquement pris en compte dans la mesure où :

- pour les projets en EPC, les investissements initiaux sont pris en compte, ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance
- pour les projets en IPP, seuls sont pris en compte les coûts fixes du contrat Take or Pay, c'est à dire le tarif de cession du kWh pour un productible garanti contractuellement, et le coût du combustible pour les centrales thermiques

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 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 monotonies 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 2021. 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.

On rappelle ci-dessous les résultats :

Tabl. 70 - 0Production requise sur le réseau interconnecté

| DEMANDE | | 2 021 | 2 022 | 2 023 | 2 024 | 2 025 | 2 026 | 2 027 | 2 028 | 2 029 | 2 030 | 2 031 | 2 032 | 2 033 | 2 034 | 2 035 |
|-----------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Scénario de référence | GWh | 1387 | 1473 | 1568 | 1906 | 2378 | 2566 | 2703 | 3081 | 3301 | 3585 | 3960 | 4272 | 4546 | 4827 | 5167 |
| | MW | 264 | 273 | 286 | 337 | 397 | 424 | 445 | 505 | 537 | 578 | 629 | 673 | 713 | 753 | 801 |
| Scénario haut | GWh | 1400 | 1589 | 1876 | 2428 | 3145 | 3527 | 3843 | 4473 | 4891 | 5320 | 5882 | 6380 | 6863 | 7375 | 7949 |
| | MW | 266 | 312 | 372 | 493 | 607 | 669 | 724 | 835 | 902 | 968 | 1042 | 1111 | 1182 | 1257 | 1341 |
| Scénario bas | GWh | 1366 | 1427 | 1497 | 1800 | 1925 | 2052 | 2166 | 2431 | 2578 | 2789 | 3048 | 3280 | 3474 | 3630 | 3759 |
| | MW | 259 | 264 | 272 | 316 | 331 | 348 | 364 | 406 | 427 | 455 | 490 | 521 | 548 | 570 | 589 |

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 SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES

L'optimisation des projets solaires est faite en considérant l'ajout de projets solaires supplémentaires par rapport à la configuration de base où l'on considère uniquement les projets existants et engagés. Plusieurs simulations sont réalisées en augmentant progressivement le nombre de projets supplémentaires, et donc la puissance de solaire ajoutée. Cela permet de quantifier l'impact sur le coût total du plan de développement, et donc de déterminer la pénétration optimale du photovoltaïque.

Les projets type ajoutés sont considérés avec une puissance similaire aux centrales existantes (de l'ordre de plusieurs dizaines de MWc) puisque cette granulométrie de projet est compatible avec les contraintes économiques des développeurs (objectif de montant d'investissement par rapport aux risques et à la rentabilité souhaitée).

Les performances énergétiques des projets solaires sans stockage destinés à l'alimentation du RI ont été estimées à un pas de temps horaire sur la base d'une simulation PV Syst pour des données d'ensoleillement correspondant à la zone d'Antanarivo. L'énergie productible a ensuite été retirée de la demande.

Cette méthodologie permet un placement très précis de l'énergie solaire et prend bien en compte les problématiques spécifiques liées à cette énergie :

- 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 calculé sur la base de données statistiques météorologiques, à un pas de temps horaire.

6.2.2.2. BATTERIE DE STOCKAGE

La précédente version du PDMC réalisée en 2018 avait permis de mettre en avant la problématique liée à la pénétration des projets photovoltaïques à Madagascar. Compte tenu des caractéristiques des ouvrages hydroélectriques du mix énergétique, le développement de projets solaires reviendrait à substituer une partie de la production de base de l'hydraulique au fil de l'eau. Il semble donc opportun de proposer des projets de batteries qui permettrait de stocker de l'énergie excédentaire au pic de production du solaire pour la déplacer pendant la pointe du soir. Les caractéristiques de ces projets de batterie de stockage ont été détaillées dans le chapitre sur la banque de projets à développer du présent rapport.

Le dimensionnement de la batterie est réalisé en écrêtant l'extrême pointe afin de permettre d'éviter de nouveaux investissements dans des moyens de production de pointe. Pour faire cela, une puissance de pointe est définie et la capacité de stockage nécessaire pour écrêter intégralement la pointe est calculée. L'optimisation des batteries est alors faite en augmentant ou diminuant progressivement la puissance de la batterie et la capacité de stockage associée, et en quantifiant l'impact sur le coût total du plan de développement.

De la même manière que pour les projets photovoltaïques, le placement des batteries de stockage est représenté très précisément en considérant leur charge (avec le rendement du cycle complet charge/décharge), et leur décharge, en modifiant directement la demande à un pas de temps horaire.

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 des ouvrages hydroélectriques.

Cout de construction des centrales hydroélectriques pour Madagascar

| Taux d'actualisation | | 5.0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|--------------|--------------|------------------|------------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| Taux financier | | 6.0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Paramètres | Unité | Existing | Decom | Mahitsy | Andekaleka 4 | Sahofika | Volobe | Ranomafana | Antezambato | Antezambato ext | Mahitsy 2 | Sahofika ext | Mahavola Phase 1 | Mahavola Phase 2 | Talaviana | Tsinjoarivo | Fanovana | Antafofo | Lohavanana | RIF | Mandraka 3 |
| Emplacement | | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Tana | RI Fiana | RI Tana |
| Capacité installée | MW | 115.5 | 24 | 28 | 33.2 | 198.7 | 121 | 64 | 142 | 60 | 15.1 | 101.3 | 150 | 150 | 21 | 21 | 9.2 | 160 | 120 | 18 | 5.2 |
| Puissance garantie 24h | MW | 86.9 | 17.3 | 7.1 | 0 | 168.2 | 46.4 | 13.6 | 54 | 23.4 | 3.7 | 0 | 32.85 | 32.85 | 9.1 | 6.5 | 4 | 102 | 65.3 | 9 | 3.2 |
| Puissance garantie 5h | MW | 86.9 | 17.3 | 7.1 | 0 | 198.7 | 120 | 13.6 | 54 | 23.4 | 3.7 | 0 | 145.15 | 145.15 | 9.1 | 6.5 | 4 | 102 | 65.3 | 9 | 3.2 |
| Production moyenne annuelle | GWh | 858 | 160.3 | 147.9 | 139.9 | 1650 | 769 | 337.6 | 908 | 376 | 70 | 635 | 936.1 | 936.1 | 143 | 135 | 61.8 | 1220 | 915 | 114.6 | 33.96 |
| Date de mise en service programmée | | | | 2 021 | 2 022 | 2 026 | 2 025 | | | | | | | | | | | | | 2 028 | 2 023 |
| Date de mise en service au plus tot | | | 2025 | | | | | 2026 | 2026 | 2028 | 2025 | 2028 | 2030 | 2030 | 2027 | 2028 | 2027 | 2030 | 2030 | | |
| Cout de construction 2021 | Million d'euros | 17.2 | 70 | 24.9 | 588 | 283.6 | 311 | 339 | 110 | 22.1 | 120 | 567 | 137 | 52 | 93.1 | 22.1 | 490 | 460 | 460 | 37 | 39.94 |
| Cout de construction par KW | k€/kW | 717 | 2500 | 750 | 2959 | 2344 | 4859 | 2387 | 1833 | 1464 | 1185 | 3780 | 913 | 2476 | 4433 | 2402 | 3063 | 3833 | 2056 | 7681 | |
| Durée de construction | Years | 1.0 | 1.8 | 2.0 | 4.5 | 3.0 | 4.0 | 3.0 | 2.0 | 4.5 | 2.0 | 6.0 | 1.5 | 2.0 | 3.0 | 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 | 50 | 50 |
| Investissement année -6 | % | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 10% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Année -5 | % | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 15% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Année -4 | % | 0% | 0% | 0% | 15% | 0% | 15% | 0% | 0% | 15% | 0% | 15% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Année -3 | % | 0% | 0% | 0% | 20% | 35% | 30% | 35% | 0% | 20% | 0% | 25% | 0% | 0% | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% |
| Année -2 | % | 0% | 50% | 50% | 30% | 35% | 35% | 35% | 50% | 30% | 50% | 25% | 40% | 50% | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% | 35% |
| Année -1 | % | 100% | 50% | 50% | 25% | 30% | 20% | 30% | 50% | 25% | 50% | 10% | 60% | 50% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% |
| Année 0 | % | 0% | 0% | 0% | 10% | 0% | 0% | 0% | 0% | 10% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Coût d'investissement (incluant intérêts pendant la construction) | Million d'euros | 17.7 | 74.2 | 26.4 | 645.2 | 310.7 | 348.0 | 371.5 | 116.6 | 24.2 | 127.3 | 670.0 | 144.4 | 55.1 | 102.0 | 24.2 | 536.9 | 504.0 | 40.5 | 43.8 | |
| Frais financiers (Intérêts pendant la construction) | % | 3% | 6% | 6% | 10% | 10% | 12% | 10% | 6% | 10% | 6% | 18% | 5% | 6% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | |
| Annuités | Million d'euros | 1.0 | 4.1 | 1.4 | 35.3 | 17.0 | 19.1 | 20.3 | 6.4 | 1.3 | 7.0 | 36.7 | 7.9 | 3.0 | 5.6 | 1.3 | 29.4 | 27.6 | 2.2 | 2.4 | |
| Coûts d'exploitation et de maintenance annuels | Million d'euros | 0.7 | 0.7 | 1.1 | 0.4 | 8.8 | 4.3 | 4.7 | 5.1 | 1.7 | 0.3 | 1.8 | 8.5 | 2.1 | 0.8 | 1.4 | 0.3 | 7.4 | 6.9 | 0.6 | 0.6 |
| Coût total | c€/kWh | 1.0 | 3.5 | 1.3 | 2.7 | 2.8 | 7.0 | 2.8 | 2.1 | 2.4 | 1.4 | 4.8 | 1.1 | 2.7 | 5.2 | 2.7 | 3.0 | 3.8 | 2.4 | 8.8 | |

Fig. 32. 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, Antelomita, Manandona, Sahanivotry et Tsiazompaniry. Il n'est pas prévu de réhabilitation de ces ouvrages à l'horizon du plan. Seules Antelomita et Manandona pourraient nécessiter une remise à neuf avant 2035, mais au vu des puissances en jeu, il a été considéré que cela pourrait se faire sans augmenter le risque de défaillance du RI.
- CH Decom (Centrales Hydroélectriques Decommissioning) : est constitué de la centrale de Mandraka. Au vu de la date de la dernière réhabilitation majeure sur cette centrale, nous avons considéré qu'il serait nécessaire de prévoir une réhabilitation/rénovation majeure à l'horizon du plan. Au vu des contraintes sur la production hydroélectrique, nous avons prévu d'attendre la mise en service d'un ouvrage hydroélectrique structurant pour ces travaux.

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 : 5 %, comme recommandé par le Joint World Bank-IMF Debt Sustainability Framework for Low-Income Countries appliqué depuis juillet 2018.
- Taux de défaillance maximum autorisé _____ 5 %
- Taux financier utilisé pour le calcul des Intérêts intercalaires pour les ouvrages dont la durée de construction est supérieure à 1 an : _____ 6% (valeur usuelle)
- Coût de défaillance _____ 1 €/kWh
- Prix du carburant Diesel et HFO : 3130 et 3386 Ariary/L respectivement.

Conditions hydrologiques : année sèche (probabilité d'occurrence de 20 %), année moyenne (probabilité de 80 %)

6.4.1. Coût de défaillance

Il est difficile d'établir un tel coût. Nous retenons la valeur de 1 €/kWh, valeur usuelle qui est bien supérieure au coût de production du kWh thermique de pointe (de l'ordre de 0.5 €/kWh, si on considère le coût de production de la Jovena TAC). 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 diesel et HFO

Les calculs ont été faits en considérant les coûts des combustibles communiqués par le groupe de travail malgache. Ce sont des coûts fin 2020, associés à un taux de change de 4714 Ariary/€ (Décembre 2020).

Tabl. 71 - Coût des combustibles pris en compte (Coûts fin 2020)

| Calcul du cout de production thermique à Madagascar | | |
|---|------|------|
| Cout des combustibles | Ar | Euro |
| HFO (/litre) | 3130 | 0.66 |
| DIESEL (/litre) | 3386 | 0.72 |

6.4.3. Coût 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 :

- Les centrales en contrat d'achat IPP sont représentées avec une durée de vie égale à la durée de leur contrat d'achat. Il a été considéré que les contrats renouvelés en 2020 avait une durée de validité de 10 ans, et pouvaient donc être remis en cause, ou prolongés à l'identique à partir de 2030.

Il a été considéré une disponibilité de 86.5% pour ces centrales. Afin de représenter précisément le fonctionnement de ces centrales en contrat take or pay, elles ont été scindées en deux parties :

1. une centrale TOP avec un coût fixe annuel correspondant au coût du Take Or Pay, et un coût variable correspondant au coût du combustible, Cette centrale a une énergie productible égale à l'énergie contractuelle du Take or Pay.
2. une centrale VAR (variable), avec un cout variable du kWh, lorsqu'on a dépassé l'énergie contractuelle, correspondant au coût fixe. Le coût est alors

composé du coût du combustible, et éventuellement d'un coût variable si prévu au contrat.

- Les centrales thermiques complémentaires (présentées dans la banque de projets à développer) ont une durée de vie de 15 ans pour les groupes de type diesel utilisés pour la pointe, et de 20 ans pour les groupes HFO. Il a été considéré une disponibilité de 86.5% pour ces centrales et un coût d'exploitation et de maintenance de 3.4 c€/kWh pour les centrales diesel et de 0.6 c€/kWh pour les centrales HFO.

6.4.4. Coût d'exploitation et maintenance, taux de disponibilité et durée de vie des installations

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. Cela signifie que le ratio débit d'équipement de la centrale/débit moyen annuel de la rivière est faible (autour de 1), et que la centrale a un temps de fonctionnement élevé sur l'année. Ainsi, les années humides n'auront que peu d'influence sur la production. Par contre les années sèches amènent une baisse de la production d'énergie, accompagné d'une baisse 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).

6.4.5. Centrales hydroélectriques développées en IPP

Les centrales hydroélectriques de Sahofika et Volobe sont considérées comme engagées dans l'optimisation du plan de production, ce qui signifie que leur mise en service est décidée, et la date de mise en service est fixée et ne sera pas optimisée par le logiciel HILLMIX. Ces deux projets sont développés en IPP, avec un contrat de type Take Or Pay. Sans prendre en compte toutes les spécificités contractuelles et financières liées à ce type de développement, il semble important de modéliser le fait que le contrat d'achat sera basé sur un engagement à acheter la totalité de l'énergie garantie, qu'elle soit consommée ou non. Cet engagement est représenté par un coût fixe annuel correspondant à un tarif de cession (coût du kWh) appliqué à la totalité de l'énergie garantie, et non pas à l'énergie placée.

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 (Plan de Développement au Moindre Coût. 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 de l'ensemble de la banque de projets établie précédemment.

Pour la présente étude, nous avons différencié le cas de base (scénario avec tous les ouvrages candidats) du PDMC que nous avons obtenu en proposant des projets types solaires et batterie de stockage supplémentaires, même s'il n'y avait pas de projets candidats identifiés, afin de déterminer la pénétration optimale de solaire.

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 mode d'exploitation, 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, et des batteries de stockage
- Demande :
 - demande basse : simulation avec un scénario moins volontariste.
 - demande haute : simulation avec un scénario plus volontariste en terme de raccordement de nouvelles communes, de taux de desserte, et sur les projets industriels.
- Influence du mode d'exploitation des ouvrages hydroélectriques
- Décalage de la date de mise en service au plus tôt des ouvrages hydroélectriques principaux (Volobe 2027, Antetezambato 2027, et Sahofika 2028)
- Décalage de 2 ans de la date de mise en service du projet de Sahofika.

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

7.2. CAS DE BASE ET CRITERES DE SENSIBILITE

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 au moindre coût a été obtenue en étudiant le bénéfice lié au développement de projets photovoltaïques supplémentaires et à la mise en place de batterie de stockage. Elle est détaillée ci-après.

Tabl. 72 - Récapitulatif de la stratégie du Plan de Développement au Moindre Coût

| | Stratégie Plan de développement au moindre Coût |
|------|--|
| 2021 | Mise en service de la centrale de Mahitsy (fin d'année) |
| 2022 | Mise en service du quatrième groupe de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka Mise en service de l'extension de Greenyellow et de Manandona |
| 2023 | Mise en service du projet hydroélectrique – solaire de Mandraka 3 Ajout d'un projet supplémentaire de solaire de 20 MWc, sans stockage Ajout d'une batterie de stockage de 20MW/40 MWh |
| 2024 | Ajout d'un projet supplémentaire de solaire de 20 MWc, sans stockage Raccordement du RIT et donc arrivée des centrales thermiques HFO du RIT (31 MW) sur le RIA |
| 2025 | Mise en service de la centrale hydroélectrique de Volobé |
| 2026 | Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sahofika Déclassement de la centrale thermique TAC Jovenna |
| 2027 | - |
| 2028 | Raccordement du RIF et donc participation des centrales de Namorona (existante) et Namorona 2 (engagée, mise en service 2025 sur le RIF) à la production du RIA |

| | |
|------|--|
| 2029 | - |
| 2030 | Mise en service de Mahavola phase 1 |
| 2031 | - |
| 2032 | Mise en service de Mahavola phase 2 |
| 2033 | - |
| 2034 | - |
| 2035 | Mise en service de Antetezambato et de son extension |

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, légèrement supérieure à 75 % aujourd'hui va augmenter fortement dès 2025 pour atteindre 96% en 2035. La part du thermique diminue de 20 % aujourd'hui pour atteindre quelques % en fin de plan. Enfin, le solaire va augmenter pour atteindre 7 % en 2024, avant de diminuer jusqu'à 3% en fin de plan suite à la mise en service des gros ouvrages hydroélectriques.

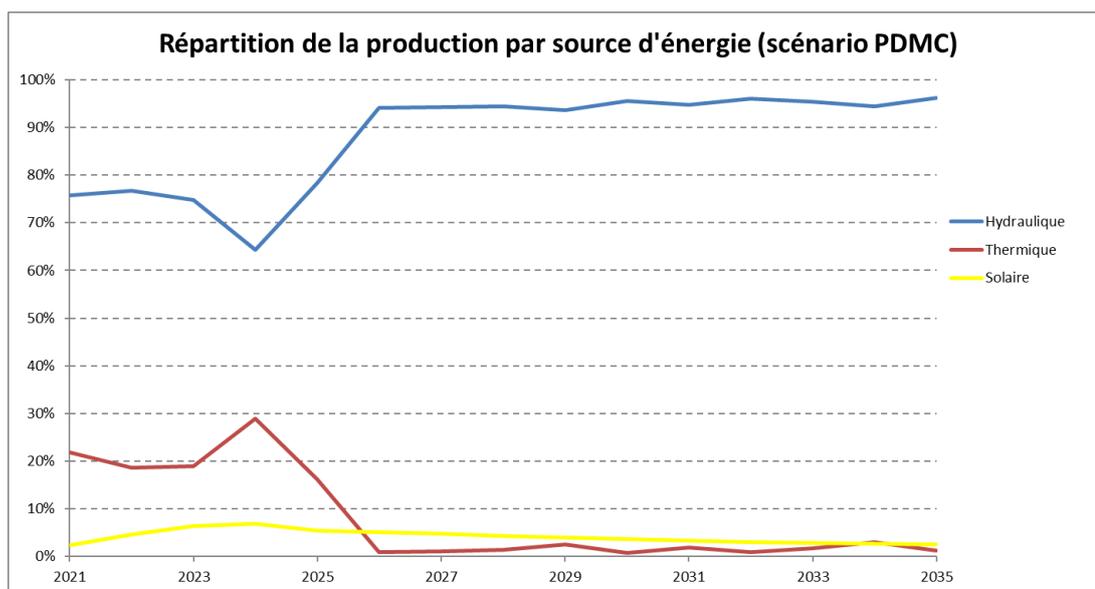


Fig. 33. Répartition de la production par source d'énergie dans le cas du PDMC

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 46 % d'hydraulique, 50 % de thermique et 4 % de solaire. A l'horizon 2035, cette tendance sera fortement modifiée, avec 80 % d'hydraulique, 14% de thermique, 5% de solaire et 1% de batterie.

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 le manque de garantie de l'hydroélectricité au fil de l'eau et du solaire.

Il est intéressant de remarquer que la mise en service de nouveaux projets solaires et d'une batterie de stockage permet d'éviter l'augmentation de la capacité de thermique en attendant la mise en service des ouvrages hydrauliques structurants. Du fait d'un coût de production plus élevé que l'hydraulique et le solaire, le thermique est utilisé essentiellement pour fournir la puissance de pointe.

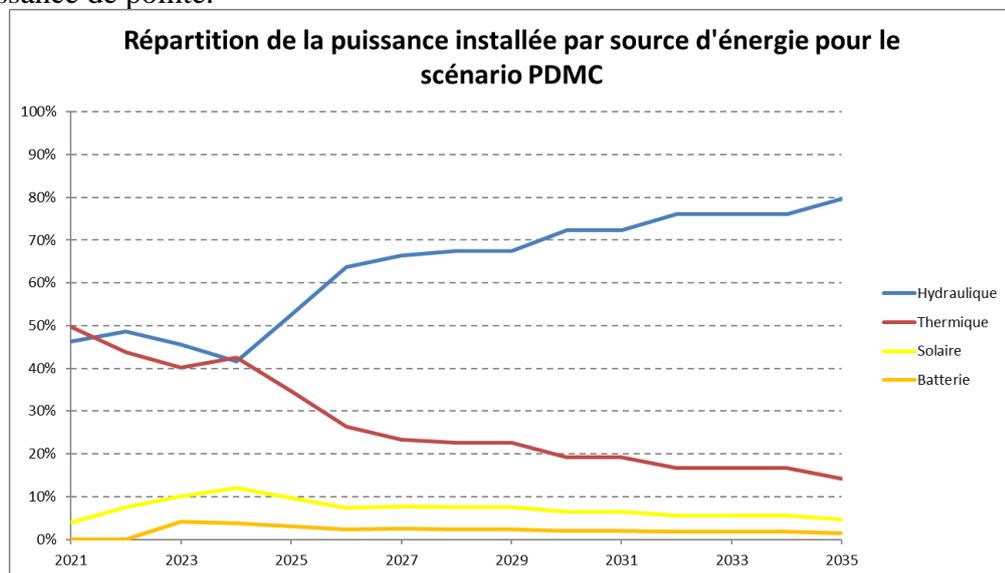


Fig. 34. Répartition de la puissance par source d'énergie dans le cas du PDMC

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 premiers 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. L'optimisation du parc de production a été faite en considérant une contrainte d'un pourcentage minimal de réserve de 10%.

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

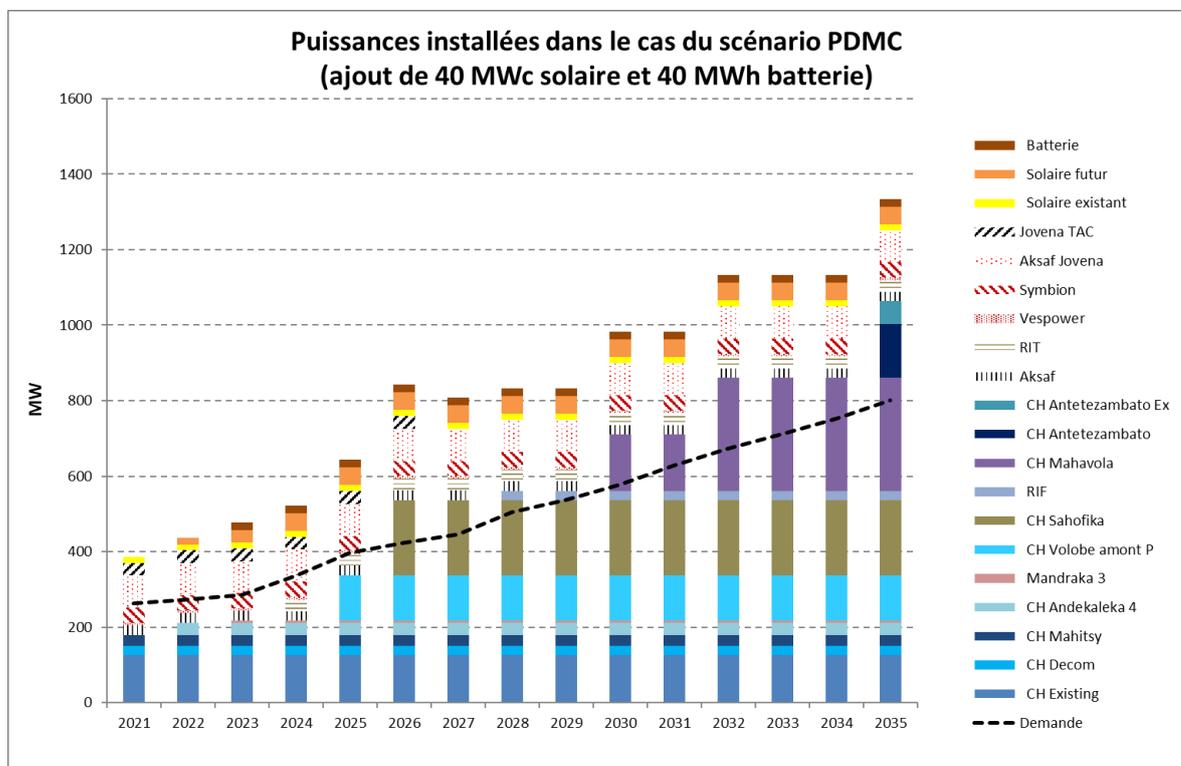


Fig. 35. Prévisions des puissances installées dans le cas du PDMC

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, de Tsiacompaniry, Antelomita, et de Manandona. Il n'est pas prévu de réhabilitation de ces ouvrages à l'horizon du plan. Seules Antelomita et Manandona pourraient nécessiter une remise à neuf avant 2035, mais au vu des puissances en jeu, il a été considéré que cela pourrait se faire sans augmenter le risque de défaillance du RI.

- Il est considéré que CH Decom, composé de Mandraka, nécessite une réhabilitation au cours du plan. L'arrivée d'un nouvel ouvrage majeur hydroélectrique en 2025 nous a poussé à attendre cette date pour prévoir la réhabilitation/rénovation de cet ouvrage.

Les résultats des calculs d'optimisation du plan de développement montrent qu'il est économique :

- De déclasser en 2027 la centrale thermique TAC Jovenna, qui présente une consommation de combustible élevée.
- De renouveler les centrales thermiques en contrat d'achat (AKSAF – Symbion – Jovena Aggreko, AKSA 60 MW, Vespower) à la fin de leur contrat actuel, en 2030. Malgré un coût fixe important, ces centrales permettent d'attendre la mise en service des ouvrages hydrauliques structurants à partir de 2025, puis elles permettent ensuite de répondre à la demande de pointe.

Grâce à la mise en service de projets solaires supplémentaires (40 MWc, pour atteindre 85 MWc au total), et d'une batterie de stockage de 20 MW, 40 MWh il n'est pas nécessaire de prévoir la mise en service de nouveaux groupes thermiques à l'horizon du plan.

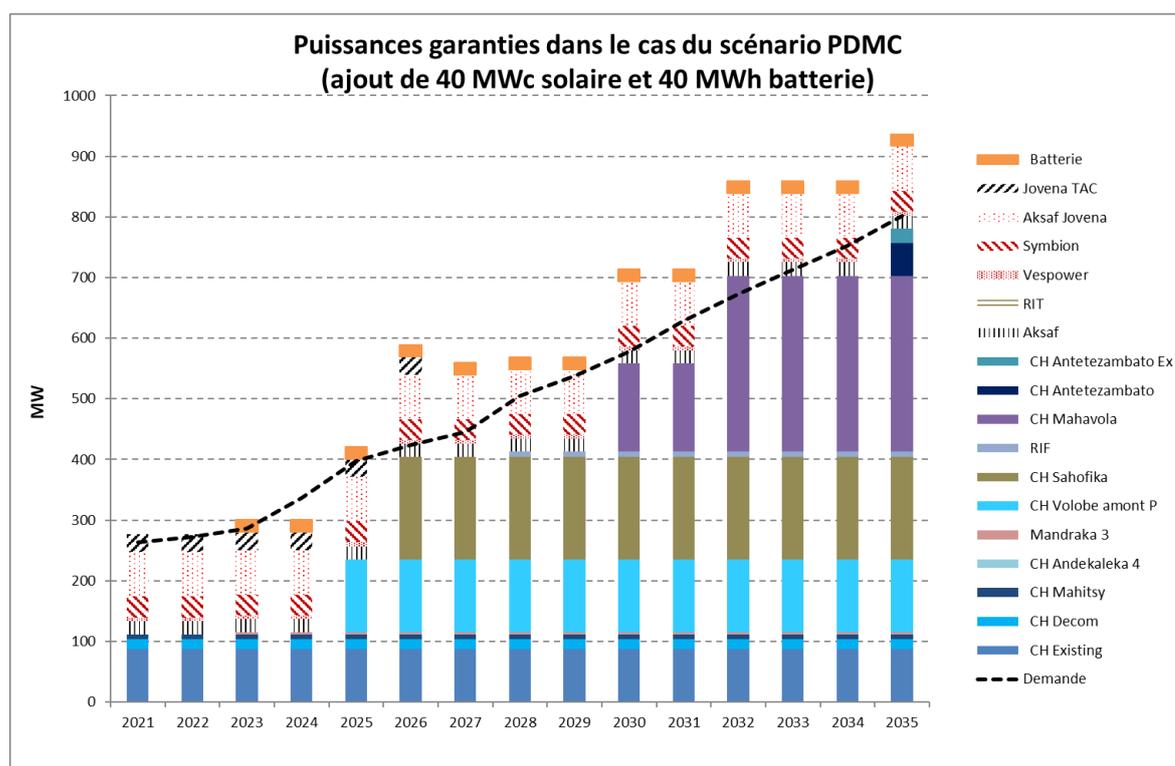


Fig. 36. Prévion des puissances garanties en pointe dans le cas du PDMC

Le graphique ci-dessus montre que la puissance garantie en heure de pointe est toujours supérieure à la demande sauf en 2024 où on aperçoit une défaillance de l'ordre de 10 MW en pointe, et 9 GWh, ce qui représente 0.5% de défaillance en énergie. En effet, l'optimisation a été faite en imposant un taux de réserve minimal de 10% sur la puissance

garantie, sauf sur la période 2021 – 2024, où la contrainte sur la production est encore trop importante en attendant l’arrivée des ouvrages hydrauliques structurants.

La valeur de puissance garantie indiquée prend en compte 20% de probabilité d’avoir une hydraulité sèche. 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.

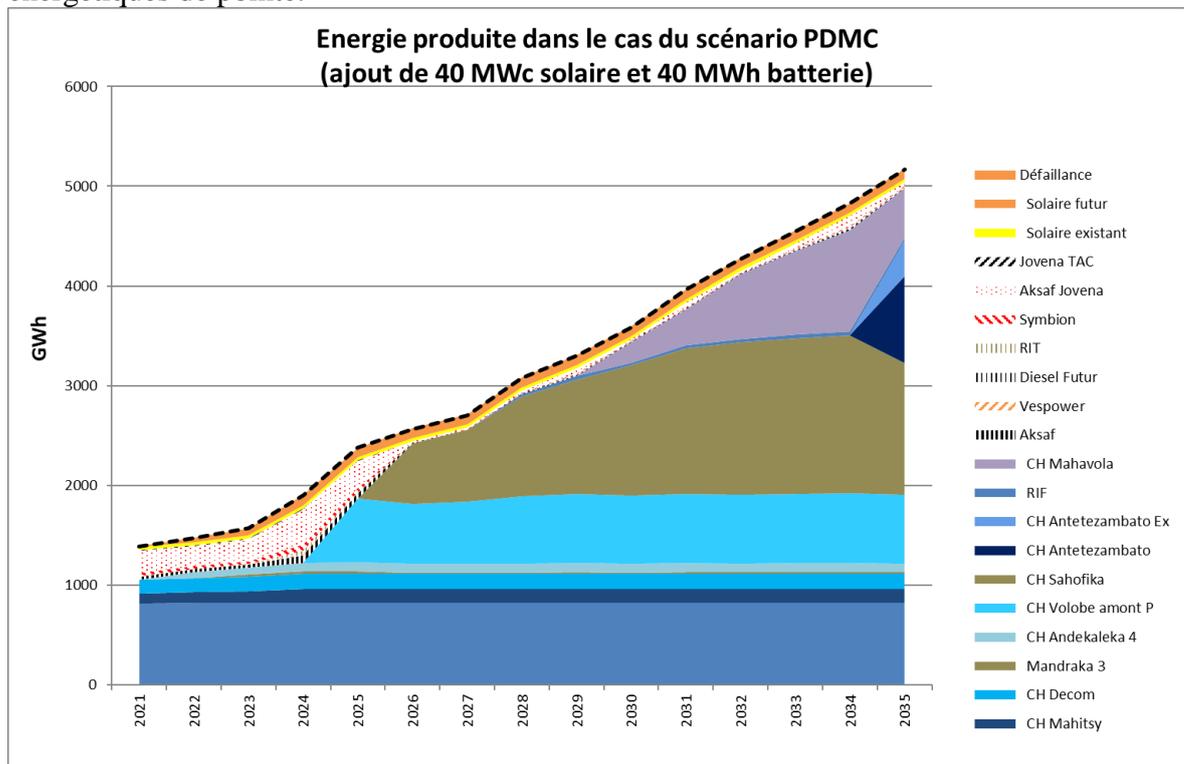


Fig. 37. Placement de l’énergie produite dans le cas du PDMC

Le coût retenu pour la défaillance étant assez élevé (1 c€/kWh, donc bien supérieur au coût du thermique), celle-ci reste assez faible sur l’ensemble du plan (inférieure à 0.5% en énergie). C’est essentiellement avant 2025, date de mise en service du premier ouvrage hydroélectrique majeur, qu’elle est concentrée.

Le placement de l’énergie sur ce graphique montre également qu’à partir de la mise en service des ouvrages hydroélectriques principaux Volobe en 2025, et Sahofika en 2026, 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 CAPEX hydro sont concentrés avant 2030, et avant 2035 (mise en service de Mahavola et Antetezambato). Malgré la mise en service de nouveaux ouvrages hydroélectriques, les décaissements n'ont pas tendance à diminuer du fait de la présence de nombreux contrats Take Or Pay.

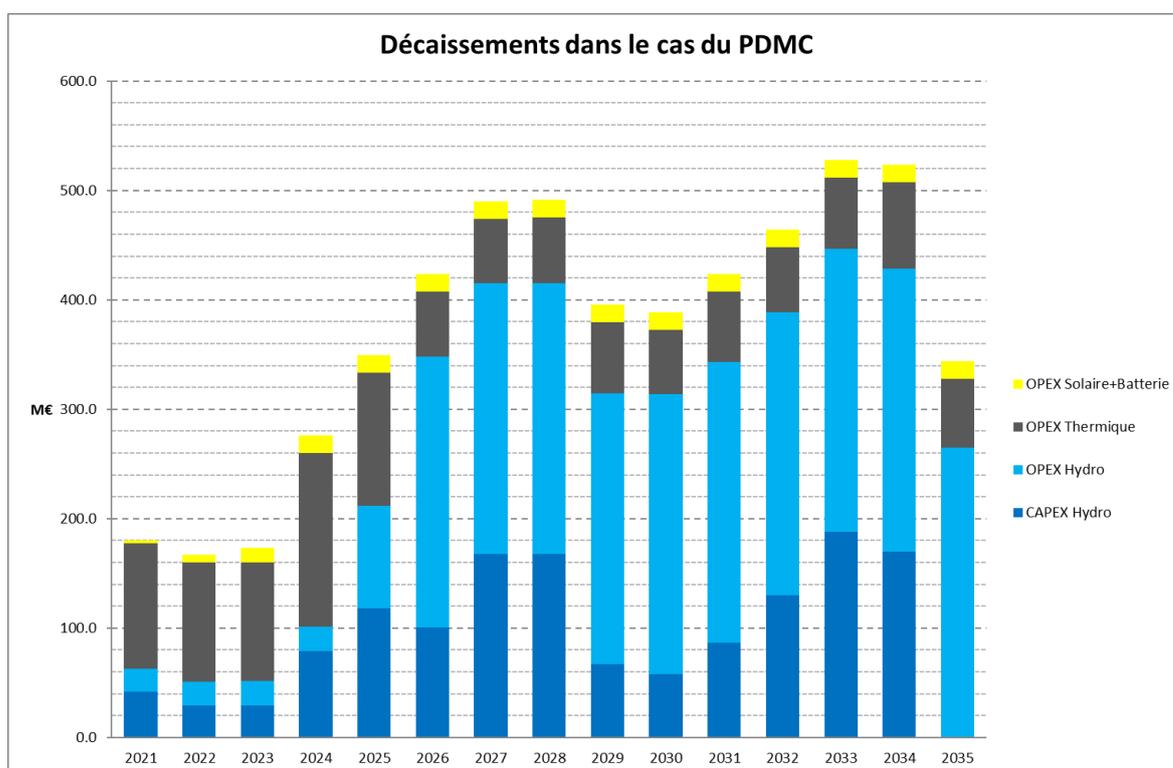


Fig. 38. Décaissements dans le cas du PDMC

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, puisqu'il est important de relativiser le coût du kWh en considérant l'effort à fournir en terme de nouveaux moyens de production à développer.

Le graphique présente deux courbes pour le coût du kWh.

- La courbe rouge considère uniquement les coûts d'investissement et d'exploitation de Volobé et Sahofika, comme si ces projets étaient développés en EPC.
- La courbe verte considère la contrainte liée au développement en Take or Pay, en prenant en compte un coût fixe pour ces deux projets, égal au tarif moyen de vente multiplié par l'énergie garantie contractuelle. Cette courbe permet de réaliser que la

mise en service presque simultanée de ces deux ouvrages en contrat Take or Pay est impactante sur le coût de production global, puisque toute l'énergie n'est pas placée. C'est pour cette raison qu'on voit une forte augmentation du coût de production en 2027, pour atteindre presque 13 c€/kWh, avant de diminuer progressivement au fur et à mesure que la proportion d'énergie placée de ces deux ouvrages augmente.

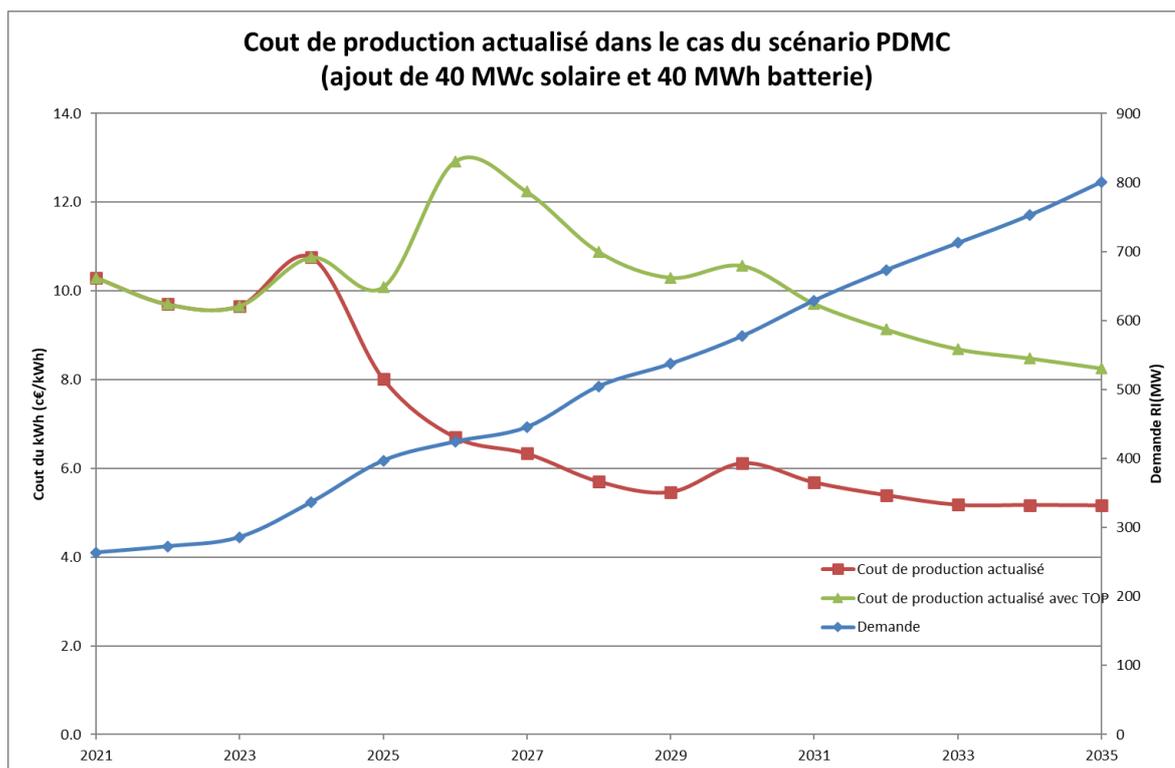


Fig. 39. Evolution du coût de production actualisé dans le cas du PDMC

Le tableau ci-après récapitule les performances économiques du PDMC.

Tabl. 73 - Performances du scénario PDMC

| De 2018 à 2035 | | |
|--|--------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 3 127 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.0 | c€/kWh |

7.2.4. Coûts marginaux

Le coût marginal long terme correspond au coût moyen actualisé sur la période, soit 10 c€/kWh.

Afin de pouvoir orienter la future politique de tarification de Madagascar, il est par ailleurs intéressant de connaître le coût marginal court terme pour certaines périodes typiques de la journée. Le tableau ci-dessous présente ces coûts marginaux pour trois cas représentatifs :

- Coût marginal court terme à la pointe
- Coût marginal court terme en base
- Coût marginal court terme à 12h, au moment où la production solaire est la plus forte

Tabl. 74 - Coût marginaux court terme (CMCT) du PDMC

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| CMCT de pointe [c€/kWh] | 42.5 | 42.5 | 42.5 | 60.3 | 15.7 | 15.7 | 15.7 | 15.7 | 15.7 | 0.5 | 15.7 | 0.5 | 0.4 | 15.7 | 15.7 |
| CMCT de base [c€/kWh] | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.4 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 |
| CMCT à 12h [c€/kWh] | 15.7 | 15.7 | 15.7 | 15.7 | 15.7 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 0.5 |

On constate bien qu'on est en difficulté pour fournir la pointe entre 2021 et 2024, avant l'arrivée de l'hydraulique, puisque le CMCT est égal au coût de fonctionnement de la centrale de TAC Jovena, sauf en 2024 où il y a de la défaillance, et le CMCT montre qu'il est nécessaire de construire une nouvelle centrale avec des groupes diesel pour l'utiliser pendant une faible durée (extrême pointe). Ensuite c'est le thermique qui fournit la pointe, sauf en 2032 et 2033 où c'est l'hydroélectricité exclusivement.

La base est toujours assurée par l'hydroélectricité.

Au pic du solaire, le coût marginal est égal au coût du combustible pour les centrales HFO en location jusqu'en 2025. Il est ensuite égal au coût d'exploitation des centrales hydrauliques.

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 et des batteries de stockage

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.

L'extension de Greenyellow et de Manandona sont considérés comme projets engagés, en 2022.

7.3.1.1. SCENARIO DE BASE

Le test de base est réalisé en ne prenant en compte que les projets existants et engagés pour les projets solaires. Ce scénario met en avant les projets hydroélectriques de Volobé (2025), Sahofika (2026) et Antetезambato (2030), avec son extension en 2031, puis Mahavola 300 MW en deux phases (2032 – 2034).

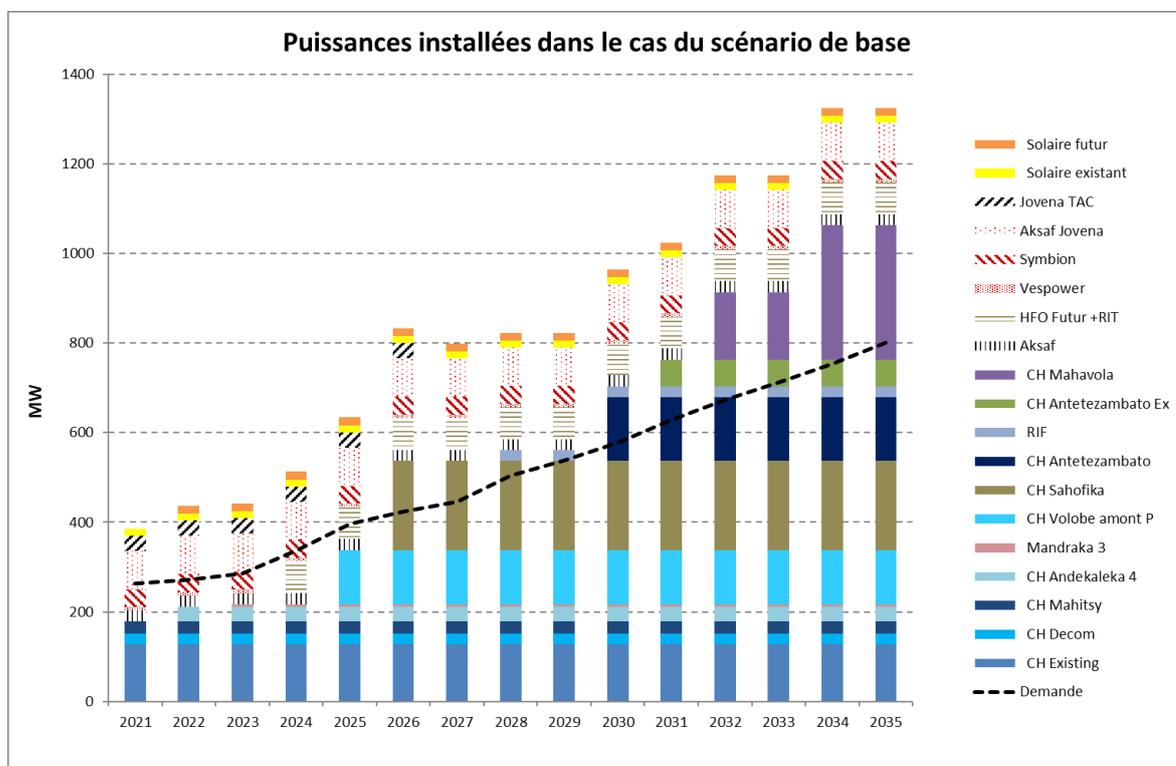


Fig. 40. Prévisions des puissances installées dans le cas du scénario de base

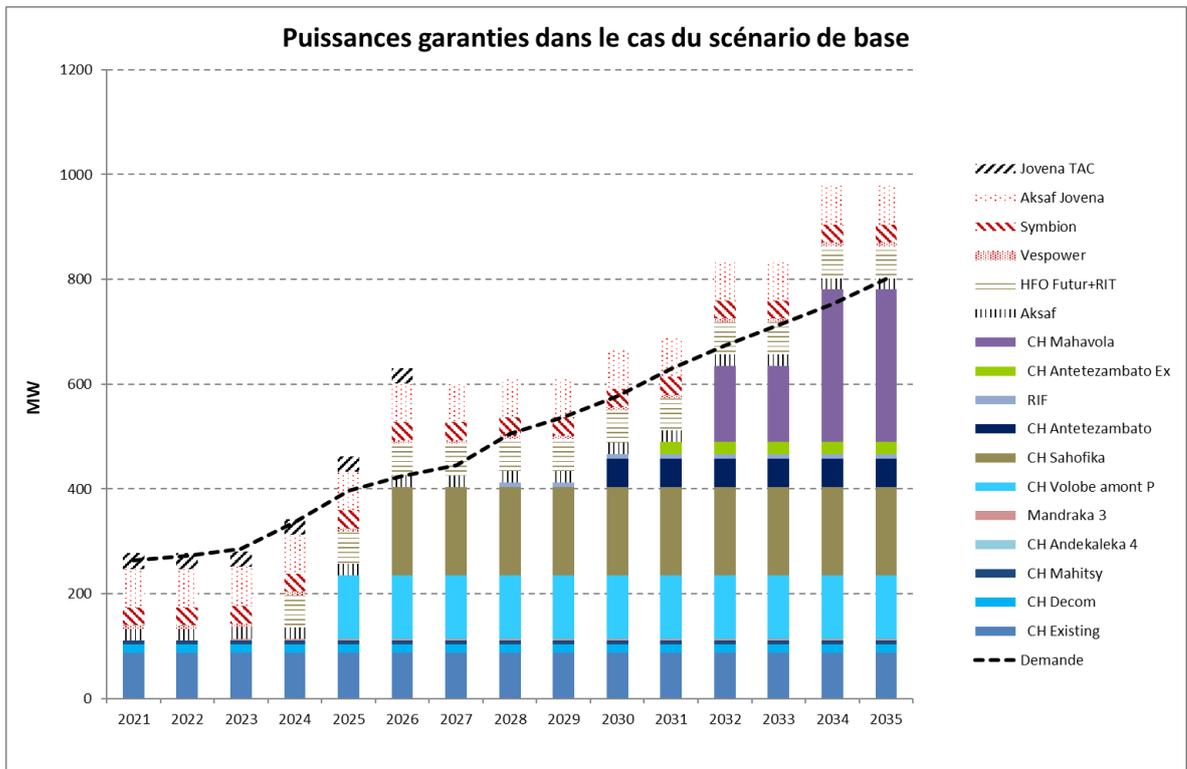


Fig. 41. *Prévisions des puissances garanties dans le cas du scénario de base*

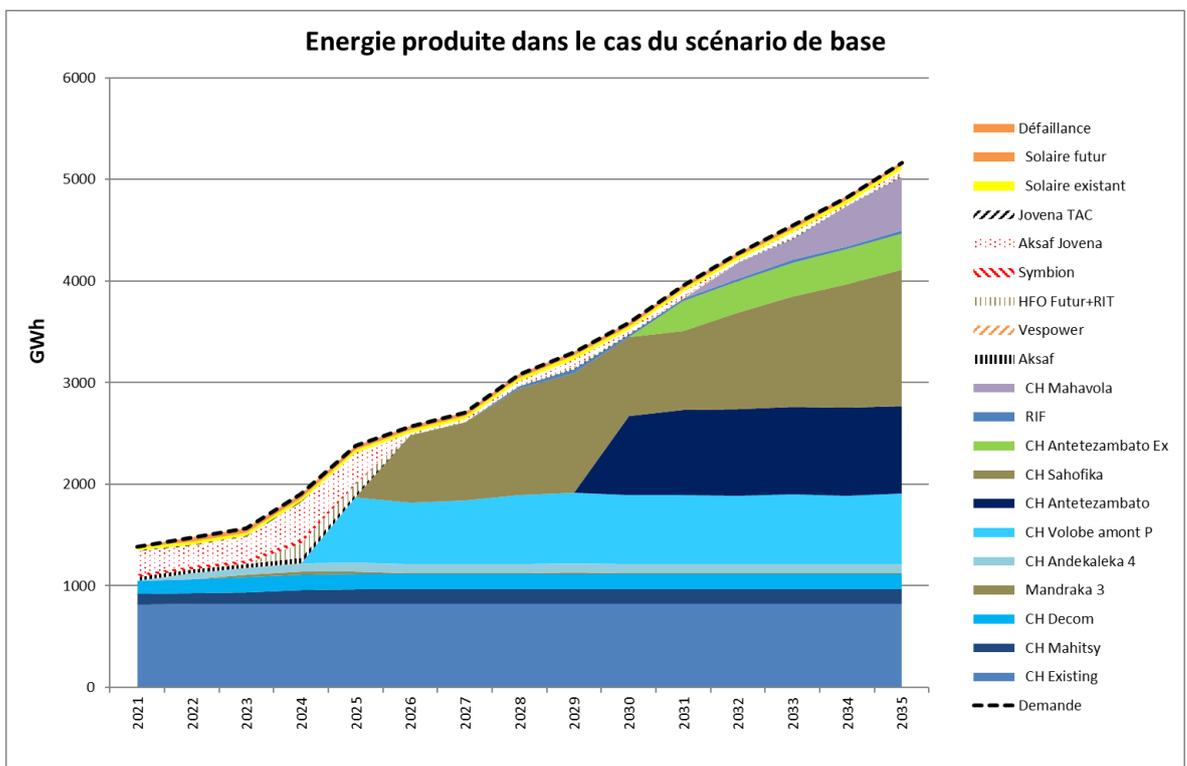


Fig. 42. *Prévisions des énergies dans le cas du scénario de base*

Voici les performances économiques obtenues dans le cadre de ce scénario de base.

Tabl. 75 - Performances économiques du scénario de base pour le solaire

| De 2018 à 2035 | | |
|--|--------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 3 149 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.1 | c€/kWh |

7.3.1.2. AUGMENTATION DE LA PENETRATION SOLAIRE

Le premier test a été fait en ajoutant deux nouveaux projets solaires, de 20 MWc chacun, en 2023 et 2024. On s'aperçoit que cela permet de diminuer le coût du plan de développement de 16 M€ (-0.5%), en limitant la quantité de combustible utilisé pour le thermique, mais aussi la taille du groupe thermique mis en service (20 MW au lieu de 40 MW).

Tabl. 76 - Comparaison des performances économiques du scénario avec 40 MWc supplémentaires de solaire avec le scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 3 133 | M € | 3 149 M € | -16 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -0.5% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.0 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

Si on ajoute encore un projet de 20 MWc en 2024 (soit 60 MWc supplémentaires au total), le coût du plan ne diminue que de 2 M€, ce qui montre que l'optimum en terme de capacité de solaire supplémentaires par rapport aux projets engagés semble être autour de 40 MWc. En effet, le gain sur les coûts du thermique grâce à l'arrivée de ces projets solaires se concentre sur les années avant 2025 avec l'arrivée des projets hydrauliques structurants. Une pénétration trop importante de solaire est donc préjudiciable car seule une certaine quantité de cette énergie pourra remplacer du thermique et économiser du combustible, alors que le restant viendra substituer de l'hydraulique au fil de l'eau.

Tabl. 77 - Comparaison des performances économiques du scénario avec 60 MWc supplémentaires de solaire avec le scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 3 147 | M € | 3 149 M € | -2 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -0.1% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.1 | c€/kWh | 10 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 dans le test de sensibilité dédié.

Afin d'augmenter la quantité d'énergie solaire placée on considère la mise en service d'une batterie de stockage de 20 MW/40 MWc en 2023. On constate que cela permet de diminuer encore le coût du plan de développement (22 M€, soit 0.7%), notamment en évitant l'ajout d'une centrale thermique supplémentaire en 2024.

Tabl. 78 - Comparaison des performances économiques du scénario avec 40 MWc supplémentaires de solaire et une batterie de 20 MW / 40 MWh avec le scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 3 127 | M € | 3 149 M € | -22 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -0.7% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.0 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

En augmentant la capacité de batterie on constate encore une fois un optimum qui semble être autour de 40 MWh de stockage. En effet, avec 22 MW de batterie, pour 70 MWh, le coût du plan augmente de 28 M€ (+0.9%). Le fait d'éviter l'ajout d'une nouvelle centrale thermique en 2024 n'est pas compensé par les coûts importants de location de la batterie de stockage.

Tabl. 79 - Comparaison des performances économiques du scénario avec 40 MWc supplémentaires de solaire et une batterie de 22 MW / 70 MWh avec le scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|------|
| Somme des coûts actualisés | 3 177 | M € | 3 149 M € | 28 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | 0.9% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.2 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

Cela a permis de définir le PDMC par rapport au scénario de base en recommandant l'ajout :

- de deux projets supplémentaires de 20 MWc de solaire sans stockage en 2023 et 2024,
- et l'ajout d'une batterie de stockage de 20 MW/40 MWh en 2023.

7.3.2. Simulation sur le mode d'exploitation

7.3.2.1. VOLOBE

L'aménagement hydroélectrique de Volobe possède un stockage utile de 2.5 Mm³ permettant de faire de la régulation journalière afin d'augmenter la puissance garantie en

pointe. Les performances énergétiques de l'aménagement dans le cas d'une exploitation en pointe ne nous ont pas été communiquées, mais nous les avons calculées sur la base des données à notre disposition afin de prendre en compte le bénéfice du placement d'une partie de l'énergie de Volobé pendant les heures de pointe. Il est important de bien noter que ce mode d'exploitation a été considéré sans modifier les caractéristiques des équipements, et en considérant le contrat TAKE or Pay actuel (donc sur la base des coûts fixes définis sur le productible communiqué par le développeur). Le mode d'exploitation retenue consiste uniquement à limiter la production durant la journée en période sèche pour augmenter la puissance pendant la pointe du soir. Les caractéristiques obtenues ont été présentées dans le chapitre banque de projets à développer du présent rapport.

Le logiciel d'optimisation a choisi dans tous les scénarios étudiés de mettre en service l'ouvrage de Volobé exploité en pointe, et non pas en base.

7.3.2.2. SAHOFIKA

De la même manière, l'aménagement hydroélectrique de Sahofika possède une capacité de stockage et pourrait donc être exploité en pointe. De la même manière que pour Volobé, il est important de bien noter que ce mode d'exploitation a été considéré sans modifier les caractéristiques des équipements, et en considérant le contrat TAKE or Pay actuel (donc sur la base des coûts fixes définis sur le productible communiqué par le développeur). Le mode d'exploitation retenue consiste uniquement à limiter la production durant la journée en période sèche pour augmenter la puissance pendant la pointe du soir. Les caractéristiques obtenues ont été présentées dans le chapitre banque de projets à développer du présent rapport.

L'impact sur le plan de développement est bénéfique, puisque le coût global baisse de 56 M€ (1.8%) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 80 - Comparaison des performances économiques du scénario Sahofika en pointe avec celles du scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 3 093 | M € | 3 149 M € | -56 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -1.8% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 9.9 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

7.3.3. Retard 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 en considérant les dates de mise en service suivantes pour les ouvrages principaux, prenant en compte l'avancement actuel des aspects contractuels du développement de ces projets.

Avec ce critère de sensibilité, les principales constatations sont :

- Ce sont les mêmes ouvrages hydroélectriques qui sont sélectionnés, mais la date de mise en service de Antetezambato est avancée en 2027 pour palier le retard de l'arrivée de Sahofika. L'arrivée de Mahavola est repoussée également en toute fin de plan (2034/2035).
- Le retard de tous les projets hydrauliques nécessite de faire appel à des projets thermiques (80 MW de HFO et 60 MW de diesel) pour éviter la défaillance avant l'arrivée des projets hydroélectriques principaux. La quantité d'énergie d'origine thermique produite est augmentée jusqu'en 2027 pour palier le retard de la mise en service des ouvrages hydrauliques (facteur de charge plus élevés).

Le graphique ci-après montre bien l'impact du retard des principaux ouvrages hydrauliques sur la production de thermique.

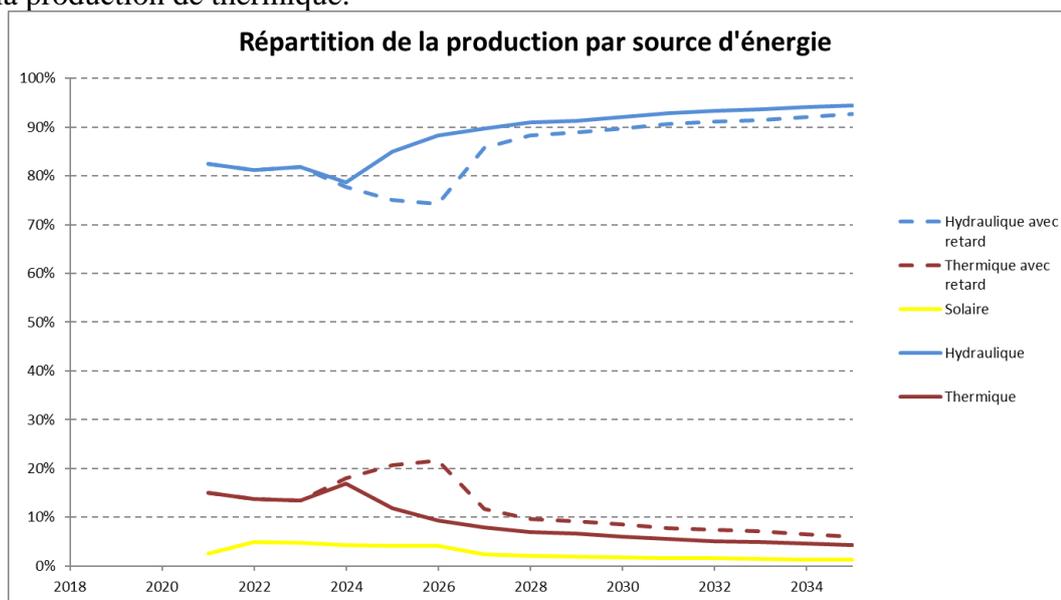


Fig. 43. Répartition de la production par source d'énergie (scénario avec retard sur les principaux ouvrages hydrauliques)

L'impact sur le coût global du plan de développement est de 1% (35 M€) comme le montre le tableau suivant :

Tabl. 81 - Comparaison des performances économiques du scénario avec retard des projets hydroélectriques principaux avec celles du scénario de base

| De 2018 à 2035 | | scénario de base | |
|--|-------------|------------------|------|
| Somme des coûts actualisés | 3 184 M € | 3 149 M € | 35 |
| Taux d'actualisation | 5% | 5% | 1.1% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.2 c€/kWh | 10 c€/kWh | |

L'analyse a été faite de combiner ce risque de retard de tous les projets hydroélectriques majeurs avec une pénétration plus importante du solaire.

Au final, on constate que dans le cas où les ouvrages hydroélectriques de Volobe, Sahofika et Antetazambato ne sont pas disponibles avant 2027, 2028 et 2027 respectivement, il est alors nécessaire de mettre en service plusieurs centrales thermiques pour pallier la défaillance entre 2024 et 2028. Ces centrales thermiques sont utilisées avec un facteur de charge important avant 2028, puis uniquement pour la pointe en fin de plan. Les projets solaires supplémentaires permettent de limiter la quantité de combustible utilisée pendant la journée, mais ils ne permettent pas de limiter les investissements liés à ces nouvelles centrales, alors que le coût des contrats Take Or Pay de ces projets solaires vient peser sur le coût du plan de développement. Ainsi, les tests de sensibilité menés sur le solaire dans le cas où tous les projets hydroélectriques structurants sont en retard ont montré que cela augmentait le coût du plan.

En conclusion :

- Il est acquis que le solaire et les batteries permettent de diminuer le coût du plan en limitant le thermique avant l'arrivée des projets hydroélectriques structurants.

Cependant, si tous les projets hydroélectriques sont en retard (2027 et 2028), il est alors nécessaire de mettre en service du thermique en attendant les projets hydroélectriques, La puissance et la quantité d'énergie placées par le thermique à la pointe et en dehors des heures d'ensoleillement (en attendant l'arrivée des projets hydro) sont dans des proportions trop importantes pour être substituées de façon économique par des batteries chargées en journée par du solaire. Dans ces conditions, le fait de substituer uniquement de la production thermique en journée dans des quantités limitées (et sans permettre de réduire les investissements des centrales thermiques) ne permet pas de compenser les coûts du solaire.

7.3.4. Simulation en décalant la mise en service de Sahofika à 2028

On constate dans le PDMC une augmentation du coût de production en 2027 liée au fait que seule une partie de l'énergie de Volobé et Sahofika est placée alors que la totalité de cette énergie est prise en compte dans le calcul du coût fixe des contrats Take or Pay. Cela amène à étudier l'intérêt d'un décalage de la mise en service de Sahofika en 2028 pour que la mise en service des ouvrages augmente régulièrement et simultanément avec l'augmentation de la demande, et qu'une plus grande part de l'énergie de ces deux ouvrages puisse être placée dès leur mise en service.

On constate alors que :

- Dans ce cas, on n'a pas d'augmentation de la quantité de thermique par rapport au scénario de base (une centrale HFO de 40 MW en 2024)
- Ce sont les mêmes ouvrages hydroélectriques qui sont sélectionnés, mais la date de mise en service de Antetazambato est avancée en 2026 pour compenser le retard de l'arrivée de Sahofika.

- Le coût du plan diminue de 4.3% (133 M€) puisqu'une plus grande partie de l'énergie de Sahofika et Volobé est placée.

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 3 016 | M € | 3 149 M € | -133 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -4.2% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 9.7 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

7.3.5. Sensibilité avec le scénario bas de la demande

La robustesse du plan a été évaluée à l'aide d'une simulation basée sur le scénario bas de la demande.

Ce scénario est basé sur le développement des ouvrages hydroélectriques en confirmant le placement des trois principaux ouvrages : Volobé en 2025, Sahofika en 2026 et Antetazambato en 2033. La centrale de Mahavola n'est plus développée à l'horizon du plan dans ce scénario de sensibilité. Par ailleurs, il n'est pas nécessaire de faire appel à de nouvelles centrales thermiques.

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

Tabl. 82 - Comparaison des performances économiques du scénario bas de la demande avec celles du scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 2 836 | M € | 3 149 M € | -314 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -10.0% |
| Somme de la production actualisée | 25 262 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 11.2 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

Le coût actualisé du plan de développement diminue de 314 M€ sur l'ensemble de la période, soit environ 10 %. Cette diminution du coût du plan étant lié à une forte diminution de la demande, le coût moyen actualisé de production augmente (11.1 c€/kWh par rapport à 10 c€/kWh dans le cas du scénario de base).

7.3.6. Sensibilité avec le scénario haut de la demande

La robustesse du plan a été évaluée à l'aide d'une simulation basée sur le scénario haut de la demande.

Ce scénario basé sur une demande fortement volontariste (+53.8% sur l'énergie et +67.4% sur la puissance de pointe, soit 540 MW supplémentaires en 2035) nécessite le développement :

- de la quasi-totalité des ouvrages hydroélectriques : en plus de Mahitsy, Andekaleka 4, Mandraka 3, Volobe et Sahofika qui sont engagés, on retrouve : Mahitsy 2 (2025), Antetazambato (2026), Ranomafana et Talaviana (2027), Sahofika extension et Antetazambato extension (2028), Antafofo (2030), Mahavola (2031-2033), Lohavanana (2033)
- de 120 MW de diesel et 160 MW de HFO, principalement mis en service sur la période 2023 – 2025 (avant l’arrivée des ouvrages hydroélectriques structurants), et également en 2029 et 2030, en attendant la disponibilité de la seconde vague d’ouvrages hydroélectriques.
- De deux projets solaires supplémentaires (par rapport aux projets engagés de l’extension de GreenYellow et l’extension de Manandona) de 20 MWc chacun en 2023 et 2024 et d’une batterie de 22MW / 70 MWh en 2023

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

Tabl. 83 - Comparaison des performances économiques du scénario haut de la demande avec celles du scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 4 177 | M € | 3 149 M € | 1 028 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | 32.6% |
| Somme de la production actualisée | 43 939 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 9.5 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

Le coût actualisé du plan de développement augmente de plus d’un milliard d’euros sur l’ensemble de la période, soit presque 33 %. Cette augmentation du coût du plan est à relier à la forte augmentation de la demande. Ainsi si l’effort à fournir en terme d’investissements est plus important, le coût moyen actualisé de production diminue (9.5 c€/kWh par rapport à 10 c€/kWh dans le cas du scénario de base).

Ce scénario étant basé sur une demande très volontariste par rapport au scénario de base, il est difficile d’en tirer des conclusions quant à la robustesse du PDMC. Cependant, on constate encore une fois que le plan de développement est fondé sur le développement des ouvrages hydroélectriques structurants, et que le thermique est une variable d’ajustement, utilisée pour pallier le risque de défaillance en pointe, en attendant la disponibilité des ouvrages hydroélectriques.

7.3.7. Sensibilité sur les coûts des combustibles

L’analyse de l’historique des coûts des combustibles à Madagascar montre une volatilité importante, due à la fois à l’évolution du coût du pétrole, mais également du taux de change \$/Ariary. Pour cette raison, la robustesse du plan a été évaluée à l’aide de deux tests de sensibilité concernant une augmentation ou une baisse de 30 % des coûts de combustibles.

Le test de sensibilité avec une augmentation du coût des combustibles montre une stratégie de placement des ouvrages majeurs inchangés. On fait appel à un ouvrage hydroélectrique supplémentaire (Fanovana, en 2034). La consommation de thermique diminue notablement (6.7 %), mais malgré cela, le coût du plan reste fortement augmenté.

Le test de sensibilité avec une diminution du coût des combustibles montre une stratégie de placement des ouvrages modifiée en faveur du thermique. Ainsi, un groupe de 40 MW de HFO est ajouté en 2030, alors qu'on ne fait plus appel à Antetezambato, ni à son extension en 2035, mais uniquement à Fanovana, dont la puissance installée est moins élevée. La consommation de thermique est fortement augmentée (12 %), mais malgré cela, le coût du plan diminue.

Les tableaux ci-après récapitulent les performances économiques et les compare avec celles du scénario de base.

Tabl. 84 - Comparaison des performances économiques du scénario +30% sur les coûts des combustibles avec celles du scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|------|
| Somme des coûts actualisés | 3 234 | M € | 3 149 M € | 85 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | 2.7% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 10.4 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

Tabl. 85 - Comparaison des performances économiques du scénario -30% sur les coûts des combustibles avec celles du scénario de base

| De 2018 à 2035 | | | scénario de base | |
|--|--------|--------|------------------|-------|
| Somme des coûts actualisés | 3 058 | M € | 3 149 M € | -92 |
| Taux d'actualisation | 5% | | 5% | -2.9% |
| Somme de la production actualisée | 31 207 | GWh | 31 207 GWh | |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 9.8 | c€/kWh | 10 c€/kWh | |

7.4. SYNTHÈSE

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

| | Scénario | Somme des coûts actualisés | Somme des coûts actualisés avec TOP | Ecart / PDMC avec TOP | Ecart / PDMC avec TOP | CMLT avec TOP | Commentaires |
|-----------------------|---|----------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|--|
| | | M€ | M€ | M€ | % | c€/kWh | |
| | Scénario de base | 2 089 | 3 149 | - | - | 10.1 | Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Antetезambato (2030) + Extension (2031) - Mahavola (2032/2034) 40 MW HFO en 2024 |
| Solaire - Batterie | Avec ajout de solaire (40 MWc) | 2 079 | 3 133 | -16 | -0.5% | 10.0 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Volobe (2025) - Mahitsy 2 (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + Extension (2035) - 20 MW Diesel en 2024 |
| | Avec ajout de solaire (60 MWc) | 2 093 | 3 147 | -2 | -0.1% | 10.1 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 40 MWc en 2024 Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + extension (2035) - 20 MW Diesel en 2024 |
| | Scénario PDMC - Avec ajout de solaire (40 MWc) avec stockage 40 MWh | 2 073 | 3 127 | -22 | -0.7% | 10.0 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 20 MW - 40 MWh Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + Extension (2035) Pas d'ajout de thermique |
| | Avec ajout de solaire (40 MWc) avec stockage 70 MWh | 2 123 | 3 177 | 28 | 0.9% | 10.2 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 22 MW - 70 MWh Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato (2035) Pas d'ajout de thermique |
| Mode d'exploitation | Sahofika exploité en pointe | 2 039 | 3 093 | -56 | -1.8% | 9.9 | Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2031/2032) - Antetезambato (2035) - 20 MW Diesel en 2024 |
| Retard de l'hydro | Sahofika 2028, Antetезambato et Volobé 2027 | 2 378 | 3 184 | 35 | 1.1% | 10.2 | Volobe (2027) - Antetезambato (2027) - Sahofika (2028) - Antete ext (2031) - Mahavola (2034/2035) 80 MW HFO (2023/2024) et 60 MW Diesel (2023/2025) |
| | Sahofika décalé en 2028 | 2 131 | 3 016 | -133 | -4.2% | 9.7 | Volobe (2025) - Antetезambato (2026) - Sahofika (2028) - Antete ext (2031) - Mahavola (2032/2034) 40 MW HFO en 2024 |
| Demande | Demande basse | 1 781 | 2 836 | -314 | -10.0% | 11.2 | Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Antetезambato (2033) |
| | Demande haute | 3 129 | 4 177 | 1 028 | 32.6% | 9.5 | Mahitsy2 (2025) - Volobe (2025) - Sahofika (2026) + Extension (2028) - Antetезambato (2026) + Extension (2028) - Antafofo (2030) - Talaviana (2031) - Mahavola (2031/2032) - Lohavanana (2034) |
| Cout des Combustibles | +30% | 2 180 | 3 234 | 85 | 2.7% | 10.4 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 20 MW - 40 MWh Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2030/2032) - Antetезambato + Extension (2035) - Fanovana 2034 Pas d'ajout de thermique |
| | -30% | 2 003 | 3 058 | -92 | -2.9% | 9.8 | Ajout de 2 projets solaires de 20 MWc en 2023 et 2024 Ajout batterie stockage 20 MW - 40 MWh Volobe (2025) - Sahofika (2026) - Mahavola (2031/2032) - Fanovana (2035) 40 MW de HFO en 2030 |

Tabl. 86 - Synthèse des tests de sensibilité effectués

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 les projets hydroélectriques structurants est confirmée. En complément des ouvrages engagés de Volobé et Sahofika, la centrale d'Antetezambato apparaît dans tous les scénarios et est clairement identifiée comme troisième ouvrage principal. La date de sa mise en service varie selon les tests de sensibilité : elle est retardée avec une plus forte pénétration du solaire, et est avancée en cas de retard des autres ouvrages hydrauliques, de demande haute, ou de demande basse. Dans tous les scénarios étudiés, Antetezambato est développé à l'horizon du plan.
- L'intérêt du développement du solaire à court terme (deux projets supplémentaires de 20 MWc chacun en 2023 et 2024) ainsi que d'une batterie de stockage (20 MW, 40 MWh, déployée en 2023) qui permet d'éviter la mise en service de nouveaux groupes thermiques avant la disponibilité des projets hydroélectriques structurants.
- L'enjeu pour le développement au moindre coût du mix énergétique est de mettre en service au plus vite les ouvrages hydrauliques principaux (Volobé, Sahofika, Antetezambato).
 - Le développement de solaire et d'une batterie de stockage permet de patienter avant que ces projets ne soient disponibles.
 - En cas de retard d'un de ces projets, le solaire ne sera pas suffisant et il sera nécessaire de recourir à un groupe thermique pour pallier la défaillance en attendant sa disponibilité.
 - En cas de retard simultané de ces trois projets (2027 pour Volobé et Antetezambato et 2028 pour Sahofika), il sera nécessaire de recourir à une quantité plus importante de thermique (140 MW).

- Le développement presque simultané de Volobé et Sahofika en IPP avec des contrats d'achat de type Take Or Pay vient peser fortement sur le coût économique du plan de développement. En effet, la demande n'est pas suffisante pour placer l'intégralité de l'énergie produite par ces deux ouvrages en 2026 (60% seulement), Ainsi, la contrainte contractuelle du coût fixe des Take Or Pay basé sur l'achat de l'intégralité de l'énergie productible des deux ouvrages vient augmenter significativement le coût du kWh qui atteint presque 13 c€/kWh en 2026. En conséquence, le coût du plan de développement diminue lorsque la mise en service de Sahofika est retardée à 2028. Cette conclusion est basée uniquement sur les aspects économiques et ne prend pas en compte les aspects financiers, capacités à investir, etc...
- Etant donné que le coût de production des ouvrages hydroélectriques à Madagascar est relativement bas, les centrales thermiques sont utilisées comme variable d'ajustement. Elles permettent donc d'attendre l'arrivée des ouvrages hydroélectriques principaux, puis sont ensuite utilisées exclusivement en pointe. Au vu de ce mode de fonctionnement, il sera bénéfique de renégocier les contrats d'achat des centrales thermiques avec pour objectif de trouver un accord avant la mise en service du premier ouvrage hydroélectrique structurant. Cette négociation aura pour objectif d'augmenter la flexibilité dans le mode d'exploitation des centrales thermiques en contrat d'achat.
- L'exploitation des ouvrages hydroélectriques en pointe est préférable dans la mesure du possible. Ainsi, l'exploitation de l'aménagement de Sahofika en pointe permet de diminuer le coût du PDMC de 56 M€ (1.8%) en réduisant la quantité de thermique.
- La sensibilité sur les coûts des combustibles confirme la stratégie de placement des ouvrages hydroélectriques (date de mise en service, et choix des ouvrages) en cas d'augmentation du prix du pétrole. Si par contre celui-ci venait à diminuer fortement, seul le placement du dernier ouvrage hydroélectrique pourrait être repoussé.

SECTION 4 ETUDE DU RENFORCEMENT ET DE L'EXPANSION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DU RI

9. METHODOLOGIE DES SIMULATIONS DE RESEAUX

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 2021-2035. Trois années cibles sont étudiées dans le cadre de cette étude : 2024, 2028 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 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.

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 (Imap) ;

- 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 4 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 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

Les plages de fréquence et de tension admissibles considérées sont détaillées ci-après. Elles sont conformes au projet de Grid Code de Madagascar.

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. SCENARIOS 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 à la pointe solaire

- Simulation de répartition de puissance au creux de charge
- Simulation de répartition de puissance à l'étiage
- 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

Un calcul de courants de court-circuit à toutes les barres pour l'année 2035 sera également effectué pour l'année 2035. 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 pour l'expansion du 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 – Janvier 2021
- JIRAMA – Caractéristiques des centrales thermiques et hydrauliques (Alternateurs, Transformateurs, ligne, ...)
- Etude de la demande et Plan de Production 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 référence 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 usuellement 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 Janvier 2021. 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'agrèger les charges des localités au poste source HT le plus proche.

La demande de chaque commune est tirée du scénario de référence de l'étude de 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 (déterminé dans le cadre de l'analyse SIG faite au stade de l'étude de la demande) 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 IEEE T1 dont les paramètres de régulation sont donnés dans le tableau suivant :

Tabl. 87 - 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 HYG0V pour les centrales hydroélectriques. Les paramètres sont indiqués ci-dessous :

Tabl. 88 - 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. 89 - 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=Pgnn) | 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.

9.4.6.4. SYSTEMES DE STABILISATION D'OSCILLATION DE PUISSANCE ACTIVES ET REACTIVES (PSS)

Pour les centrales en projet, le consultant a utilisé des données standard pour les stabilisateurs de réseau ajoutés afin de limiter les oscillations de puissance. Ces données sont des valeurs usuelles recommandées par PowerFactory qui sont suffisantes au stade d'étude considéré.

Tabl. 90 - Paramètres du PSS (modèle STAB 1 de PowerFactory)

| Description | Nom | Valeur | Unité |
|--|------|--------|-------|
| Stabilizer Gain | K | 30 | pu |
| Washout integrate time constant | T | 10 | s |
| Second Lead/Lag derivative time constant | T2 | 0.5 | s |
| Second Lead/Lag delay time constant | T4 | 0.05 | s |
| First Lead/Lag derivative time constant | T1 | 0.5 | s |
| First Lead/Lag delay time constant | T3 | 0.05 | s |
| Signal pss maximum | HLIM | 0.03 | pu |

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

| Poste HT | Nom Court | Charge BT/MT 2024 pointe (MW) | Charge BT/MT 2028 pointe (MW) | Charge BT/MT 2035 pointe (MW) |
|---------------|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Ambatolampy | AMB | 6,58 | 7,52 | 10,8 |
| Ambodivona 35 | PVA/35 | 23,28 | 25,95 | 35,76 |
| Ambodivona 63 | PVA/63 | 14,1 | 15,72 | 21,66 |
| Ambohitatovo | PJO | 13 | 14,49 | 19,97 |
| Ambohimambola | PIA | 23,67 | 24,52 | 32,66 |
| Ambositra | Ambosi | | | 2,05 |
| Andekaleka | ADK | | | |
| Andekaleka4 | ADK4 | | | |
| Antanifotsy | | | 0,45 | 0,95 |
| Antelomita | ATA | 0,81 | 0,5 | 0,65 |
| Antetezambato | ANT | | | |
| Antsampanana | ANTS | 0,12 | 3,12 | 4,12 |
| Antsirabe | ABE | 26,59 | 36,36 | 54,63 |
| Fenoarivo Est | FEN | | | 2,68 |
| Fianarantsoa | FIANA | | 14,25 | 19,52 |
| Ifanadiana | | | 1,29 | 1,81 |
| Manakara | MAK | | | 2,95 |
| Mananjary | MAJ | | | 1,66 |
| Mandraka | MDK | 5,36 | 6,98 | 10,43 |
| Mandrozeza-5 | PMZ | 10,72 | 11,95 | 16,47 |
| Namorona | Namo | | | |
| Sahofika | SAH | | | |
| Tana Nord | TNO | 36,97 | 39,35 | 53,57 |
| Tana Nord 2 | TNO2 | 4,62 | 5,36 | 7,03 |
| Tana Ouest | PTO | 24,48 | 27,29 | 37,61 |
| Tana Ouest 2 | PTO2 | 39,15 | 45,07 | 61,26 |
| Tana Sud 2 | PTS2 | 18,73 | 22,71 | 32,14 |
| Tana Sud 3 | PTS3 | | 8,2 | 10,99 |
| Tana Sud 63 | PTS/63 | 7,79 | 8,68 | 11,97 |
| Tana Sud 35 | PTS/35 | 17,43 | 19,43 | 26,77 |
| Toamasina | TOA | 29,38 | 34,12 | 45,12 |
| Tsiazompaniry | TSI | | | |
| Volobe | VOL | | | |

Ce tableau ne représente pas la charge totale sur le réseau, mais uniquement les charges BT/MT. Les charges correspondant aux projets industriels HT ont été ajoutées spécifiquement en fonction de la localisation de chaque projet.

10. ETUDE DU RESEAU ELECTRIQUE

10.1. ETUDE DE L'ANNEE 2021 (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 existant sont tirées de l'unifilaire fournit par la Jirama. Ces valeurs correspondent à la pointe de charge de Janvier 2021.

Actuellement, les centrales suivantes sont en service :

- Centrales hydroélectriques : Andekaleka (93 MW), Mandraka (24 MW), Antelomita (8,16 MW), Tsiacompaniry (5MW), Sahanivotry (15 MW) et Manandona (1,6 MW)
- Centrales thermiques : Symbion (40 MW), TAC Jovenna (34 MW), AKSAF (60 MW), JOVENNA Aggreko (25 MW), Vespower (7,5 MW), AKSAF (CTA 2 : 25 MW), soit 191,5 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 de janvier 2021 : 254,76 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance nominale
- Les centrales thermiques complètent la production avec environ 129 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 dont certains sont à 0,94 et 0,93 pu, ce qui est en dessous des valeurs admissibles.

Les lignes 63 kV PIA – Tana Sud et PIA – Ambodivona sont particulièrement chargées (respectivement à 70,8% et 84,4% 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 7%, 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 10% 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 2024 suivante.

Une note spécifique a été remise concernant le choix du niveau de tension pour finaliser le bouclage autour du RIA (63/90 kV). Les conclusions de cette étude étaient les suivantes :

- Les deux niveaux de tension (63 ou 90 kV) présentent une marge de fonctionnement suffisante en critère n, mais des contraintes au-delà des plages admissibles au niveau N-1,
- Le projet de bouclage en 90 kV présente une légère réduction des pertes de transport de 0.07% (pour un fonctionnement à la puissance de pointe 2024) jusqu'à l'arrivée du bouclage 220 kV
- Le projet en 90 kV présente un surcoût d'environ 1,8 M€, soit 40% du coût du projet.

Pour cette raison, le consultant a recommandé de réaliser la boucle en 63 kV, et a réalisé les études réseaux sur cette base.

10.2. ETUDE DE L'ANNEE 2024

10.2.1. Etat du réseau cible

10.2.1.1. PRODUCTION

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

- Centrales hydroélectriques : centrales existantes, Mahitsy (28 MW), Andekaleka Groupe 4 (34 MW) et Mandraka 3 (5,2 MW).
- Centrales thermiques : 222,5 MW (du fait du raccordement du RIT, les centrales HFO existantes sur ce réseau participent désormais à la production du RI).
- Centrales photovoltaïques : Green Yellow Ambatolampy (20 MWc, existante) + extension 20 MWc, Manandona 4 MWc, un projet solaire de 20 MWc, une batterie de 20 MW / 40 MWh et un projet solaire de 20 MWc supplémentaire.

10.2.1.2. TRANSPORT

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

- 220 kV Tana Nord 2 – Andekaleka 4 - Antsampanana – Toamasina (ligne biterne)
- 138 kV Projet solaire 2 – Tana Nord 2
- 63 kV Boucle Tana : Tana Sud – Ambodivona – Tana Nord
- 63 kV PIA – Mandroseza
- 63 kV Mahitsy – Tana Ouest 2 – Ambodivona
- 63 kV Tana Sud 2 – Tana Sud

10.2.2. 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.

10.2.2.1. 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 2024 déterminée à partir du scénario de référence des projections de la demande : **325,15 MW**
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance nominale
- Les centrales thermiques complètent avec 83 MW au niveau de Tana, 31 MW pour relever la tension au niveau de Toamasina et 7 MW au niveau d'Antsirabe.
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas (pointe du soir)
- La batterie de 40 MWh du projet solaire 1 fournit 20 MW à la pointe

Le réseau tel que défini en 2024 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 39,5 MW puis l'arrivée de projets industriels d'ici 2035 dans la région de Tamatave (consommation de Toamasina et de Fenoarivo Est, des projets 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 2024 déterminée à partir du scénario de référence de l'étude prévisionnelle de la demande (30% de la puissance appelée à la pointe)
- La demande est assurée par une partie des centrales hydrauliques.

Au creux de charge, les lignes produisent plus de réactif. Plusieurs inductances doivent donc rester connectées pour éviter des surtensions, 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 2024 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : **325,15 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 (222,5 MW environ) pour répondre à la demande et la batterie de 40 MWh fournit toujours 20 MW.

Dans cette situation qui est la plus critique pour le réseau, qui correspond à la pointe avec la disponibilité la plus restreinte des centrales hydroélectriques, les capacités thermiques sont utilisées dans leur totalité. En admettant qu'il n'y ait pas d'indisponibilité ; la réserve tournante est insuffisante pour assurer la stabilité du réseau : dans cette simulation il ne reste

aucune réserve. De plus la simulation fonctionne à 99% de la charge de la pointe du soir (321,9 MW) du fait du manque de production. Le réseau est donc défaillant à cette période très spécifique de l'année, avant l'arrivée d'un projet hydroélectrique structurant pour le pays. D'autant plus que si la batterie n'a plus de capacité à un moment le réseau sera encore plus défaillant. Ce résultat est conforme aux observations faites dans le cadre de l'étude de plan de production, montrant un manque de puissance garantie sur l'année 2024 dans l'attente de l'arrivée du projet hydroélectrique de Volobé.

Dans cette situation à 99% de la pointe la tension au niveau du poste de PIA et de Toamasina est très bonne (1.01 et 1 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 59,7 MW mais est réalisée en double terre).

10.2.2.4. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE SOLAIRE

La demande à la pointe solaire est égale à 81,4% de la demande à la pointe du soir. Ce calcul est basé sur l'historique de consommation journalière moyenne fournie par la JIRAMA. Cette pointe de consommation observée en début d'après-midi coïncide avec le pic de production PV.

Aucune surcharge ni problème de tension n'est à prévoir. La production PV atteint 68,7 MW et permet d'éteindre des groupes thermiques. Cela donne également une réserve conséquente en cas de perte d'un groupe hydroélectrique.

Environ 25% de la production est d'origine PV à la pointe solaire. Plusieurs machines synchrones participent toujours au réglage de la tension. Le taux de pénétration PV reste tout à fait acceptable par rapport à la stabilité du réseau.

On peut également noter que les groupes thermiques au niveau de PIA sont à l'arrêt et constituent une réserve froide d'environ 90 MW. Pour garantir la stabilité du réseau, l'exploitant devra cependant veiller à laisser suffisamment de groupes connectés au réseau (à charge réduite) pour pallier les variations des centrales solaires et la perte éventuelle du plus gros groupe de production.

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 $t = 0,15$ 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.

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, et devra être pris en compte pour faire évoluer en fonction les contrats des centrales thermiques en TOP.

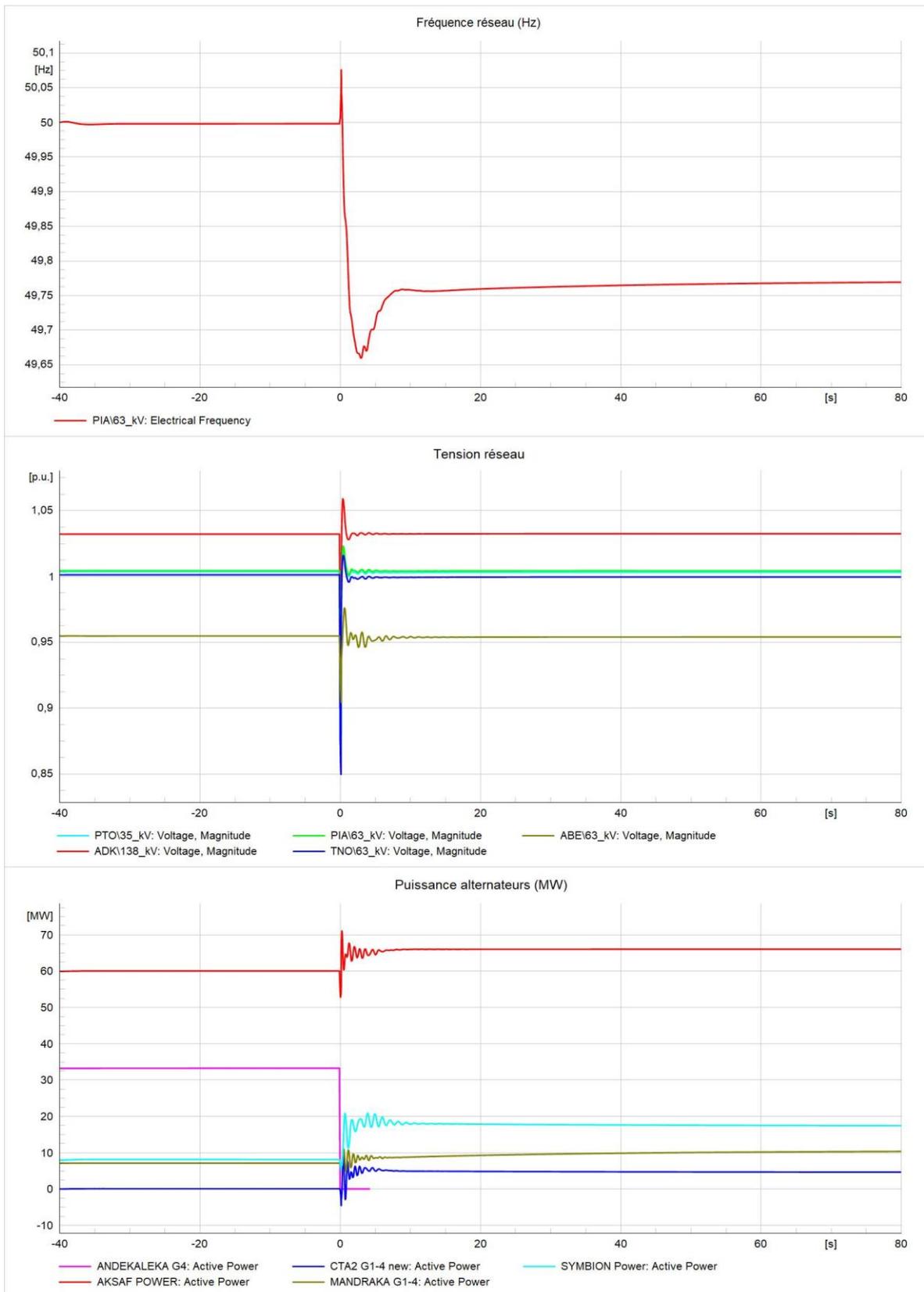


Fig. 43. Simulation de la perte d'Andekaleka G4 en 2024

10.2.3.2. 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 (Ambohimambola) avec Tana Nord 2. Ce défaut est appliqué à l'instant $t = 0$ s, et est éliminé au bout de 150 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 accéléré 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 150 ms n'affecte pas la stabilité du système qui reste dans les plages admissibles de fréquence et de tension.

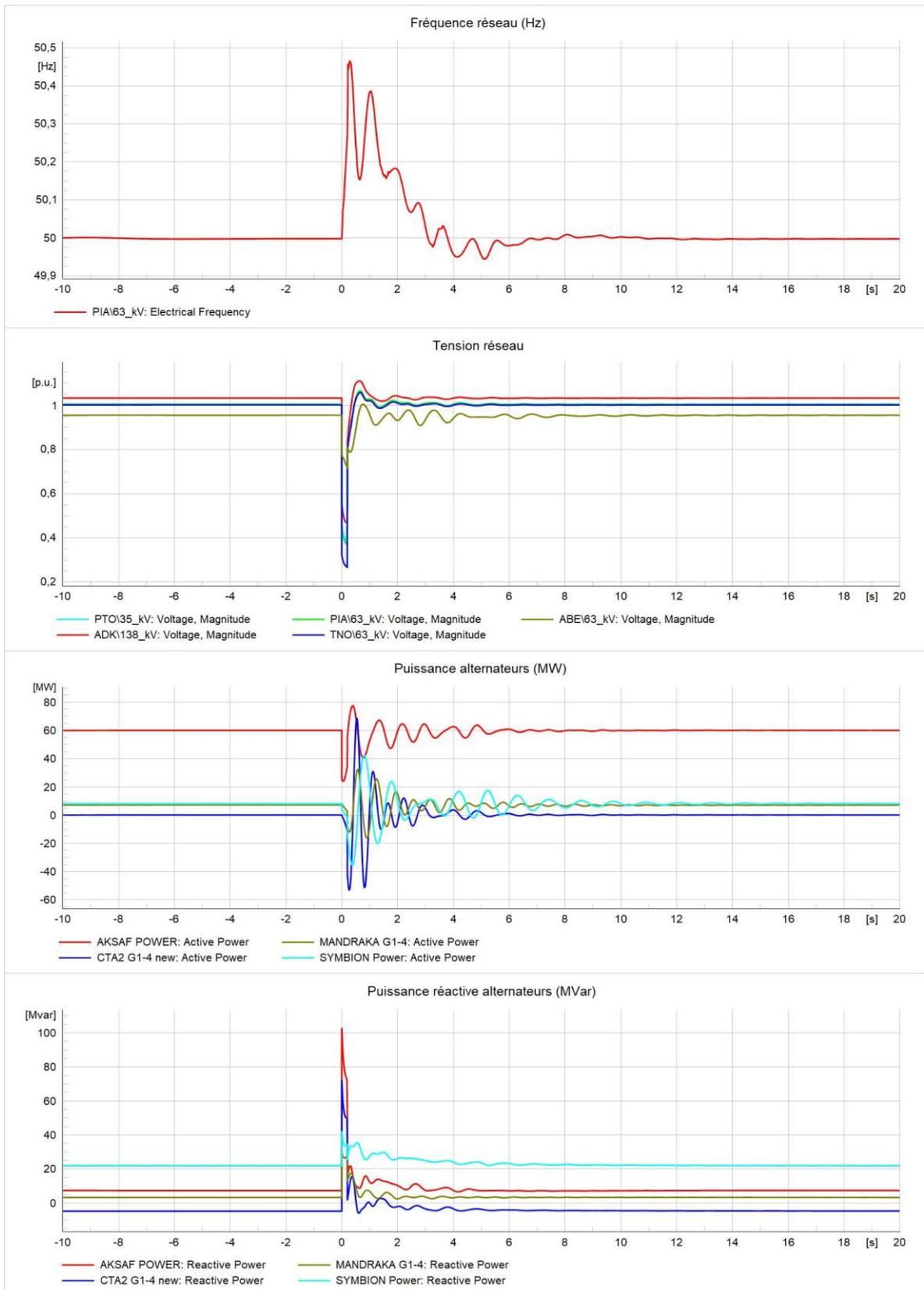


Fig. 44. Simulation d'un court-circuit triphasé sur la ligne 138kV PIA-Tana Nord 2 en 2024

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 (Ambohimananambola).

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-1 suite à l'ouverture de cette ligne.

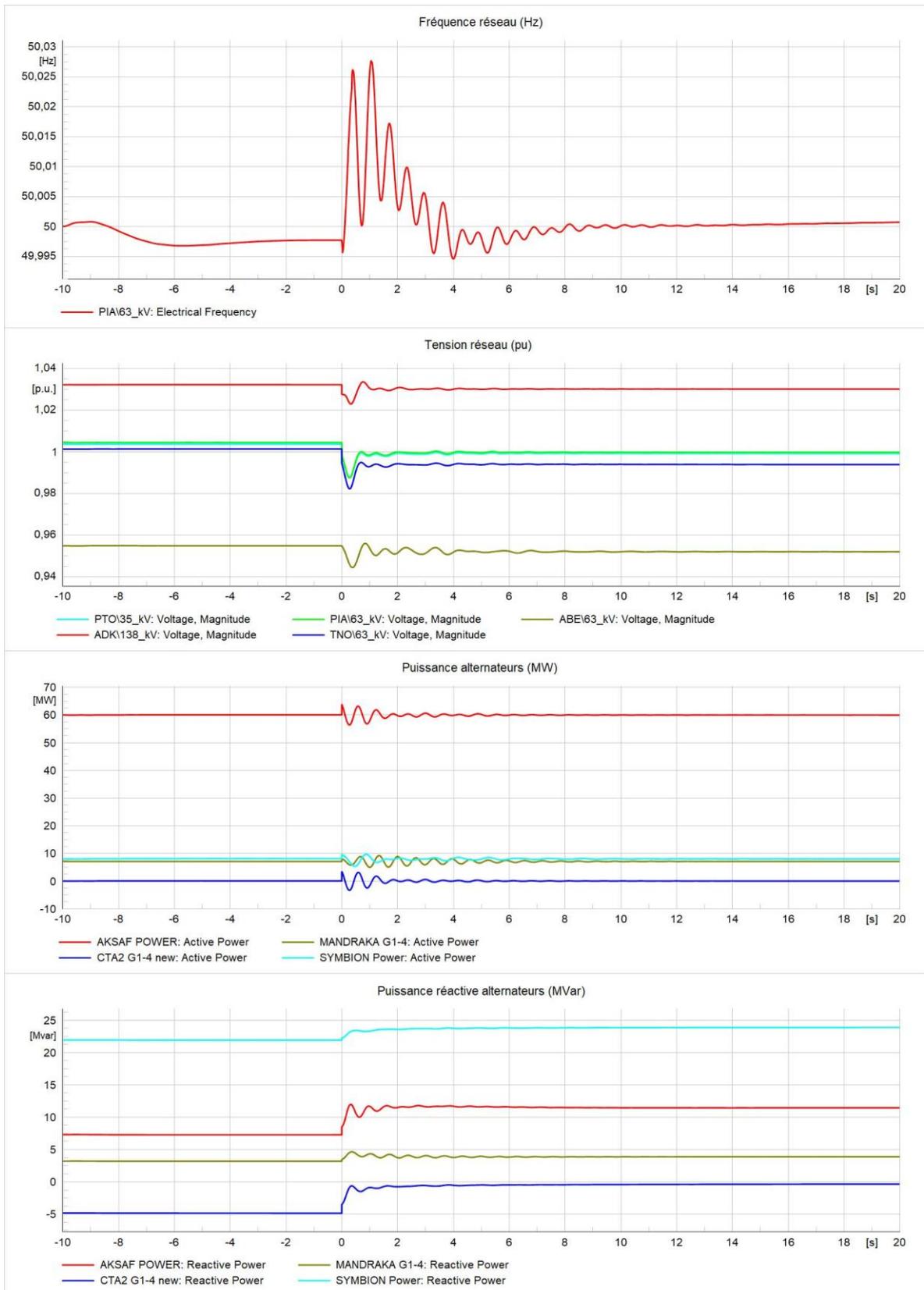


Fig. 45. Simulation de la perte d'un terne de la ligne 138 kV Andekaleka - PIA en 2024

10.3. ETUDE DE L'ANNEE 2028

10.3.1. Etat du réseau cible

10.3.1.1. PRODUCTION

En 2028, d'après le PDMC, les centrales suivantes devraient être en service :

- Centrales hydroélectriques : centrales existantes, Mahitsy (22 MW), Andekaleka Groupe 4 (34 MW), Namorona + Namorona 2 (24 MW) Volobe amont (121 MW), Volobe amont P (121 MW) et Sahofika (198,7 MW).
- Centrales thermiques : 188,5 MW (déclassement de la TAC Jovena en 2027)
- Centrales photovoltaïques : Green Yellow Ambatolampy (20 MWc, existante) + extension 20 MWc, Manandona 4 MWc, un projet solaire de 20 MWc, une batterie de 20 MW / 40 MWh et un projet solaire de 20 MWc supplémentaire.

10.3.1.2. TRANSPORT

En 2028, 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 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 terne)
- 90 kV Tana Sud 3 – Behenjy – Antanifotsy – Antsirabe – Ambositra - Manakara

10.3.2. Etude statique

Les différents scénarios de répartition de puissances pour l'année 2028 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 2028 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : 488,39 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à environ 67% de leur puissance nominale au global (463,9 MW sur 663,9 MW installés)
- Les centrales thermiques ne sont pas connectées dans cette situation.
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas (pointe du soir) mais la batterie Solar 1 fournit 20 MW.

Le réseau tel que défini en 2028 pourra donc répondre très largement à la pointe de consommation grâce aux nouveaux ouvrages hydroélectriques de Volobe 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 2028, avec la mise en service de la centrale de Sahofika (198,7 MW) en anticipant l'arrivée de la centrale d'Antetazambato, avec son extension (202 MW) en 2035 et celle de Mahavola en 2030 et 2032 (300 MW), 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 n'est plus suffisante. La ligne d'interconnexion de Toamasina ainsi que les centrales d'Antetazambato de Sahofika et de Mahavola nécessitant un niveau de tension en 220 kV, il semble intéressant de conserver une homogénéité dans les niveaux de tension, et de créer cette boucle en 220 kV, ce qui permettra 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 2028 déterminée à partir du scénario de référence 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 2028 déterminée à partir du scénario de base de l'étude prévisionnelle de la demande : 488,39 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance maximale prévisionnelle en période d'étiage (correspondant à leurs puissances garanties en pointe)
- Les centrales thermiques complètent la puissance nécessaire pour répondre à la demande (115 MW)

Même dans cette situation qui correspond à la pointe avec une disponibilité plus restreinte des centrales hydroélectriques, les capacités thermiques sont peu utilisées ce qui permet d'assurer une réserve tournante suffisante pour assurer la stabilité du réseau et une réserve froide pour pallier les éventuelles indisponibilités de centrales. Dans cette simulation il reste environ 73,5 MW de puissance thermique non utilisée.

10.3.2.4. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE SOLAIRE

La demande à la pointe solaire est égale à 81,4% de la demande à la pointe du soir. Ce calcul est basé sur l'historique de consommation journalière moyenne fournie par la JIRAMA. Cette pointe de consommation observée en début d'après-midi coïncide avec le pic de production PV.

Il n'y a pas de projet solaire supplémentaire par rapport à 2024. La pénétration solaire diminue avec l'arrivée des centrales de Volobe et Sahofika.

Aucune surcharge ni problème de tension n'est à prévoir. La production PV atteint 68,7 MW et permet de compléter la production d'origine hydroélectrique. Pour garantir la stabilité, l'exploitant devra cependant veiller à laisser suffisamment de groupes connectés au réseau (à charge réduite) pour pallier les variations des centrales solaires et la perte éventuelle du plus gros groupe de production.

10.3.2.5. PROPOSITION D'UN PROJET ALTERNATIF A LA LIGNE 90 KV TANA – MANAKARA

Une variante est proposée par rapport au projet de ligne 90 kV de Tana à Manakara, où nous avons constaté que la puissance transitant restait faible du fait de la présence de la boucle 220 kV double terre.

L'alternative pour l'alimentation de Manakara et Mananjary serait de créer une ligne 90 kV en partant de Fianaransoa, jusqu'à Namorona, Ifanadiana puis Manakara et Mananjary. La ligne serait plus courte et la robustesse du réseau n'est pas altérée. Les pertes passent de 9,91 MW à 8,83 MW. Les simulations montrent que cette solution est toujours valable en 2035 car la boucle 220 kV aura toujours la capacité nécessaire pour transiter la puissance même avec l'arrivée d'Antetetzambato.

10.3.2.6. SCENARIO SAHOFIKA EN 2028

L'étude de sensibilité sur la date de mise en service au plus tôt de Sahofika (repoussée de 2 ans) montrent une différence principale par rapport à la stratégie du PDMC: la mise en service d'Antetetzambato en 2026.

Il n'y a pas de changement dans les résultats des simulations réseaux dans le cadre de cette alternative puisque la boucle 220 kV déjà construite a la capacité nécessaire pour transiter les puissances de Sahofika et d'Antetetzambato. En 2028, il y aura un surplus important de production hydroélectrique donc seul une partie de l'énergie de ces deux ouvrages sera nécessaire à l'alimentation du RI dans un premier temps.

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 2028.

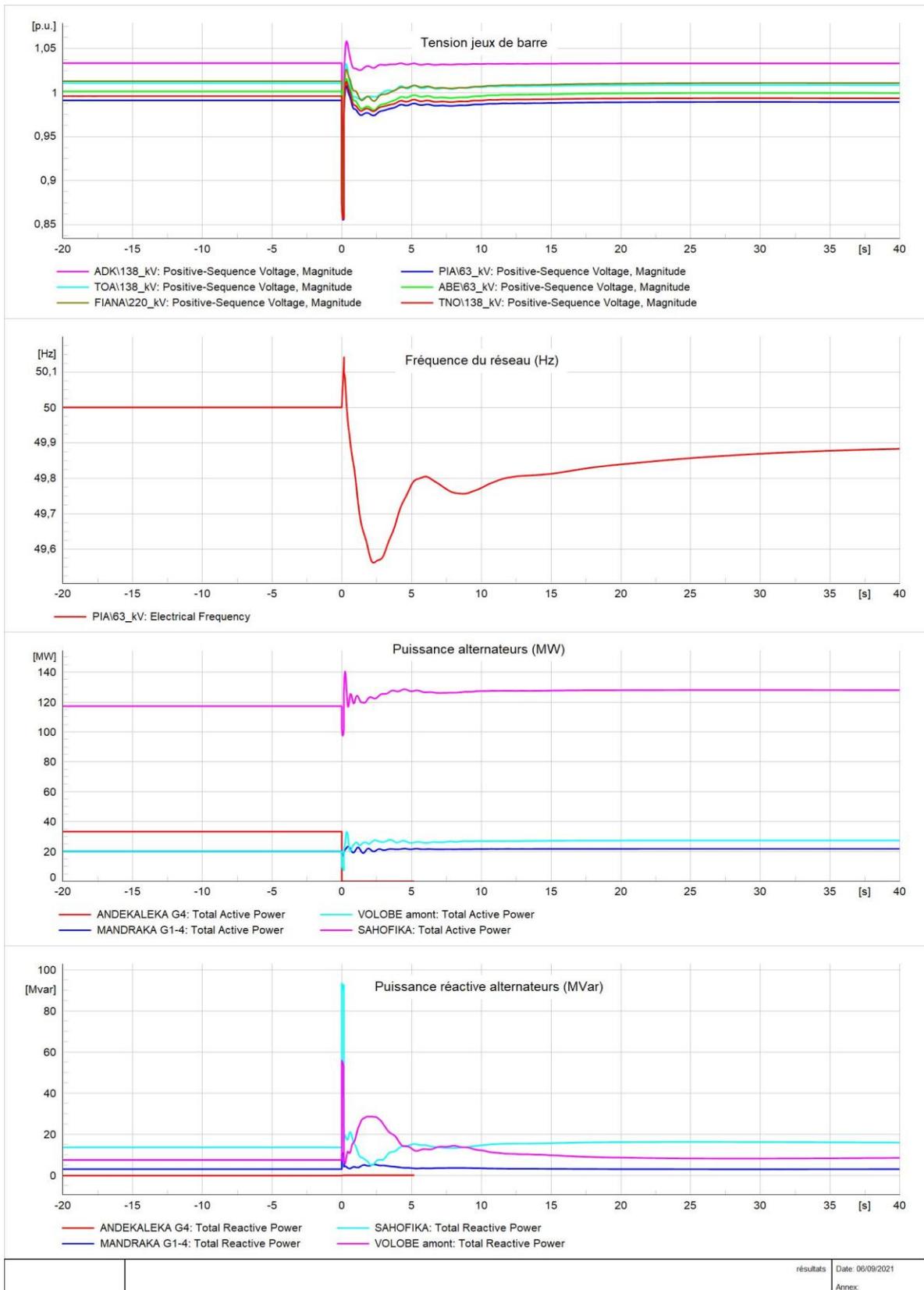


Fig. 46. Simulation de la perte d'Andekaleka G4 en 2028

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 (Ambohimambola) avec Tana Nord 2. Ce défaut est appliqué à l'instant $t = 0$ s, et est éliminé au bout de 150 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 accéléré 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. 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 150 ms n'affecte pas la stabilité du système qui reste dans les plages admissibles de fréquence et de tension.

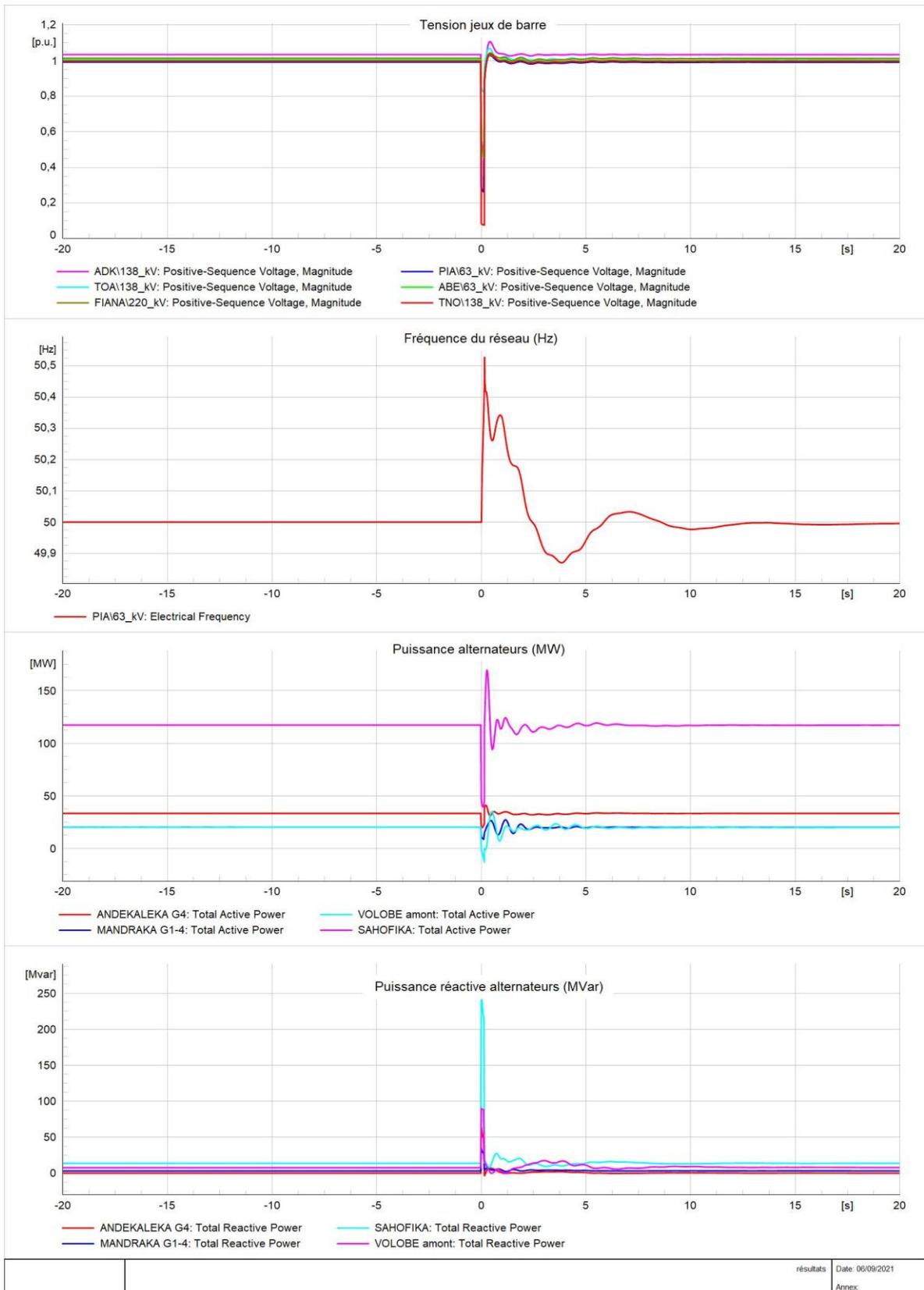


Fig. 47. Simulation d'un court-circuit triphasé sur la ligne 138kV PIA-Tana Nord 2 en 2028

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 terre relie Tana Sud 3 avec Tana Sud 2. Le report de charge de la puissance venant de Sahofika 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 2028 est assez robuste pour tenir le critère du N-2 appliqué sur cette ligne (deux terres indisponibles simultanément), grâce à la boucle 220 kV double terre qui sécurise l'alimentation de Tana.

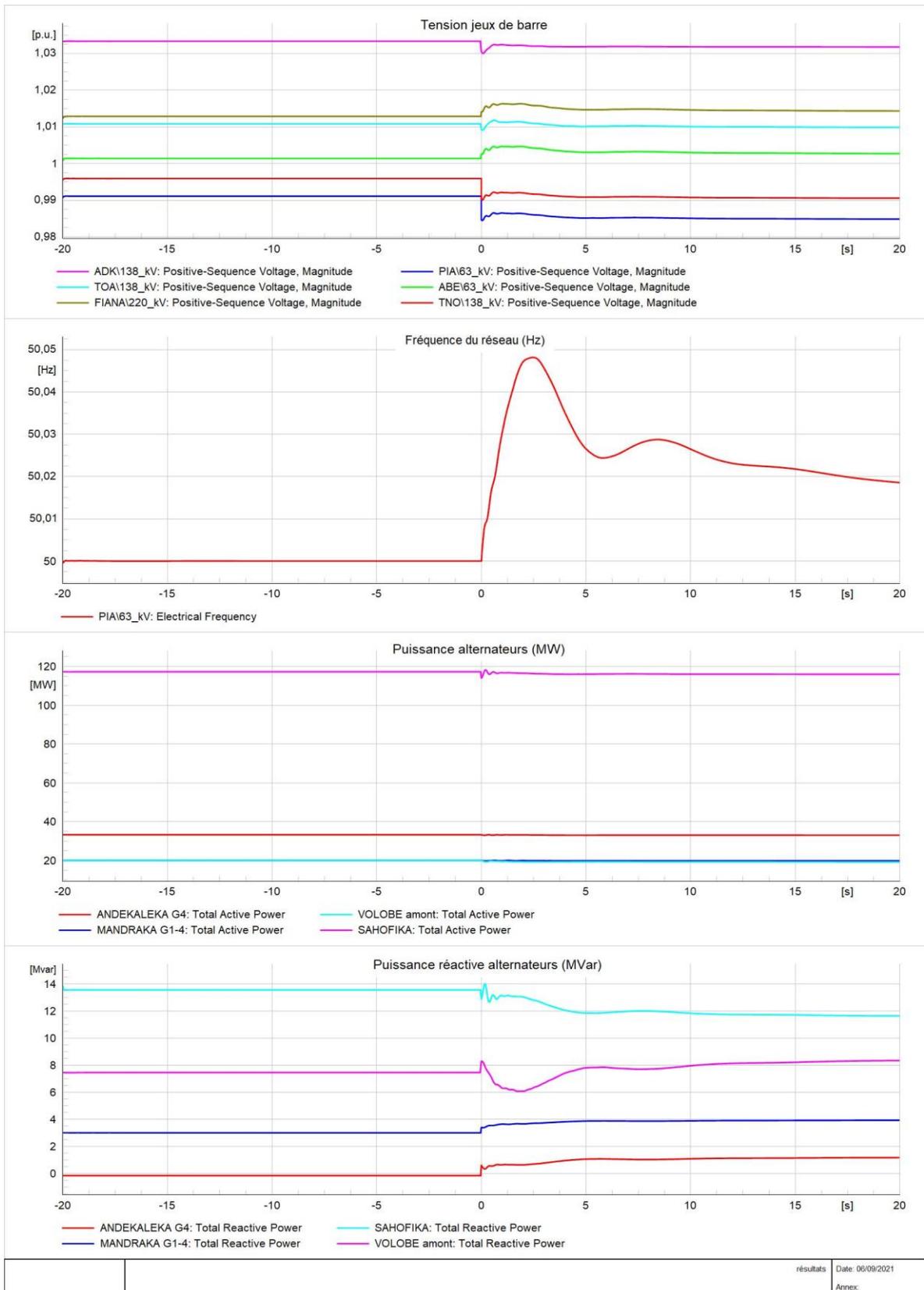


Fig. 48. Simulation de la perte de la ligne 220 kV double terne PTS3 – PTS2 en 2028

10.4. ETUDE DE L'ANNEE 2035

10.4.1. Etat du réseau cible

10.4.1.1. PRODUCTION

En 2035, d'après le scénario du PDMC, les centrales suivantes devraient être en service :

- Centrales hydroélectriques : centrales existantes en 2028 et intégration de la centrale d'Antetazambato (142 MW + extension de 60 MW).
- Centrales thermiques : 188,5 MW.
- Centrales photovoltaïques : Green Yellow Ambatolampy (20 MWc, existante) + extension 20 MWc, Manandona 4 MWc, un projet solaire de 20 MWc avec batterie de 20 MW / 40 MWh et un projet solaire de 20 MWc supplémentaire.

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 Mandroseza. Cela permet de relever le niveau de tension de la distribution et de stabiliser le réseau à la pointe.

10.4.1.2. TRANSPORT

En 2035, les lignes suivantes auront été mises en service :

- 90 kV Ifanadiana - Mananjary
- 220 kV Antsirabe – Antetazambato (ligne biterne)
- 220 kV Tana Nord 2 – Ankazobe – Mahavola (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 : 770 MW
- Les centrales hydroélectriques produisent 766,9 MW et disposent encore au global de 401,2 MW de réserve
- Les centrales thermiques complètent la puissance nécessaire pour répondre à la demande
- Les centrales photovoltaïques ne fonctionnent pas (pointe du soir) mais la batterie Solar 1 fournit 20 MW.

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 référence 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 hormis Sahofika. La demande est légèrement supérieure à 30% de la pointe car les clients HT restent à la même puissance afin d'être plus contraignant.
- 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.

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 : 770 MW
- Les centrales hydroélectriques fonctionnent à leur puissance maximale prévisionnelle en période d'étiage (donc à leur puissance garantie en pointe)
- Les centrales thermiques complètent la puissance nécessaire pour répondre à la demande (55 MW)

Dans cette situation qui correspond à la pointe avec une disponibilité la plus restreinte des centrales hydroélectriques, les groupes de Mahavola qui ont une puissance garantie 5h de 145,15 MW chacun permettent d'utiliser très peu de groupes thermiques (Symbion power et HFO Toamasina seulement). Mahavola et Antetezambato permettent d'avoir une situation à l'étiage beaucoup plus sécurisée par rapport à 2028.

10.4.2.4. REPARTITION DE PUISSANCE A LA POINTE SOLAIRE

La demande à la pointe solaire est égale à 81,4% de la demande à la pointe du soir. Ce calcul est basé sur l'historique de consommation journalière moyenne fournie par la JIRAMA. Cette pointe de consommation observée en début d'après-midi coïncide avec le pic de production PV.

Il n'y a pas de projet solaire supplémentaire par rapport à 2024. La pénétration solaire diminue avec l'arrivée des centrales de Mahavola et Antetezambato.

Aucune surcharge ni problème de tension n'est à prévoir. La production PV atteint 68,7 MW et permet de soulager des groupes hydro. Pour garantir la stabilité, l'exploitant devra cependant veiller à laisser suffisamment de groupes connectés au réseau (à charge réduite) pour pallier les variations des centrales solaires et à la perte éventuelle du plus gros groupe de production.

10.4.2.5. 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 I_k est indiqué en Kilo-Ampères, suivi de la puissance de coupure de court-circuit S_b 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.

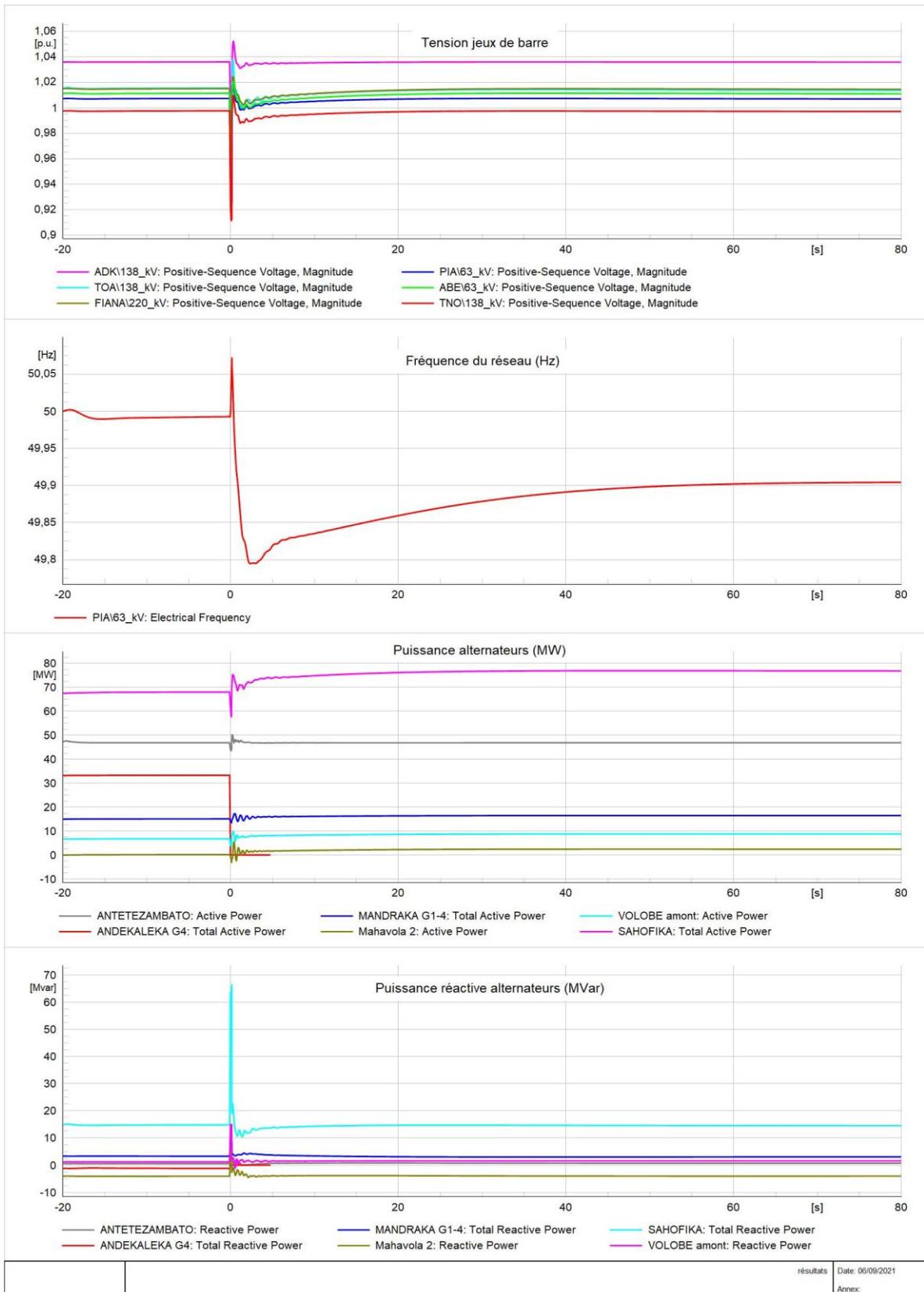


Fig. 49. Simulation de la perte d'Andekaleka G4 en 2035

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 (Ambohimambola) avec Tana Nord 2. Ce défaut est appliqué à l'instant $t = 0$ s, et est éliminé au bout de 150 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 7,5 s après une excursion en sur fréquence assez importante de 0,35 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 150 ms n'affecte pas la stabilité du système qui reste dans les plages admissibles de fréquence et de tension.

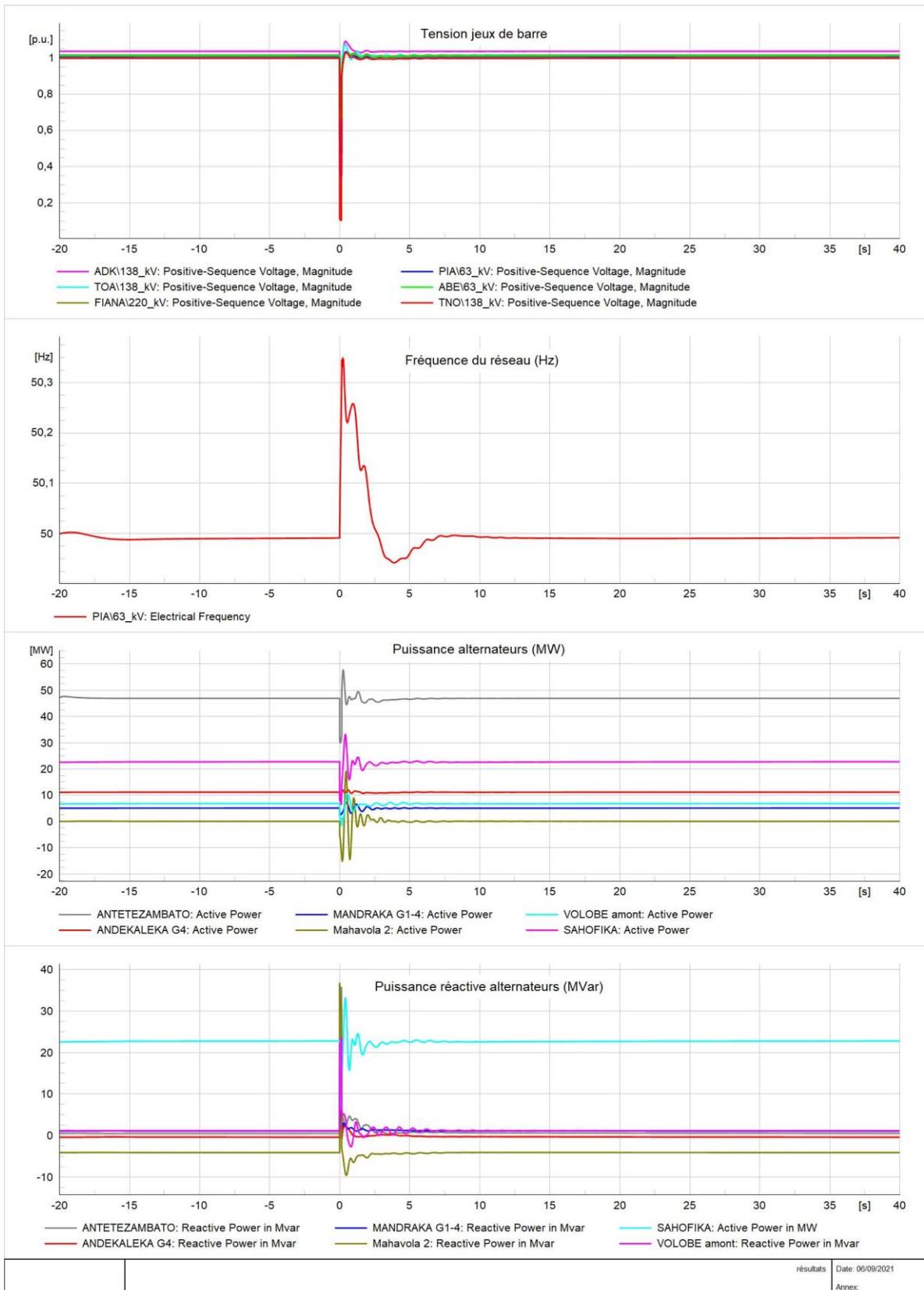


Fig. 50. Simulation d'un court-circuit triphasé sur la ligne 138kV PIA-Tana Nord 2 en 2035

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 terre relie Tana Sud 3 avec Tana Sud 2. Le report de charge de la puissance venant de Sahofika et Antetazambato 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 terres indisponibles simultanément), grâce à la boucle 220 kV double terre qui sécurise l'alimentation de Tana.

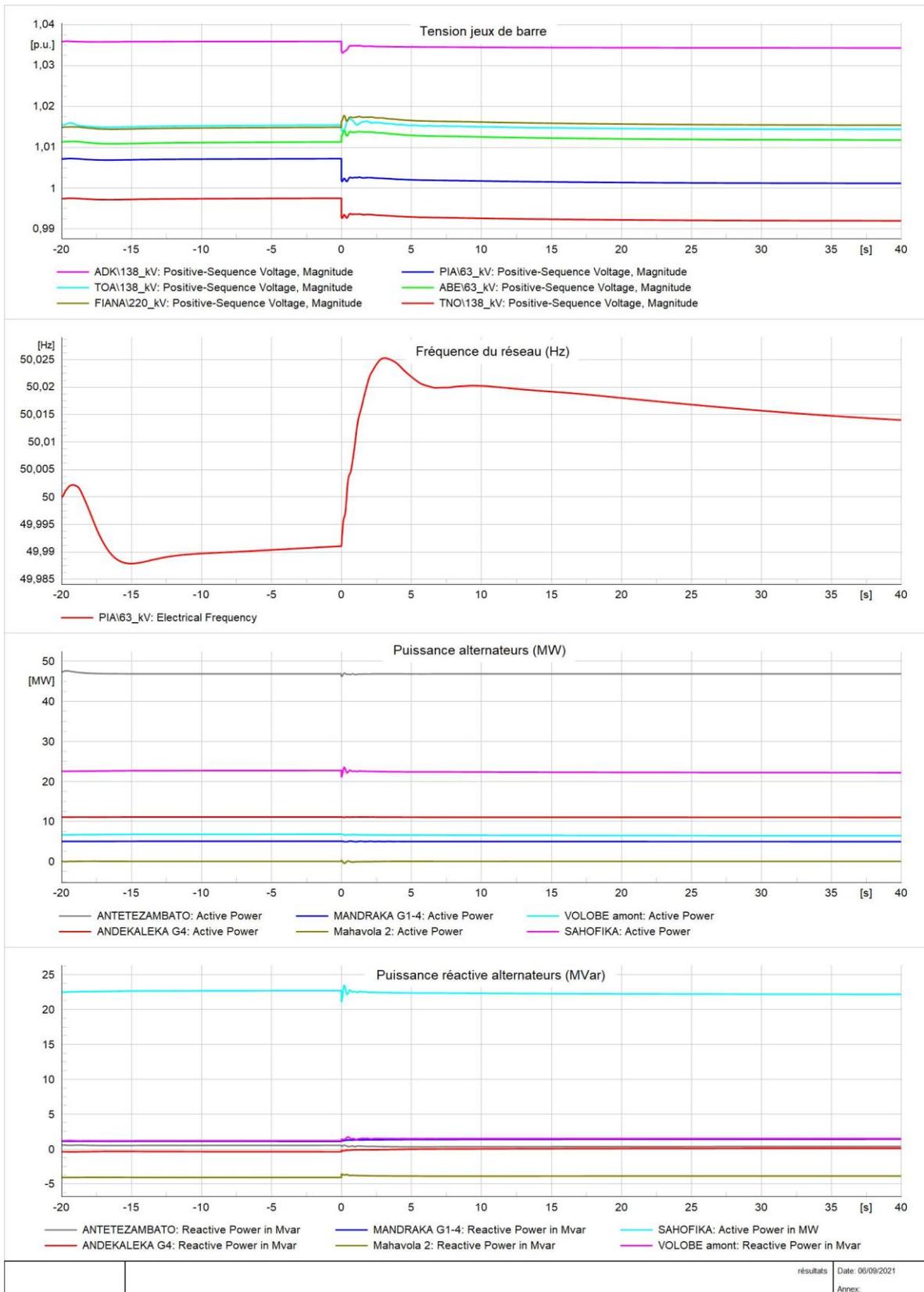


Fig. 51. Simulation de la perte de la ligne double terre 220 kV PTS3 – PTS2 en 2035

10.5. CONCLUSIONS DE L'ETUDE DE RESEAU

Les résultats de l'étude de réseau jusqu'à l'horizon 2035 sont très satisfaisants. 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. Par la suite, la plupart des faiblesses du réseau actuel sont résolues dès les premières simulations du réseau prévisionnel 2024. 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, le réseau présente des risques de défaillance pendant les périodes d'étiage en 2024 du fait du manque de production. Ces problématiques doivent être résolues dès 2026 d'après le plan prévisionnel avec l'arrivée des premiers ouvrages hydroélectriques structurants (Volobe amont et Sahofika) 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. 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 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 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 de transport.

Les résultats des études dynamiques sont également satisfaisants dans le sens où ils donnent un 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 usuelles, 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. Les contrats d'achat de ces centrales en TOP devront évoluer pour prendre en compte ce besoin.

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 2024. 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 cette problématique. Les deux tableaux suivants récapitulent la compensation réactive nécessaire qui a été utilisée dans les études réseaux :

Tabl. 92 - Nouveaux bancs d'inductances à rajouter

| 2024 | 2028 | 2035 |
|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| Andekaleka 4 138 kV ; 36 MVar | Ambositra 220 kV ; 36 MVar | Mahavola 220 kV ; 36 MVar |
| Tana Nord 2 220 kV ; 36 MVar | Fianarantsoa 220 kV ; 36 MVar | |
| Toamasina 220 kV ; 36 MVar | Antsirabe 220 kV ; 36 MVar | |
| | Andekaleka 4 : 220 kV ; 36 MVar | |

Tabl. 93 - Nouveaux bancs de condensateurs à rajouter

| 2024 | 2028 | 2035 |
|------------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| PVA ; 9 MVar | Manakara 90 kV ; 15 MVar | TNO 20 kV ; 2 MVar |
| PJO ; 3 MVar | Tana Ouest 2 63 kV ; 2 MVar | Mananjary 90 kV ; 1 MVar |
| PMZ ; 9 MVar | Ambositra 220 kV ; 4 MVar | |
| PTO ; 9 MVar | Tana Sud 3 220 kV ; 10 MVar | |
| PTS 35 kV ; 9 MVar | Ifanadiana 90 kV ; 4 MVar | |
| PTS 63 kV ; 6 MVar | | |
| TNO ; 2 MVar | | |
| Tana Ouest 2 63 kV ; 8 MVar | | |
| Tana Nord 2 138 kV ; 10 MVar | | |
| Antsirabe 63 kV ; 14 MVar | | |
| Toamasina 35 kV ; 12 MVar | | |

11. DETAIL DES PROJETS DU RESEAU DE TRANSPORT HTB

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

- 1) Ligne 63 kV Mahitsy - 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 220 kV & renforcements de Tana
- 7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est
- 8) Ligne 90 kV Tana Sud 3 – Behenjy – Antanifotsy – Ambositra – Ifanadiana – Manakara / Mananjary
- 9) Ligne 220 kV Tana nord 2 - Ankazobe

Le détail technique de chacun de ces projets envisagés est présenté ci-dessous.

11.1. LIGNE 63 KV MAHITSY – TANA OUEST 2 – AMBODIVONA

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2021, 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. BOUCLAGE 63 KV & RENFORCEMENTS DE TANA

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2023 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) – Mandrozeza 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 228 mm².
- 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 228 mm².
- 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 228 mm².
- 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 2024 permettrait d'interconnecter le réseau de Toamasina avec le RIT. L'arrivée en 2022 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 terne 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina, d'une longueur totale d'environ 290 km ; cette ligne double terne 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.
- Une ligne simple terne 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 Antsampanana 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 2025 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 Antetazambato, 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 2028 permettrait d’interconnecter le réseau de Fianarantsoa au RI. Cet ouvrage regroupe les investissements suivants :

- Une ligne double terne 220 kV Antsirabe – Ambositra – Fianarantsoa d’une longueur totale d’environ 202 km ; cette ligne double terne 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 2026 permettrait d'assurer l'évacuation d'un ouvrage hydroélectrique majeur comme celui de Sahofika ou d'Antetazambato. La boucle 63 kV n'est plus adaptée pour répartir une puissance de cet ordre (Antetazambato aura une puissance de 202 MW et Sahofika de 198,7 MW) 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 2026 afin d'évacuer l'énergie de Sahofika qui est mis en service à cette date dans le scénario au moindre coût. La ligne 63 kV entre Tana sud et Tana sud 2 est prévue en 2024. Ces ouvrages regroupent les investissements suivants :

- Une ligne double terne 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 terne 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 terne 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 terne. Ce projet regroupe les investissements suivants :

- Une ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est, d'une longueur totale d'environ 92 km ; cette ligne double terne 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 90 KV TANA SUD 3 – BEHENJY – ANTANIFOTSY – ANTSIRABE – AMBOSITRA – IFANADIANA – MANAKARA / MANANJARY

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2028 permettrait d'étendre le réseau de transport vers l'est de Fianarantsoa pour alimenter deux centres isolés importants : Mananjary et Manakara. Ce projet regroupe les investissements suivants :

- Une ligne 90 kV Tana sud 3 – Behenjy, d'une longueur totale d'environ 12,5 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 90 kV Behenjy – Antanifotsy, d'une longueur totale d'environ 52,2 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 90 kV Antanifotsy – Antsirabe, d'une longueur totale d'environ 45 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 90 kV Antsirabe - Ambositra, d'une longueur totale d'environ 75 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 90 kV Ambositra – Ifanadiana, d'une longueur totale d'environ 110 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 90 kV Ifanadiana – Manakara, d'une longueur totale d'environ 95 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Une ligne 90 kV Ifanadiana – Mananjary, d'une longueur totale d'environ 85 km ; cette ligne simple terne est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- L'extension du poste de Tana sud 3 220 kV comprenant :
 - Une travée ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 220/90 kV de 50 MVA
 - Un jeu de barre 90 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste de Behenjy 63 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 90/63 kV de 50 MVA
 - Un transformateur 90/63 kV de 50 MVA
 - Un jeu de barre 90 kV

- Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste de Antsirabe 63 kV comprenant :
 - Deux travée ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 90/63 kV de 50 MVA
 - Un transformateur 90/63 kV de 50 MVA
 - Un jeu de barre 90 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- L'extension du poste de Ambositra 220 kV comprenant :
 - Deux travée ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 220/90 kV de 50 MVA
 - Un transformateur 220/90 kV de 50 MVA
 - Un jeu de barre 90 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande
- La création du poste Mananjary 90 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 90 kV
 - Une travée ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 90/20 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 90 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 90 kV
 - Une travée ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 90/20 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 Antanifotsy 90 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 90 kV

- Deux travées ligne 90 kV
- Deux travées transformateurs 90/20 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 Ifanadiana 90 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 90 kV
 - Trois travées ligne 90 kV
 - Deux travées transformateurs 90/20 kV de 5 MVA
 - Un bâtiment intégrant :
 - les cellules HTA
 - les armoires de protection et contrôle-commande
 - les services auxiliaires
 - Un groupe électrogène

11.9. LIGNE 220 KV TANA NORD 2 – ANKAZOBE

Cet ouvrage prévu en 2030 permet de raccorder le nouveau poste d'Ankazobe et d'alimenter le projet industriel HT Kangiara. Elle permet aussi de connecter au réseau la centrale de Mahavola dont la phase 1 est prévue en 2030 puis la phase 2 en 2032. Ce projet regroupe les investissements suivants :

- Une ligne double terre 220 kV Tana Nord 2 – Ankazobe d'une longueur totale d'environ 60 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.
- La création du poste Ankazobe 220 kV comprenant :
 - Un jeu de barres 220 kV
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Deux travées transformateurs 220/90 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 de Tana Nord 2 220 kV comprenant :
 - Deux travées ligne 220 kV
 - Les extensions des armoires de protection et contrôle-commande

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, 90 kV et 63 kV, sont résumés dans le tableau suivant.

Tabl. 94 - 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 | 2,81 | 4,25 | 7,06 |
| 2) Boucle 63 kV & renforcements de Tana | 63 kV Double terne 228mm ² (urbain Tana) | 24 | 4,95 | 16,24 | 21,19 |
| 3) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Toamasina | 220 kV Double terne, 265mm ² (30 km de 138kV) | 320 | 96,12 | 66,89 | 163,01 |
| 4) Interconnexion 220 kV Tana Nord 2 – Tana Sud 3 – Ambatolampy – Antsirabe | 220 kV Double terne, 265mm ² | 150 | 46,99 | 53,90 | 100,89 |
| 5) Interconnexion 220 kV Antsirabe – Ambositra - Fianarantsoa | 220 kV Double terne, 265mm ² | 202 | 63,28 | 38,26 | 101,54 |
| 6) Boucle 220 kV & renforcements de Tana | 220 kV Double terne, 265mm ² & 63kV | 52 | 15,50 | 35,47 | 50,97 |
| 7) Ligne 63 kV Toamasina – Fenoarivo Est | 63 kV Double terne 228mm ² | 92 | 17,24 | 4,89 | 22,13 |
| 8) Ligne 90 kV Tana Sud 3 – Behenjy – Antanifotsy – Ambositra – Ifanadiana – Manakara/Mananjary | 90 kV Double terne 228mm ² | 500 | 61,39 | 30,04 | 91,43 |
| 9) Ligne 220 kV Tana Nord 2 - Ankazobe | 220 kV Double terne, 265mm ² | 64 | 20,05 | 13,55 | 33,6 |
| TOTAL | | 1414 | 328,33 | 263,48 | 591,81 |

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.

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. 95 - Coût du transport pour le PDMC

Taux d'actualisation 5%
 Durée de vie économique 30 ans
 O&M Lignes 1.5% investissement
 O&M Postes 1.5% investissement

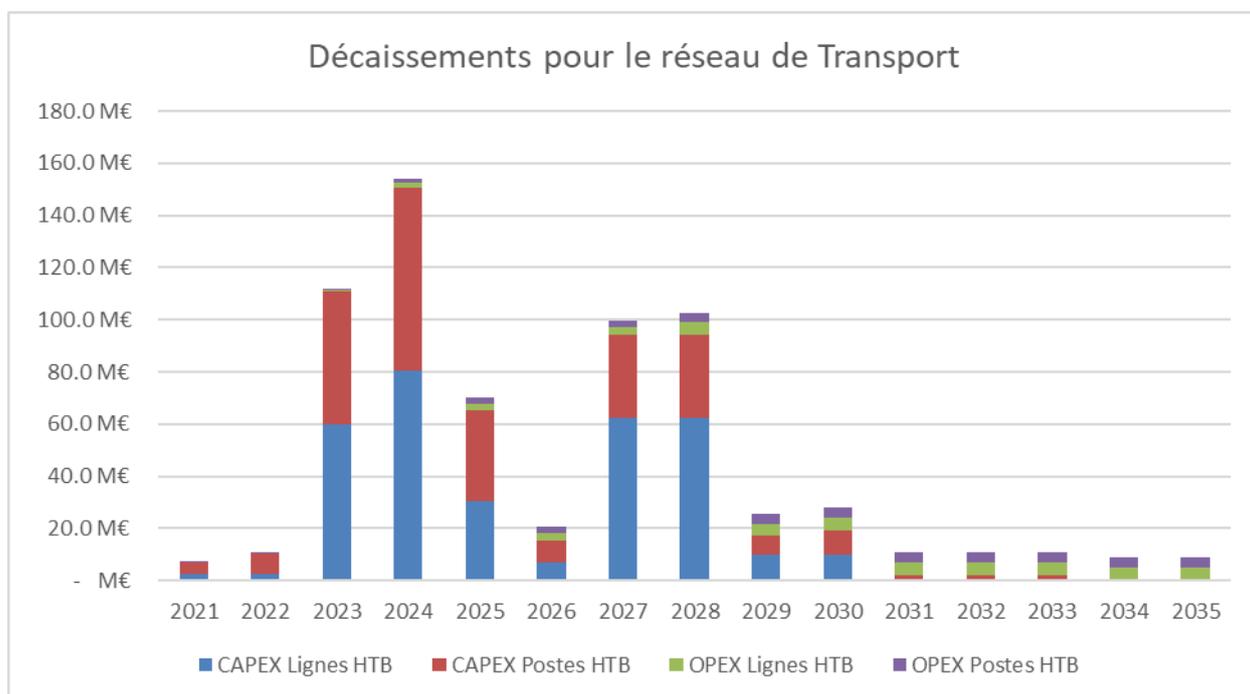
| CAPEX (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Lignes transport | 2.8 M€ | - M€ | 5.0 M€ | 114.5 M€ | 47.0 M€ | 14.4 M€ | - M€ | 124.7 M€ | - M€ | 20.0 M€ | - M€ | - M€ | - M€ | - M€ | - M€ |
| Décaissement | 2.8 M€ | 2.5 M€ | 59.7 M€ | 80.7 M€ | 30.7 M€ | 7.2 M€ | 62.3 M€ | 62.3 M€ | 10.0 M€ | 10.0 M€ | - M€ | - M€ | - M€ | - M€ | - M€ |
| TOTAL cumulé lignes | 2.8 M€ | 2.8 M€ | 7.8 M€ | 122.2 M€ | 169.2 M€ | 183.6 M€ | 183.6 M€ | 308.3 M€ | 308.3 M€ | 328.3 M€ |
| Postes transport | 4.2 M€ | - M€ | 16.2 M€ | 86.6 M€ | 53.1 M€ | 16.4 M€ | - M€ | 64.1 M€ | - M€ | 14.4 M€ | 4.2 M€ | - M€ | 4.2 M€ | - M€ | - M€ |
| Décaissement | 4.2 M€ | 8.1 M€ | 51.4 M€ | 69.8 M€ | 34.8 M€ | 8.2 M€ | 32.0 M€ | 32.0 M€ | 7.2 M€ | 9.3 M€ | 2.1 M€ | 2.1 M€ | 2.1 M€ | - M€ | - M€ |
| TOTAL cumulé postes | 4.2 M€ | 4.2 M€ | 20.5 M€ | 107.1 M€ | 160.2 M€ | 176.6 M€ | 176.6 M€ | 240.7 M€ | 240.7 M€ | 255.1 M€ | 259.3 M€ | 259.3 M€ | 263.5 M€ | 263.5 M€ | 263.5 M€ |
| Lignes (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investissements (annuités) | 0.2 M€ | 0.2 M€ | 0.5 M€ | 8.0 M€ | 11.0 M€ | 11.9 M€ | 11.9 M€ | 20.1 M€ | 20.1 M€ | 21.4 M€ |
| E&M | 0.0 M€ | 0.0 M€ | 0.1 M€ | 1.8 M€ | 2.5 M€ | 2.8 M€ | 2.8 M€ | 4.6 M€ | 4.6 M€ | 4.9 M€ |
| Postes (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investissements (annuités) | 0.3 M€ | 0.3 M€ | 1.3 M€ | 7.0 M€ | 10.4 M€ | 11.5 M€ | 11.5 M€ | 15.7 M€ | 15.7 M€ | 16.6 M€ | 16.9 M€ | 16.9 M€ | 17.1 M€ | 17.1 M€ | 17.1 M€ |
| E&M | 0.1 M€ | 0.1 M€ | 0.3 M€ | 1.6 M€ | 2.4 M€ | 2.6 M€ | 2.6 M€ | 3.6 M€ | 3.6 M€ | 3.8 M€ | 3.9 M€ | 3.9 M€ | 4.0 M€ | 4.0 M€ | 4.0 M€ |
| Total Transport (M€) | 0.6 M€ | 0.6 M€ | 2.3 M€ | 18.4 M€ | 26.4 M€ | 28.8 M€ | 28.8 M€ | 43.9 M€ | 43.9 M€ | 46.7 M€ | 47.0 M€ | 47.0 M€ | 47.4 M€ | 47.4 M€ | 47.4 M€ |
| Demande [GWh] | 1387 | 1473 | 1568 | 1906 | 2378 | 2566 | 2703 | 3081 | 3301 | 3585 | 3960 | 4272 | 4546 | 4827 | 5167 |
| Coût moyen du transport [c€/kWh] | 0.0 c€/kWh | 0.0 c€/kWh | 0.1 c€/kWh | 1.0 c€/kWh | 1.1 c€/kWh | 1.1 c€/kWh | 1.1 c€/kWh | 1.4 c€/kWh | 1.3 c€/kWh | 1.3 c€/kWh | 1.2 c€/kWh | 1.1 c€/kWh | 1.0 c€/kWh | 1.0 c€/kWh | 0.9 c€/kWh |

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 293 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 29 721 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 1.0 c€/kWh |

A noter que la demande considérée dans le tableau précédent correspond bien à la demande à produire, donc incluant les pertes du réseau de transport.

L'histogramme ci-après résume les décaissements totaux par année avec les Capex et Opex des lignes et postes :

Tabl. 96 - Décaissements pour le réseau de transport pour le PDMC



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 2021.

13.2. CHIFFRES CLEFS POUR LE CALCUL DES INVESTISSEMENTS

Tabl. 97 - 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 transformateur 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 2021 unitaires retenus pour définir le plan d'investissement du réseau de distribution sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 98 - Prix 2018 des équipements de distribution

| Coûts unitaires | RI TANA |
|--------------------------|---------|
| km de ligne MT (k€ / km) | 35 |
| Km de ligne BT (k€ / km) | 23 |
| Poste MT/BT k€ / unité | 12,7 |

13.3. BESOINS EN INVESTISSEMENT

Au total, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2021 - 2035 atteignent environ 131 MEUR en valeur actualisée nette pour le Réseau Interconnecté.

Ce montant se décompose comme suit :

- Investissement en lignes MT (20 kV) : _____ 82 MEUR, soit 3 350 km de ligne MT
- Investissement en lignes BT (400 V) : _____ 107 MEUR, soit 6 604 km de ligne BT
- Investissement en postes MT/BT : _____ 57 MEUR, soit 6 382 postes

Ces investissements donnent un coût moyen actualisé de la distribution de **0,57 €/kWh**.

Le tableau ci-après fournit le détail des annuités et coûts d'exploitation et maintenance correspondant à ces projets sur l'ensemble de la période du plan.

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. 99 - Coût de la distribution pour le PDMC

Taux d'actualisation 5%
 Durée de vie économique 30 ans
 O&M Lignes 1.5% investissement
 O&M Postes 1.5% investissement

| CAPEX (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Lignes transport Distrib | 9.2 M€ | 9.8 M€ | 11.2 M€ | 33.1 M€ | 13.5 M€ | 14.5 M€ | 15.0 M€ | 24.3 M€ | 19.7 M€ | 17.4 M€ | 18.2 M€ | 19.5 M€ | 20.1 M€ | 21.2 M€ | 22.4 M€ |
| TOTAL cumulé lignes | 9.2 M€ | 19.1 M€ | 30.3 M€ | 63.4 M€ | 76.9 M€ | 91.4 M€ | 106.3 M€ | 130.6 M€ | 150.3 M€ | 167.7 M€ | 185.9 M€ | 205.3 M€ | 225.5 M€ | 246.7 M€ | 269.1 M€ |
| Postes Distrib | 2.8 M€ | 3.0 M€ | 3.4 M€ | 10.0 M€ | 4.1 M€ | 4.4 M€ | 4.5 M€ | 7.3 M€ | 5.9 M€ | 5.2 M€ | 5.5 M€ | 5.9 M€ | 6.1 M€ | 6.4 M€ | 6.8 M€ |
| TOTAL cumulé postes | 2.8 M€ | 5.8 M€ | 9.1 M€ | 19.1 M€ | 23.2 M€ | 27.5 M€ | 32.0 M€ | 39.3 M€ | 45.3 M€ | 50.5 M€ | 56.0 M€ | 61.8 M€ | 67.9 M€ | 74.3 M€ | 81.0 M€ |
| Lignes Distribution (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investissements (annuités) | 0.6 M€ | 1.2 M€ | 2.0 M€ | 4.1 M€ | 5.0 M€ | 5.9 M€ | 6.9 M€ | 8.5 M€ | 9.8 M€ | 10.9 M€ | 12.1 M€ | 13.4 M€ | 14.7 M€ | 16.0 M€ | 17.5 M€ |
| E&M | 0.1 M€ | 0.3 M€ | 0.5 M€ | 1.0 M€ | 1.2 M€ | 1.4 M€ | 1.6 M€ | 2.0 M€ | 2.3 M€ | 2.5 M€ | 2.8 M€ | 3.1 M€ | 3.4 M€ | 3.7 M€ | 4.0 M€ |
| Postes Distribution (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investissements (annuités) | 0.2 M€ | 0.4 M€ | 0.6 M€ | 1.2 M€ | 1.5 M€ | 1.8 M€ | 2.1 M€ | 2.6 M€ | 2.9 M€ | 3.3 M€ | 3.6 M€ | 4.0 M€ | 4.4 M€ | 4.8 M€ | 5.3 M€ |
| E&M | 0.0 M€ | 0.1 M€ | 0.1 M€ | 0.3 M€ | 0.3 M€ | 0.4 M€ | 0.5 M€ | 0.6 M€ | 0.7 M€ | 0.8 M€ | 0.8 M€ | 0.9 M€ | 1.0 M€ | 1.1 M€ | 1.2 M€ |
| Total Distribution(M€) | 1.0 M€ | 2.0 M€ | 3.2 M€ | 6.6 M€ | 8.0 M€ | 9.5 M€ | 11.1 M€ | 13.6 M€ | 15.7 M€ | 17.5 M€ | 19.4 M€ | 21.4 M€ | 23.5 M€ | 25.7 M€ | 28.0 M€ |
| Demande (MT BT sans pertes transport) [GWh] | 1312 | 1385 | 1467 | 1711 | 1811 | 1917 | 2027 | 2207 | 2352 | 2480 | 2614 | 2757 | 2905 | 3061 | 3227 |
| Coût moyen distribution [c€/kWh] | 0.1 c€/kWh | 0.1 c€/kWh | 0.2 c€/kWh | 0.4 c€/kWh | 0.4 c€/kWh | 0.5 c€/kWh | 0.5 c€/kWh | 0.6 c€/kWh | 0.7 c€/kWh | 0.7 c€/kWh | 0.7 c€/kWh | 0.8 c€/kWh | 0.8 c€/kWh | 0.8 c€/kWh | 0.9 c€/kWh |
| De 2021 à 2035 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Somme des coûts actualisés | 131 M€ | | | | | | | | | | | | | | |
| Somme de la demande actualisée | 22 791 GWh | | | | | | | | | | | | | | |
| Coût moyen actualisé de la distribution | 0.57 c€/kWh | | | | | | | | | | | | | | |

SECTION 5 PLAN D'INVESTISSEMENT DES AUTRES RESEAUX 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

Dans le cadre de l'étude du PDMC réalisée en 2018, une analyse de l'intérêt économique de raccorder chacun de ces mini réseaux au RI avait été faite, en comparant les coûts de la ligne de raccordement, au gain que cela pourrait engendrer sur le coût moyen du kWh. Ces études ont montré que le raccordement au RI n'était pas économique. Pour la présente mise à jour du PDMC, les résultats de ces études économiques ont été conservés. En effet, la demande est plus importante sur ces mini-réseaux que lors de la précédente étude, mais malgré cela, le coût de production obtenu grâce à l'hybridation avec les projets hydroélectrique reste raisonnable et ne permettrait toujours pas de justifier économique le raccordement au RI.

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, le niveau de tension de la ligne par rapport au projet existant a été optimisé. 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 :

- Construction de l'aménagement d'Ambodiroka et de sa ligne de raccordement au réseau de Mahajanga dès que possible (2025) pour répondre à l'augmentation de la demande estimée à l'horizon 2035.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes, avec la prise en compte d'un coût variable de production thermique de 0,374 €/Kwh (cout moyen de production thermique actuel sur ce CI) :

Tabl. 100 - Performances économiques du plan de développement du RI Mahajanga

| De 2021 à 2035 | | |
|---|-------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 308 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 1 178 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CML) | 26,1 | c€/kWh |

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

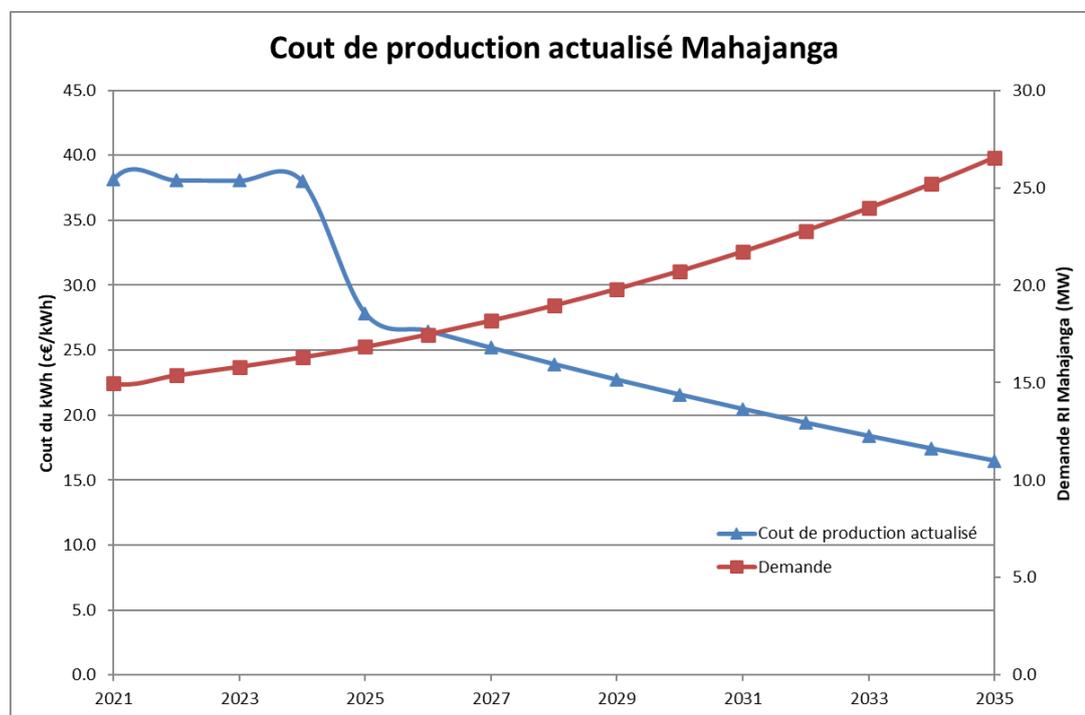


Fig. 53. *Coût de production actualisé pour le RI Mahajanga*

On constate que la mise en service de l'aménagement d'Ambodiroka en 2025 permet de diminuer le coût de production. Jusqu'en 2035, l'ouvrage permet de répondre à l'intégralité de la demande, et il n'y a donc pas de nécessité de nouveaux investissements. L'augmentation de la demande explique la baisse constante du coût du kWh.

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 GWh sur les 5 heures de pointe journalière. La puissance garantie à 95 % en pointe est de 12,5 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 3 MWc de solaire Photovoltaïque en 2022 à Nosy Be, projet étudié par ARTELIA pour le PIC
- Mise en service de la centrale de Bevory en 2027, 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.
- Construction d'un parc thermique pour répondre à la demande liée aux projets industriels Haute Tension, pour une capacité installée supplémentaire de 22 MW à l'horizon 2035.
- Pour répondre à l'augmentation de la demande estimée à l'horizon 2035, incluant le projet industriel ZET Nosy Be.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes, avec la prise en compte d'un coût variable de production thermique de 0,369 €/Kwh (cout moyen de production thermique actuel sur ce CI) :

Tabl. 101 - Performances économiques du plan de développement du RI Ambanja – Nosy Be

| De 2021 à 2035 | |
|--|--------------------|
| Somme des coûts actualisés | 303 M € |
| Taux d'actualisation | 5% |
| Somme de la production actualisée | 1 117 GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 27.1 c€/kWh |

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

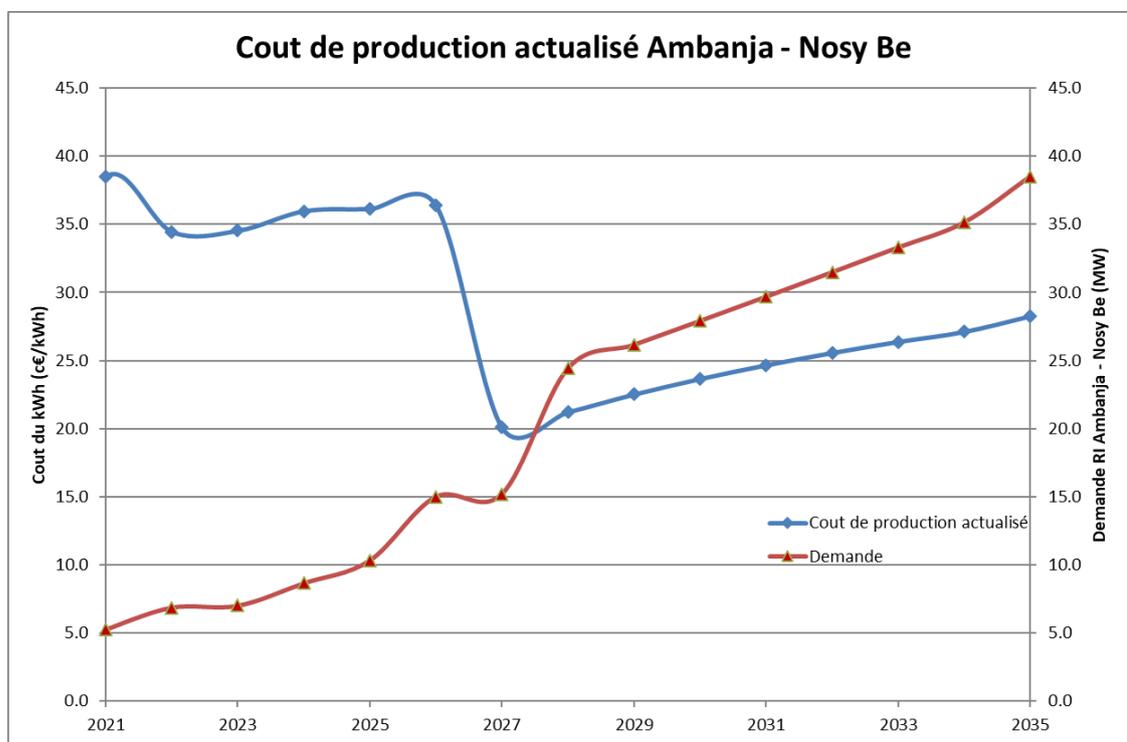


Fig. 54. *Cout de production actualisé pour le RI Ambanja – Nosy Be*

On voit bien l'impact de :

- la centrale solaire de Nosy Be qui fait baisser le cout de production à partir de 2022.
- L'aménagement de Bevory qui permet de faire chuter le coût de production à partir de 2027.

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 2028, 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 (2028), avec la ligne de raccordement associée et l'interconnexion Andapa – Sambava.
- Pour répondre à l'augmentation de la demande estimée à l'horizon 2035.

Ce scénario présente les performances économiques suivantes, avec la prise en compte d'un coût variable de production thermique de 0,43 €/Kwh (coût moyen de production thermique actuel pour ce CI) :

Tabl. 102 - Performances économiques du plan de développement du RI Andapa - Sambava

| De 2021 à 2035 | | |
|--|------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 61 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 194 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 31,6 | c€/kWh |

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

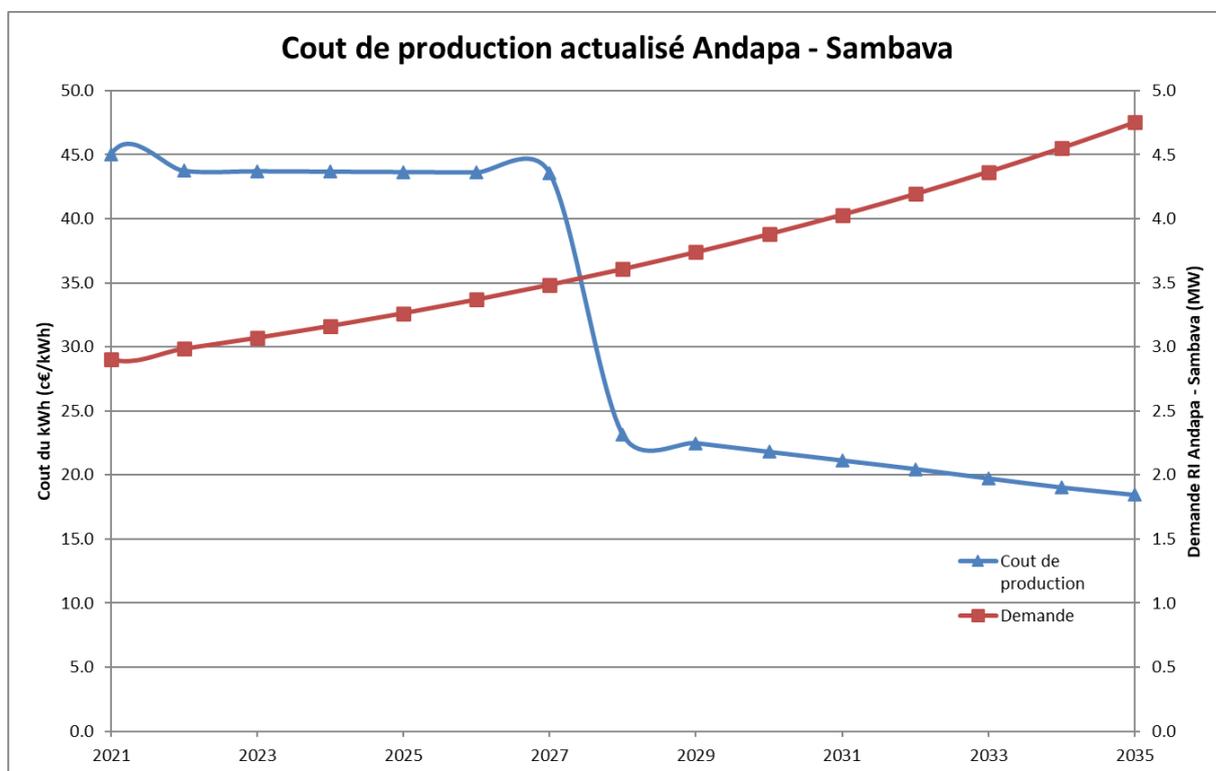


Fig. 55. *Coût de production actualisé pour le RI Andapa - Sambava*

On voit bien l'impact de la mise en service de l'aménagement de Lokoho en 2028 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 %.

Une sensibilité a été effectuée selon deux scénarios de demande reçues concernant les futures charges Haute Tension. Un premier scénario considère une charge de croissance linéaire

jusqu'à 25 MW, 182 Gwh à l'horizon 2035. Un deuxième scénario considère une charge Haute Tension de 75 MW, 545 Gwh à l'horizon 2035.

Le plan de développement retenu pour le Réseau Interconnecté d'Ambilobe – Antsiranana consiste donc en :

- Ajout progressif de groupes thermiques, atteignant à l'horizon 2035 22 MW de nouvelles capacités dans le premier scénario de demande, 82 MW de nouvelles capacités dans le second scénario.
- Mise en service de l'aménagement d'Andranomamofona dès que possible (2028).
- Pour répondre à l'augmentation de la demande estimée à l'horizon 2035, incluant le projet industriel Andrakaka avec deux scénarios de sensibilité (25 ou 75 MW).

Le premier scénario de sensibilité sur la demande présente les performances économiques suivantes, avec la prise en compte d'un coût variable de production thermique de 0,48 €/kwh (coût moyen de production thermique actuel sur ce CI).

Tabl. 103 - Performances économiques du plan de développement du RI Ambilobe – Antsiranana, premier scénario de demande

| De 2021 à 2035 | | |
|--|-------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 489 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 1 454 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 33,7 | c€/kWh |

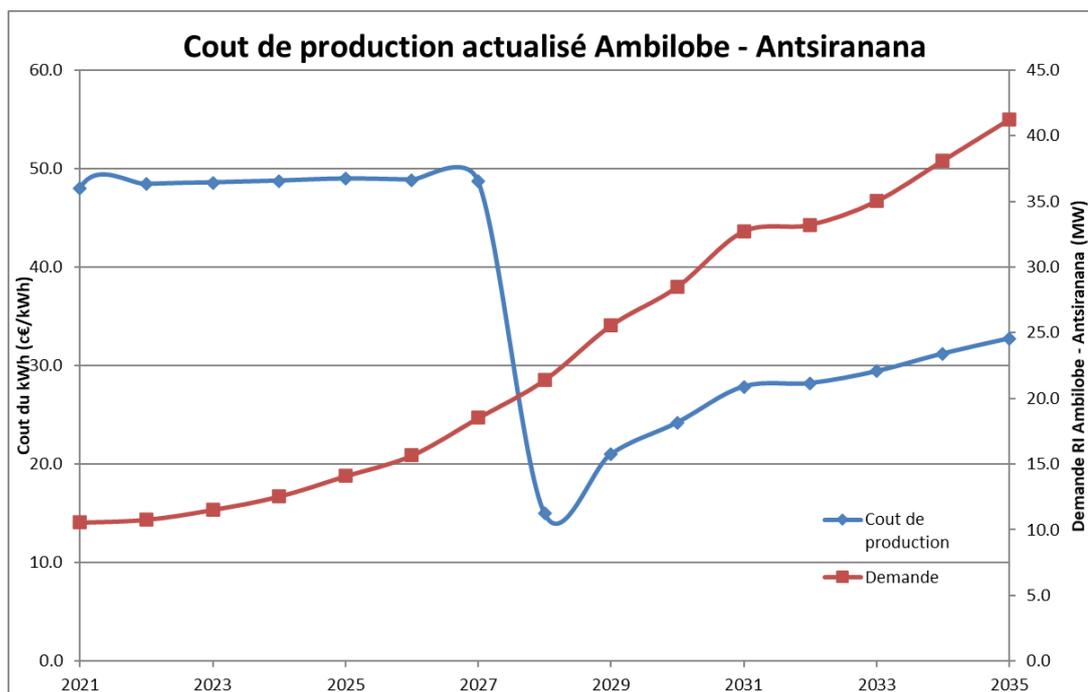


Fig. 56. *Coût de production actualisé pour le RI Ambilobe – Antsiranana pour le premier scénario de demande*

Le deuxième scénario présente les performances suivantes :

Tabl. 104 - Performances économiques du plan de développement du RI Ambilobe – Antsiranana pour le second scénario de demande

| De 2021 à 2035 | | |
|--|-------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 1 429 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 3 328 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 43,0 | c€/kWh |

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

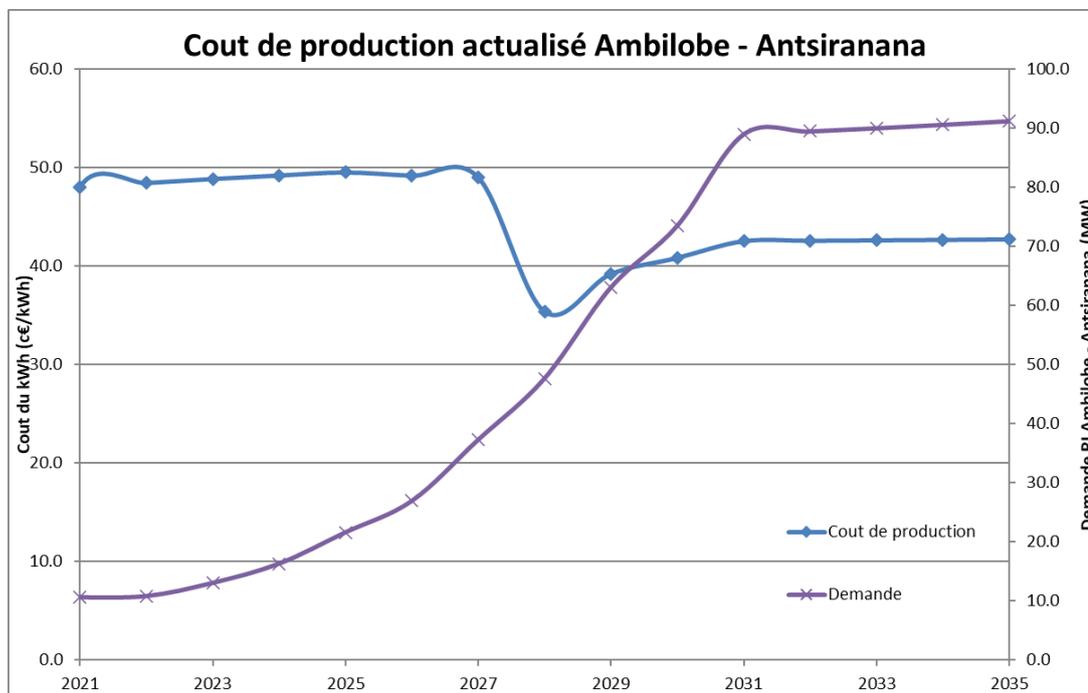


Fig. 57. Coût de production actualisé pour le RI Ambilobe – Antsiranana pour le second scénario de demande

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.

Il est important de souligner que la puissance garantie considérée de l’ouvrage permet d’éviter des investissements en parc de production thermique. Cette hypothèse devra être confirmée.

14.6. TOLIARY

Une analyse économique a été réalisée pour étudier l'intérêt de créer un réseau secondaire à Toliary, afin d'alimenter les différentes charges au sein de la localité de Toliary : Tanambao I, Tanambao II, Mahavatse I, Mahavatse II, Betania. L'analyse économique montre l'intérêt de créer une ligne de transport de tension 63 kV de longueur approximative 85 km, avec la création de 2 postes 63/20 kV afin d'alimenter la charge du centre isolé d'Ankenta, et ce dès que possible.

Une sensibilité a été effectuée selon deux scénarios de demande reçues concernant les futures charges Haute Tension. Un premier scénario considère une charge de croissance linéaire jusqu'à 75 MW, 545 Gwh à l'horizon 2035. Un deuxième scénario considère une charge Haute Tension de 100 MW, 727 Gwh à l'horizon 2035.

Le plan de développement retenu pour le réseau secondaire de Toliary consiste en :

- Ajout de groupes thermiques totalisant une capacité installée additionnelle de 97 MW dans le premier scénario, de 128 MW dans le second scénario.
- Mise en service progressive du parc solaire, de 6 MW en 2024 à 53 MW en 2035 pour le premier scénario, 69 MW en 2035 pour le second scénario, permettant de maintenir 15% de part solaire dans le mix de production à Toliary.
- Construction du réseau 63 kV et du réseau de distribution associé.
- Pour répondre à l'augmentation de la demande estimée à l'horizon 2035, incluant le projet industriel ZI Toliary avec deux scénarios de sensibilité (75 ou 100 MW).

Le premier scénario de sensibilité sur la demande présente les performances économiques suivantes, avec la prise en compte d'un coût variable de production thermique de 0,43 €/Kwh (coût moyen de production thermique actuel à Toliary et d'un coût moyen de production solaire de 0,10 €/kwh :

Tabl. 105 - Performances économiques du plan de développement du RI Toliary, premier scénario de demande

| De 2021 à 2035 | | |
|--|-------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 783 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 1 964 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 39,9 | c€/kWh |

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

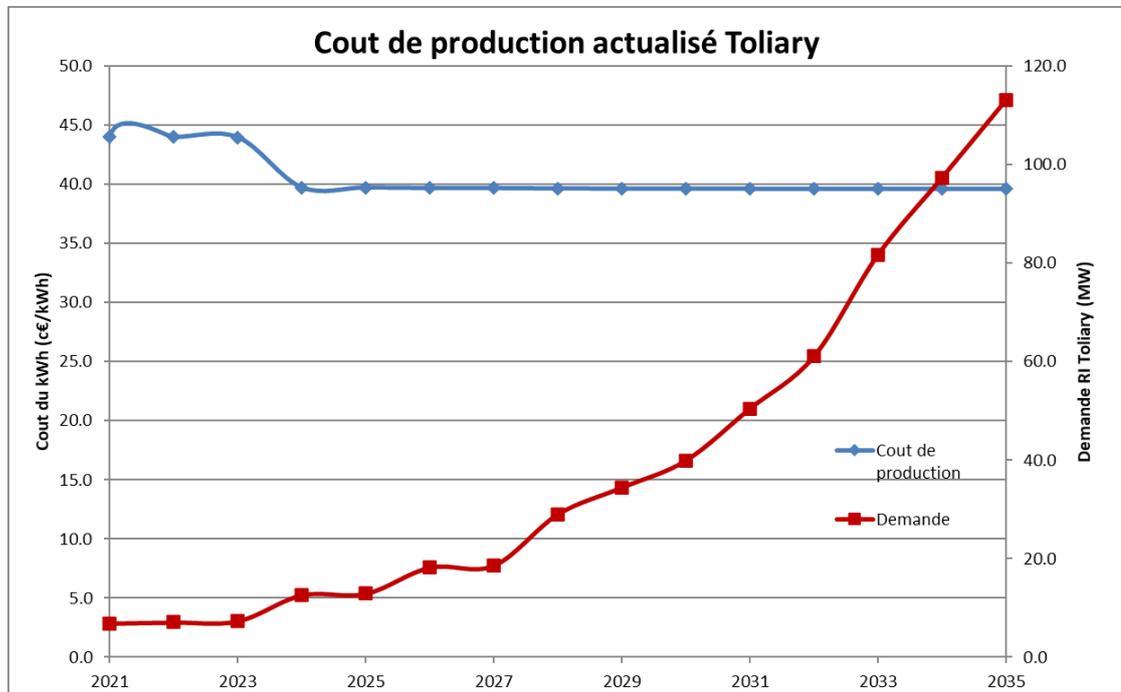


Fig. 58. Evolution du Coût actualisé du kWh moyen sur le réseau isolé de Toliary avec le premier scénario de demande

En considérant le second scénario de demande, le scénario présente les performances économiques suivantes :

Tabl. 106 - Performances économiques du plan de développement du RI Toliary, deuxième scénario de demande

| De 2021 à 2035 | | |
|--|-------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 966 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 2 428 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 39,8 | c€/kWh |

Le coût actualisé du kWh évolue ainsi :

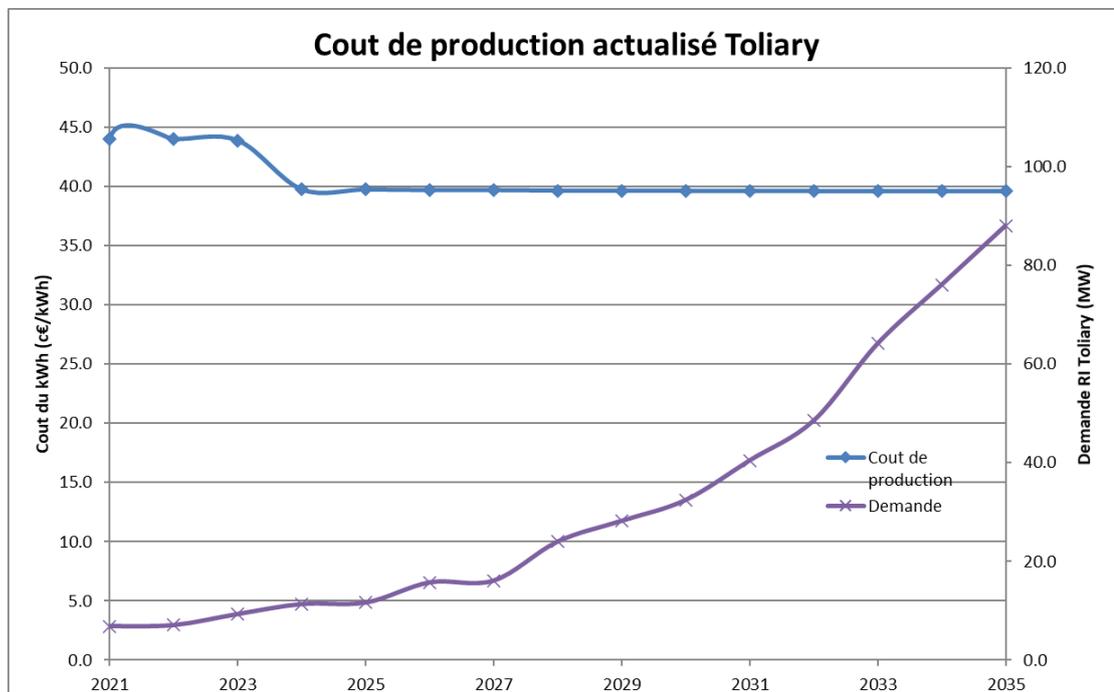


Fig. 59. Evolution du Coût actualisé du kWh moyen sur le réseau isolé de Toliary avec le second scenario de demande

Du fait de l'absence de projets hydroélectriques sur ce RIS, le coût moyen de production reste élevé. De plus, l'impact de l'hybridation avec du solaire reste limité du fait d'un coût de production du thermique très élevé.

15. ESTIMATION DES INVESTISSEMENT 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 – Anjiajia – Ankazomborona – Mahajanga

Cet ouvrage, prévu pour être mis en service en 2025, conjointement avec la mise en service de la centrale de Ambodiroka (environ 40 MW) permettrait d'évacuer la puissance de cette centrale vers Anjiajia, Ankazomborona et Mahajanga. Cet ouvrage regroupe les équipements suivants :

- Une ligne 138 kV Ambodiroka – Anjiajia – 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 Anjiajia 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 2027, 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 terre est dotée de conducteurs ASTER de section 228mm².
- Un câble sous-marin 63 kV, de la côte jusqu'à Nosy Be, d'une longueur totale d'environ 24 km, de section 228 mm².
- 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 2028, 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 2028, 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 terre dans le futur.

- La création du poste de Ambilolobe 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 RESEAUX 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. 107 - Résumé des coûts des projets de transport estimés

| Projets de transport | Date mise en service | Nouvelles Lignes | Longueur [km] | Tension [kV] | Nombre de ternes | Section Conducteur [mm ²] | Coût ligne [M€] | Coût postes [M€] | Coût total Projet [M€] |
|----------------------|----------------------|---|---------------|--------------|------------------|---------------------------------------|-----------------|------------------|------------------------|
| 1 | 2025 | Ambodiroka – Anjiajia – Ankazomborona – Mahajanga | 170 | 138 | 1 (+1)* | 265 | 34 | 16,5 | 50,5 |
| 2 | 2027 | Bevory – Ambanja – Nosy Be | 64 | 63 | 1 (+1)* | 228 | 22 | 5 | 27 |
| 3 | 2028 | Lokoho – Andapa – Sambava | 90 | 63 | 1 (+1)* | 228 | 14,5 | 5 | 19,5 |
| 4 | 2027 | Andranomamofona – Ambilobe – Antsiranana | 170 | 63 | 1 (+1)* | 228 | 23,5 | 5 | 28,5 |
| TOTAL | | | | | | | 94 | 31,5 | 125,5 |

(+1)*: Les poteaux installés sont prévus en double terne avec un seul terne 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 2021.

15.3.1. Chiffres clefs pour le calcul des investissements

Tabl. 108 - 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 2021 unitaires retenus pour définir le plan d'investissement du réseau de distribution sont indiqués dans le tableau ci-dessous (actualisation des prix 2018) :

Tabl. 109 - Prix 2021 des équipements de distribution

| Coûts unitaires | RI TANA |
|--------------------------|---------|
| km de ligne MT (k€ / km) | 35 |
| Km de ligne BT (k€ / km) | 23 |
| Poste MT/BT k€ / unité | 12,7 |

15.3.2. Coût moyen actualisé Transport et distribution

Au total, les besoins en investissement pour le réseau de distribution sur la période 2021 - 2035 atteignent environ 86 MEUR pour l'ensemble des 5 réseaux considérés.

Les tableaux ci-après récapitulent le nombre de nouveaux équipements MT/BT à prévoir pour les différents réseaux étudiés. Le coût moyen actualisé du Transport/distribution est obtenu en ajoutant les coûts des postes et lignes HT présentés dans le chapitre précédent. Le détail se trouve en annexe 9.

Tabl. 110 - Besoins en investissements de distribution des réseaux (hors RI)

| | Ambilobe - Antsiranana | Mahajanga | Ambanja - Nosy Be | Andapa - Sambava | Toliary |
|---------------------------------|------------------------|-----------|-------------------|------------------|---------|
| Nouvelles lignes MT (km) | 189 | 109 | 73 | 22 | 69 |
| Nouvelles lignes BT (km) | 332 | 309 | 46 | 34 | 137 |
| Nouveaux postes MT/BT | 227 | 156 | 79 | 34 | 132 |

Tabl. 111 - Coût moyen actualisé Transport et Distribution Antsiranana

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 20 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 772 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 2.5 c€/kWh |

Tabl. 112 - Coût moyen actualisé Transport et Distribution Mahajanga

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 39 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 1 178 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 3.3 c€/kWh |

Tabl. 113 - Coût moyen actualisé Transport et Distribution Nosy Be

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 16 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 367 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 4.4 c€/kWh |

Tabl. 114 - Coût moyen actualisé Transport et Distribution Sambava

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 10 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 194 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 5.2 c€/kWh |

Tabl. 115 - Coût moyen actualisé Transport et Distribution Toliary

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 1 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 1 964 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 0.1 c€/kWh |

Concernant Toliary, la demande MT/BT est relativement faible, et donc les investissements associés le sont également. La demande totale est importante du fait d'un projet HT de grande envergure, ce qui donne un coût moyen du transport faible.

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 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.

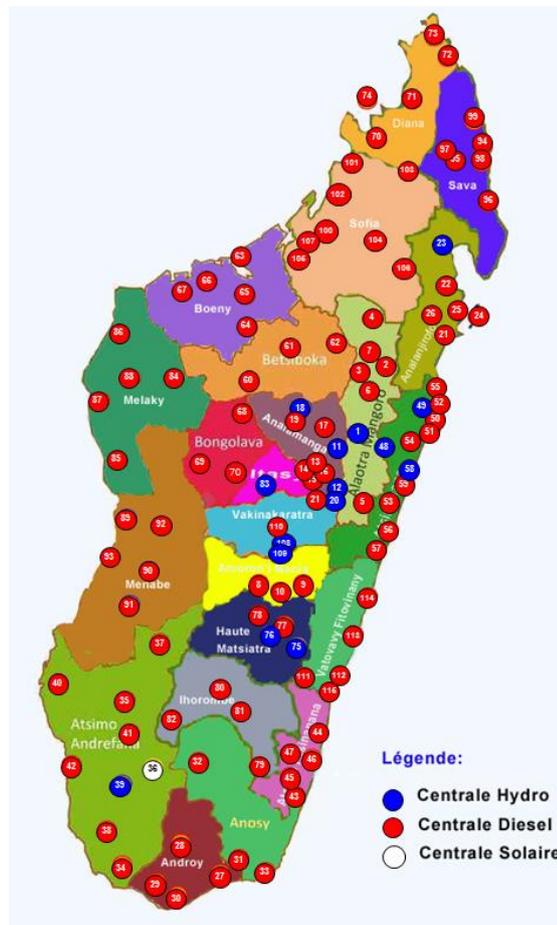


Fig. 59. Localisation des centrales de production JIRAMA (à gauche). Source : Site internet de l'ORE

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

Pour évaluer la demande future en électricité, il est 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)

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 2021 – 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

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, les critères suivants ont été analysés :

- 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)

L'analyse 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.

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 en 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.

18.1.2. Plan de développement des 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, avec la prise en compte d'un coût variable de production thermique de 0,473 €/Kwh et d'un coût moyen de production solaire avec batterie de 0,13 €/kwh.

L'hypothèse retenue est l'implémentation de 40 MWc de capacité solaire dès 2024, avec l'utilisation de batteries pour couvrir la demande de pointe et permettre d'atteindre un taux d'intégration ENR de 30% dès 2024.

La puissance solaire installée dépasse la demande lors des premières années, nécessitant un bridage d'une partie de la production malgré la présence de batteries. La production solaire placée est néanmoins plus importante grâce au parc solaire important, et la diminution du besoin en hybridage avec l'augmentation de la demande permet de maintenir le taux de 30% d'intégration ENR jusqu'en 2031.

Après 2031, la part d'intégration ENR diminue et atteint 23% en 2035.

Tabl. 116 - Performances économiques du plan de développement des centres isolés

| De 2021 à 2035 | | |
|--|-------|--------|
| Somme des coûts actualisés | 773 | M € |
| Taux d'actualisation | 5% | |
| Somme de la production actualisée | 1 816 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production (ou CMLT) | 42,6 | c€/kWh |
| Moyenne des productions actualisées | 36,3 | GWh |
| Coût moyen actualisé de production | 42,6 | c€/kWh |

Le coût actualisé moyen du kWh évolue ainsi :

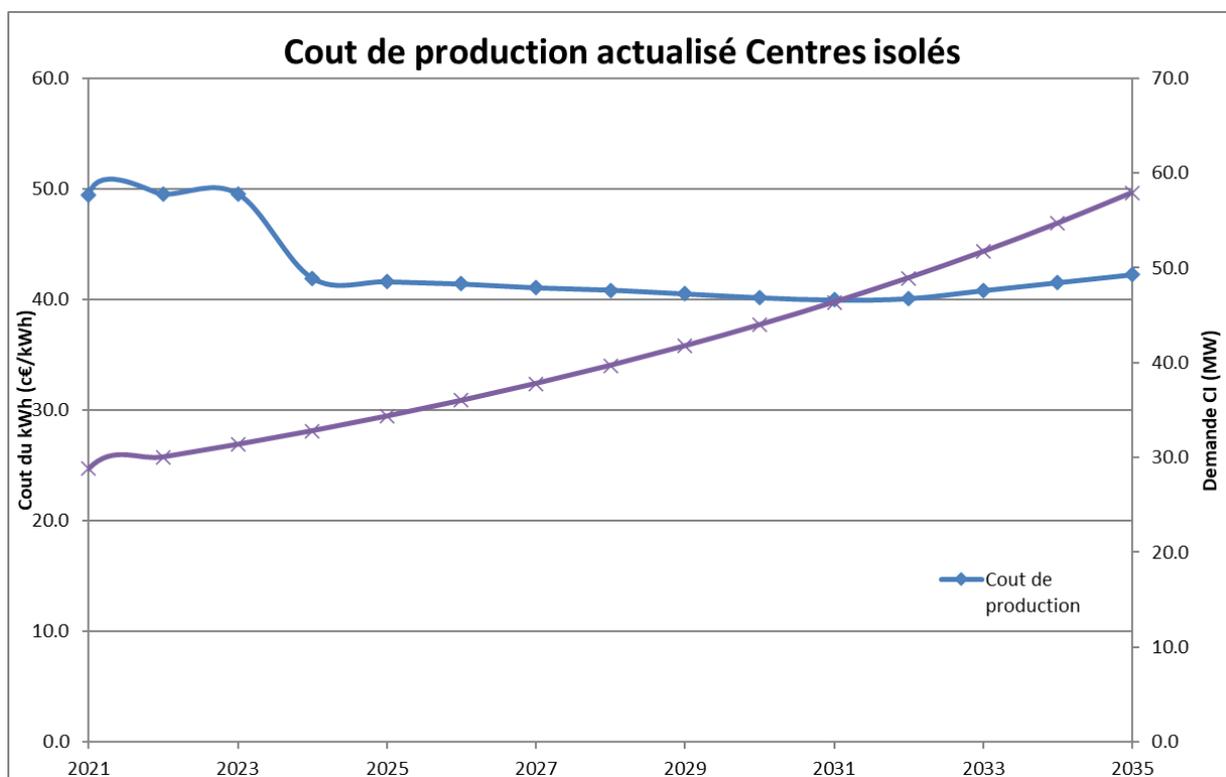


Fig. 60. Evolution du Coût actualisé du kWh moyen sur l'ensemble des CI

Nota : la réduction du coût de production en 2024 s'explique par l'hybridation des centres avec les sites de production d'énergie photovoltaïque.

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. 117 - 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 transformateur 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 2021 unitaires retenus pour définir le plan d'investissement du réseau de distribution sont indiqués dans le tableau ci-dessous (actualisation des valeurs 2018) :

Tabl. 118 - Prix 2021 des équipements de distribution

| Coûts unitaires | RI TANA |
|--------------------------|---------|
| km de ligne MT (k€ / km) | 35 |
| Km de ligne BT (k€ / km) | 23 |
| Poste MT/BT k€ / unité | 12,7 |

La répartition des coûts de distribution est tirée des données précédentes et permet d'estimer les coûts totaux de chacun des CI, dont le tableau ci-dessous présente le détail :

Tabl. 119 - 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 | 111 | 41% |
| Coût Nouvelles lignes BT | 102 | 38% |
| Coûts postes | 55 | 21% |
| Total Coût distribution | 268 | 100% |

18.2.2. Cout moyen actualisé Transport et distribution

Les tableaux ci-après récapitulent le nombre de nouveaux équipements MT/BT à prévoir pour les Centres Isolés, et le coût moyen actualisé du Transport/distribution en résultant. Le détail se trouve en annexe 9.

Tabl. 120 - Besoins en investissements de distribution des réseaux (hors RI)

| | Total Centre isolés |
|--------------------------|---------------------|
| Nouvelles lignes MT (km) | 264 |
| Nouvelles lignes BT (km) | 521 |
| Nouveaux postes MT/BT | 503 |

Tabl. 121 - Coût moyen actualisé Transport et Distribution des CI

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 2 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 1 664 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 0.1 c€/kWh |

SECTION 7 ELABORATION DE LA STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE

19. ELABORATION DE LA STRATEGIE DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE

19.1. INTRODUCTION

Le présent chapitre a pour objectif de lister les principales actions à mettre en place pour la mise en œuvre et le suivi du Plan de Développement au Moindre Coût, et d'établir un calendrier prévisionnel pour les cinq prochaines années.

Des recommandations sont également faites, sur les ressources, les moyens et les outils à prévoir pour cette mise en œuvre.

19.2. CALENDRIER PREVISIONNEL DE MISE EN ŒUVRE OPERATIONNELLE DU PDMC

Voici un récapitulatif de la stratégie du PDMC sur les 5 premières années (2021 – 2026) :

- 2021 : Finalisation de la mise en service de Mahitsy
- 2022 : Mise en service du quatrième groupe d'Andekaleka et de l'extension de la centrale solaire de Greenyellow
- 2023 : Mise en service de Mandraka 3, ainsi que d'un projet solaire de 20 MWc et d'un projet de stockage de 20 MW/40MWh
- 2024 : Mise en service d'un projet solaire de 20 MWc et Raccordement du RIT et RIA
- 2025 : Mise en service de l'ouvrage hydroélectrique de Volobé
- 2026 : Mise en service de l'ouvrage hydroélectrique de Sahofika

Afin que ce calendrier de mise en service puisse être respecté, il est nécessaire de passer par un certain nombre d'étapes préalables. Il est notamment nécessaire de :

- Mettre en œuvre toutes les mesures pour permettre le développement rapide des ouvrages hydroélectriques de Volobé et Sahofika, ainsi que l'extension de Greenyellow. Cela suppose de :
 - **Confirmer les MOU et finaliser la signature des PPA** afin que les développeurs respectifs puissent confirmer leurs plans de financement.
 - Suite à la signature du PPA qui fixe les conditions d'achat, il faudra fournir aux développeurs **une lettre attestant que le gouvernement Malgache (ou un bailleur de fond international) s'engage à payer les sommes dues dans le cadre du PPA en cas de défaillance de la JIRAMA**. Ce document doit être fourni par le développeur aux prêteurs pour l'obtention de son financement.

- **Rédiger et signer un contrat de concession.** Ce document va définir les termes de l'engagement entre le développeur et l'état Malgache. Il permettra au développeur de prouver aux prêteurs que le projet est en cours de développement. En effet, le PPA ne démontre quant à lui qu'une intention d'acheter l'énergie. Le contrat de concession devra notamment indiquer les responsabilités de chacun, par exemple en ce qui concerne le raccordement de la centrale de production au réseau. Il devra stipuler si l'obligation d'achat s'applique au cas où la centrale ne peut débiter sur le réseau en raison d'une indisponibilité du réseau.
 - L'obtention des permis et des licences est souvent un processus compliqué qui nécessite de multiples approbations de la part de nombreuses agences gouvernementales centrales et locales. Les droits d'eau, l'acquisition de terrains et l'accès au site font partie des éléments clés qui doivent être vérifiés d'un point de vue juridique et pratique. La réussite du projet dépend de l'adhésion et du soutien des municipalités locales, et nécessite une consultation des parties prenantes et une communication dans les deux sens. Afin d'éviter des retards dans le développement des projets structurants, il est important qu'**un membre de l'équipe de suivi de la mise en œuvre du PDMC communique régulièrement avec les développeurs** et puisse les **aider dans les procédures d'obtention des documents légaux** (droits d'eau), et **dans l'acquisition des terrains nécessaires** à la réalisation des projets. Ces démarches pouvant être chronophages, elles doivent être finalisées suffisamment en amont pour ne pas risquer de bloquer ultérieurement l'avancement du projet.
 - Dans la même optique, il sera nécessaire **de contrôler les Etudes d'Impact Environnemental et Social** afin de vérifier que l'ensemble des contraintes ont été prises en compte, et que les mesures de compensation sont bien au niveau des enjeux associés (notamment par rapport aux relocalisations). Cela permettra d'éviter des points de blocages et des retards.
- Lancer au plus vite **un appel d'offre pour le développement de deux projets solaires d'une puissance installée de 20 MWc sur le RI Tana**, à l'horizon 2023 et 2024.
 - **Lancer un appel d'offre pour la location d'une capacité de batterie de stockage de 20 MW/40MWh**, pour un déplacement d'énergie du pic du solaire vers la pointe journalière.
 - **Suivre la construction de la ligne de raccordement RIT – RIA ainsi que du bouclage 220 kV du RIA et de la ligne 220 kV Tana Sud 3 – Vinaninkarena** pour permettre l'alimentation du RIA à partir de Sahofika.
 - **Renégocier les contrats des TOP Thermiques** afin d'introduire plus de flexibilité dans l'exploitation (abaisser le facteur de charge), et demander de participer à la stabilité du réseau, notamment pour le réglage de la fréquence, et la participation à la réserve tournante.

19.3. RECOMMANDATIONS SUR LES RESSOURCES, LES MOYENS ET LES OUTILS A PREVOIR POUR LA MISE EN OEUVRE OPERATIONNELLE DU PDMC

Pour permettre un suivi correct de la mise en œuvre du PDMC, il est nécessaire de prévoir la mise en place d'une équipe dédiée. Cette équipe aura pour mission d'assurer :

- Le suivi de la mise en œuvre du PDMC (et donc le respect du calendrier prévisionnel explicité dans le chapitre précédent, en prenant bien en compte tous les jalons intermédiaires).
- La mise à jour régulière du PDMC notamment pour prendre en compte l'évolution réelle de la demande par rapport aux prévisions, et les retards éventuels sur la mise en service des moyens de production.
- La coordination entre les différentes structures (MEH, Jirama, ORE, ADER et les différents bailleurs de fonds)

19.3.1. Suivi de la mise en œuvre du PDMC

Pour permettre le suivi de la mise en œuvre du PDMC, il sera nécessaire de mettre en place et d'assurer le suivi d'un certain nombre d'indicateurs. Cela pourra alerter en cas de déviations par rapport aux données de base qui ont été utilisées dans le cadre de la présente mise à jour du PDMC :

- Demande : GWh, MW pointe, cadence des nouveaux raccordements annuels effectués par la JIRAMA, suivi des principaux projets HT (date de raccordement, puissance...)
- Offre : surveiller les risques de retard dans le développement des nouveaux moyens de production (date de mise en service prévisionnelle), ainsi que les éventuelles indisponibilités de longue durée des ouvrages existants.
- Suivi de la défaillance et du délestage (indicateur de la qualité de service).

19.3.2. Mise à jour régulière du PDMC

La mise à jour du PDMC est un exercice qui a été réalisé à un instant donné, et qui a permis d'aboutir à une feuille de route stratégique pour la planification de la mise en service des moyens de production et de transport de l'électricité.

Une des conclusions importantes du PDMC est **l'urgence de la mise en service des ouvrages hydroélectriques structurants, et des lignes de transport (boucle du RIA, raccordement RIA avec le RIT et le RIF)**. Il sera cependant nécessaire de prévoir une mise à jour régulière du PDMC, notamment si on constate lors du suivi de la mise en œuvre une divergence d'un des paramètres clés comme :

- Une différence importante entre la demande réelle et la prévision faite dans la mise à jour du PDMC

- Un retard sur la date de mise en service au plus tôt d'un des ouvrages de production structurant

Cette mise à jour **ne devra pas remettre en cause les principales conclusions** citées ci-dessus, mais elle **permettra de mettre en avant des solutions complémentaires pour s'adapter aux nouvelles données d'entrée.**

19.3.3. Assurer la coordination entre les différentes structures

L'équipe en charge de la mise en œuvre du PDMC, qui devrait dépendre du Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures, aura notamment la charge d'assurer la coordination entre les différentes structures du domaine de l'électricité (JIRAMA, ORE ADER,...) pour tous les sujets ayant trait à la planification des moyens de production et de transport de l'électricité. Cette équipe aura également la charge de reporter à la Direction Nationale de l'Énergie, afin d'alerter et de prendre les décisions idoines en cas de dérive.

Il semble notamment important de prévoir de **nommer des référents** au sein de l'équipe du suivi de mise en œuvre du PDMC **pour chaque projet de production ou de transport en cours de développement.** Le référent **participera à des réunions périodiques de suivi de l'avancement des projets** avec les développeurs et la JIRAMA et pourra donc analyser le risque de glissement de planning en temps réel pour réagir au plus vite.

Suite à une actualisation du PDMC, il faudra également communiquer vis-à-vis des nouveaux résultats, notamment avec l'ORE qui est en charge de la tarification, et avec les bailleurs de fonds internationaux.

SECTION 8 ANNEXES

20. ANNEXE 1 : SYNTHÈSE DES RESULTATS DE L'ETUDE DE LA DEMANDE

| REF | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|---|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Critères | Désignation | unité | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| AP | Total abonnés potentiels de Madagascar | nb ab. | 4 476 765 | 4 623 841 | 4 778 433 | 4 941 012 | 5 112 094 | 5 292 243 | 5 482 078 | 5 682 278 | 5 893 592 | 6 116 845 | 6 352 951 | 6 602 930 | 6 867 924 | 7 149 252 | 7 448 578 |
| APE | Total abonnés potentiels en zone électrifiée | nb ab. | 1 801 285 | 1 919 111 | 2 065 544 | 2 218 102 | 2 378 229 | 2 552 271 | 2 748 354 | 2 936 201 | 3 157 376 | 3 390 026 | 3 673 781 | 3 925 441 | 4 149 063 | 4 369 168 | 4 618 327 |
| AE | = AE1+AE2+AE3 Total abonnés (effectivement électrifiés) | nb ab. | 641 818 | 694 038 | 751 595 | 813 251 | 879 207 | 950 247 | 1 027 527 | 1 109 354 | 1 199 264 | 1 294 939 | 1 400 587 | 1 508 881 | 1 620 119 | 1 736 769 | 1 862 450 |
| AE1 | Sous-total abonnés raccordés au RI | nb ab. | 353 652 | 382 102 | 413 255 | 493 877 | 532 394 | 574 338 | 617 542 | 708 982 | 781 188 | 835 956 | 891 858 | 951 650 | 1 013 309 | 1 078 213 | 1 146 679 |
| AE2 | Sous-total abonnés mini-grid et CI | nb ab. | 288 166 | 311 936 | 338 341 | 319 374 | 346 813 | 375 909 | 409 985 | 400 372 | 418 077 | 458 983 | 508 730 | 557 231 | 606 810 | 658 555 | 715 771 |
| AE3 | Sous-total abonnés kits solaires | nb ab. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TC | = APE / AP Taux de couverture zones électrifiées | % | 40% | 42% | 43% | 45% | 47% | 48% | 50% | 52% | 54% | 55% | 58% | 59% | 60% | 61% | 62% |
| TD | = AE / APE Taux de desserte zones électrifiées | % | 36% | 36% | 36% | 37% | 37% | 37% | 37% | 38% | 38% | 38% | 38% | 38% | 39% | 40% | 40% |
| TE | = TC * TD Taux d'électrification | % | 14% | 15% | 16% | 16% | 17% | 18% | 19% | 20% | 20% | 21% | 22% | 23% | 24% | 24% | 25% |
| E _{MT-BT} | = E1+E2+E3 Total Production MT-BT | GWh | 1 900 | 2 008 | 2 129 | 2 252 | 2 389 | 2 536 | 2 693 | 2 853 | 3 027 | 3 212 | 3 414 | 3 620 | 3 826 | 4 041 | 4 270 |
| E1 | Sous-Total Production MT-BT du RI | GWh | 1 312 | 1 385 | 1 467 | 1 711 | 1 811 | 1 917 | 2 027 | 2 207 | 2 352 | 2 480 | 2 614 | 2 757 | 2 905 | 3 061 | 3 227 |
| E2 | Sous-Total Production MT-BT mini-grid et CI | GWh | 587 | 623 | 662 | 541 | 578 | 618 | 665 | 646 | 675 | 732 | 801 | 863 | 921 | 979 | 1 043 |
| E3 | Sous-Total Production MT-BT kits solaires | GWh | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Taux de croissance Production MT-BT | % | - | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% | 6% |
| P _{MT-BT} | = P1+P2+P3 Total Puissance de pointe MT-BT | MW | 381 | 396 | 416 | 436 | 460 | 486 | 515 | 543 | 575 | 608 | 647 | 684 | 720 | 756 | 795 |
| P1 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT du RI | MW | 250 | 257 | 268 | 311 | 326 | 343 | 360 | 394 | 417 | 437 | 457 | 480 | 503 | 528 | 554 |
| P2 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT mini-grid et CI | MW | 132 | 139 | 148 | 125 | 134 | 143 | 154 | 149 | 157 | 172 | 190 | 204 | 216 | 228 | 241 |
| P3 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT kits solaires | MW | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Taux de croissance Puissance de pointe MT-BT | % | - | 4% | 5% | 5% | 5% | 6% | 6% | 5% | 6% | 6% | 6% | 6% | 5% | 5% | 5% |
| E4 | Total Production HT | GWh | 6 | 14 | 22 | 99 | 448 | 520 | 541 | 720 | 784 | 926 | 1 149 | 1 301 | 1 414 | 1 524 | 1 682 |
| E _{RI} | = E1 + E4 + Pertes Transport Total Production BT, MT et HT sur le RI | GWh | 1 387 | 1 473 | 1 568 | 1 906 | 2 378 | 2 566 | 2 703 | 3 081 | 3 301 | 3 585 | 3 960 | 4 272 | 4 546 | 4 827 | 5 167 |
| P4 | Total Puissance de pointe HT | MW | 1 | 2 | 4 | 14 | 59 | 69 | 72 | 95 | 103 | 122 | 151 | 170 | 185 | 199 | 219 |
| P _{RI} | = P1 + P4 + Pertes Transport Total Puissance de pointe BT, MT et HT sur le RI | MW | 263.7 | 273 | 286 | 337 | 397 | 424 | 445 | 505 | 537 | 578 | 629 | 673 | 713 | 753 | 801 |

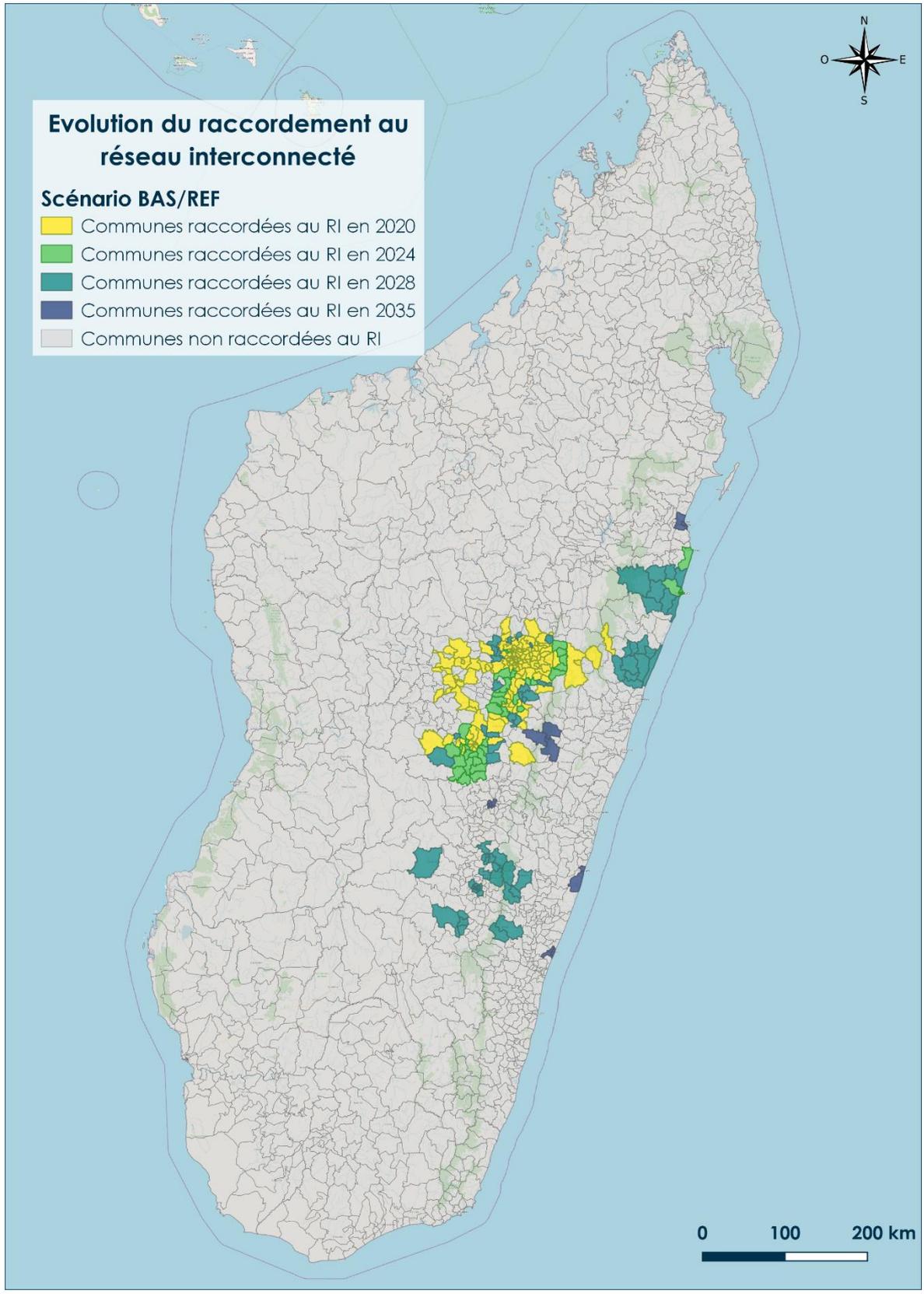
BAS

| Critères | Désignation | unité | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--|---|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| AP | Total abonnés potentiels de Madagascar | nb ab. | 4 476 765 | 4 623 841 | 4 778 433 | 4 941 012 | 5 112 094 | 5 292 243 | 5 482 078 | 5 682 278 | 5 893 592 | 6 116 845 | 6 352 951 | 6 602 930 | 6 867 924 | 7 149 252 | 7 448 578 |
| APE | Total abonnés potentiels en zone électrifiée | nb ab. | 1 801 285 | 1 919 111 | 2 065 544 | 2 218 102 | 2 378 229 | 2 552 271 | 2 748 354 | 2 936 201 | 3 157 376 | 3 390 026 | 3 673 781 | 3 925 441 | 4 149 063 | 4 369 168 | 4 618 327 |
| AE = AE1+AE2+AE3 | Total abonnés (effectivement électrifiés) | nb ab. | 628 853 | 665 464 | 705 196 | 747 106 | 791 442 | 838 696 | 889 480 | 942 406 | 999 788 | 1 061 000 | 1 128 314 | 1 198 052 | 1 270 536 | 1 347 157 | 1 429 853 |
| AE1 | Sous-total abonnés raccordés au RI | nb ab. | 344 614 | 363 423 | 383 667 | 451 473 | 476 335 | 503 402 | 530 534 | 600 160 | 652 274 | 686 944 | 722 190 | 759 956 | 799 343 | 841 141 | 885 574 |
| AE2 | Sous-total abonnés mini-grid et CI | nb ab. | 284 239 | 302 041 | 321 529 | 295 633 | 315 107 | 335 294 | 358 946 | 342 246 | 347 514 | 374 056 | 406 124 | 438 095 | 471 193 | 506 016 | 544 279 |
| AE3 | Sous-total abonnés kits solaires | nb ab. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TC = APE / AP | Taux de couverture zones électrifiées | % | 40% | 42% | 43% | 45% | 47% | 48% | 50% | 52% | 54% | 55% | 58% | 59% | 60% | 61% | 62% |
| TD = AE / APE | Taux de desserte zones électrifiées | % | 35% | 35% | 34% | 34% | 33% | 33% | 32% | 32% | 32% | 31% | 31% | 31% | 31% | 31% | 31% |
| TE = TC * TD | Taux d'électrification | % | 14% | 14% | 15% | 15% | 15% | 16% | 16% | 17% | 17% | 17% | 18% | 18% | 18% | 19% | 19% |
| E_{MT-BT} = E1+E2+E3 | Total Production MT-BT | GWh | 1 872 | 1 949 | 2 037 | 2 122 | 2 217 | 2 318 | 2 426 | 2 533 | 2 649 | 2 774 | 2 910 | 3 046 | 3 180 | 3 319 | 3 468 |
| E1 | Sous-Total Production MT-BT du RI | GWh | 1 292 | 1 342 | 1 399 | 1 611 | 1 678 | 1 750 | 1 823 | 1 957 | 2 057 | 2 139 | 2 225 | 2 317 | 2 412 | 2 513 | 2 619 |
| E2 | Sous-Total Production MT-BT mini-grid et CI | GWh | 581 | 608 | 638 | 510 | 538 | 568 | 603 | 576 | 592 | 634 | 685 | 728 | 768 | 807 | 849 |
| E3 | Sous-Total Production MT-BT kits solaires | GWh | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Taux de croissance Production MT-BT | % | - | 4% | 4% | 4% | 4% | 5% | 5% | 4% | 5% | 5% | 5% | 5% | 4% | 4% | 4% |
| P_{MT-BT} = P1+P2+P3 | Total Puissance de pointe MT-BT | MW | 376 | 384 | 397 | 409 | 423 | 440 | 459 | 476 | 496 | 518 | 543 | 567 | 589 | 611 | 635 |
| P1 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT du RI | MW | 246 | 249 | 255 | 292 | 300 | 310 | 321 | 346 | 360 | 372 | 384 | 397 | 411 | 426 | 442 |
| P2 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT mini-grid et CI | MW | 130 | 135 | 142 | 117 | 123 | 130 | 138 | 131 | 136 | 146 | 159 | 170 | 177 | 185 | 193 |
| P3 | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT kits solaires | MW | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Taux de croissance Puissance de pointe MT-BT | % | - | 2% | 3% | 3% | 4% | 4% | 4% | 4% | 4% | 4% | 5% | 4% | 4% | 4% | 4% |
| E4 | Total Production HT | GWh | 6 | 14 | 22 | 99 | 150 | 199 | 235 | 352 | 391 | 510 | 670 | 799 | 888 | 936 | 952 |
| E_{RI} = E1 + E4 + Pertes Transport | Total Production BT, MT et HT sur le RI | GWh | 1 366 | 1 427 | 1 497 | 1 800 | 1 925 | 2 052 | 2 166 | 2 431 | 2 578 | 2 789 | 3 048 | 3 280 | 3 474 | 3 630 | 3 759 |
| P4 | Total Puissance de pointe HT | MW | 1 | 2 | 4 | 14 | 21 | 28 | 33 | 48 | 53 | 69 | 90 | 106 | 118 | 124 | 126 |
| P_{RI} = P1 + P4 + Pertes Transport | Total Puissance de pointe BT, MT et HT sur le RI | MW | 259 | 264 | 272 | 316 | 331 | 348 | 364 | 406 | 427 | 455 | 490 | 521 | 548 | 570 | 589 |

Synthèse des résultats

HAUT

| Critères | Désignation | unité | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | |
|--------------------------|--|---|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| AP | Total abonnés potentiels de Madagascar | nb ab. | 4 476 765 | 4 623 841 | 4 778 433 | 4 941 012 | 5 112 094 | 5 292 243 | 5 482 078 | 5 682 278 | 5 893 592 | 6 116 845 | 6 352 951 | 6 602 930 | 6 867 924 | 7 149 252 | 7 448 578 | |
| APE | Total abonnés potentiels en zone électrifiée | nb ab. | 1 801 285 | 2 485 332 | 3 396 431 | 4 251 702 | 4 789 033 | 5 188 667 | 5 482 078 | 5 682 278 | 5 893 592 | 6 116 845 | 6 352 951 | 6 602 930 | 6 867 924 | 7 149 252 | 7 448 578 | |
| AE | Total abonnés (effectivement électrifiés) | nb ab. | 641 818 | 750 800 | 897 061 | 1 055 906 | 1 204 846 | 1 351 053 | 1 495 789 | 1 644 858 | 1 802 475 | 1 969 421 | 2 144 015 | 2 326 949 | 2 518 986 | 2 720 981 | 2 933 923 | |
| AE1 | Sous-total abonnés raccordés au RI | nb ab. | 353 652 | 402 619 | 481 153 | 637 786 | 779 260 | 890 198 | 1 003 778 | 1 213 361 | 1 355 074 | 1 509 538 | 1 646 747 | 1 790 002 | 1 939 867 | 2 096 965 | 2 261 989 | |
| AE2 | Sous-total abonnés mini-grid et CI | nb ab. | 288 166 | 348 180 | 415 908 | 418 120 | 425 585 | 460 855 | 492 011 | 431 497 | 447 401 | 459 883 | 497 268 | 536 947 | 579 120 | 624 016 | 671 934 | |
| AE3 | Sous-total abonnés kits solaires | nb ab. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| TC | Taux de couverture zones électrifiées | % | 40% | 54% | 71% | 86% | 94% | 98% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | |
| TD | Taux de desserte zones électrifiées | % | 36% | 30% | 26% | 25% | 25% | 26% | 27% | 29% | 31% | 32% | 34% | 35% | 37% | 38% | 39% | |
| TE | = TC * TD | Taux d'électrification | 14% | 16% | 19% | 21% | 24% | 26% | 27% | 29% | 31% | 32% | 34% | 35% | 37% | 38% | 39% | |
| E_{MT-BT} | = E1+E2+E3 | Total Production MT-BT | GWh | 1 917 | 2 229 | 2 606 | 2 993 | 3 312 | 3 597 | 3 867 | 4 127 | 4 410 | 4 712 | 5 033 | 5 373 | 5 733 | 6 116 | 6 523 |
| E1 | | Sous-Total Production MT-BT du RI | GWh | 1 325 | 1 496 | 1 694 | 2 129 | 2 429 | 2 671 | 2 905 | 3 290 | 3 564 | 3 854 | 4 126 | 4 415 | 4 720 | 5 043 | 5 387 |
| E2 | | Sous-Total Production MT-BT mini-grid et CI | GWh | 592 | 733 | 912 | 864 | 882 | 926 | 962 | 837 | 846 | 858 | 906 | 958 | 1 013 | 1 073 | 1 136 |
| E3 | | Sous-Total Production MT-BT kits solaires | GWh | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Taux de croissance Production MT-BT | % | - | 16% | 17% | 15% | 11% | 9% | 8% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | |
| P_{MT-BT} | = P1+P2+P3 | Total Puissance de pointe MT-BT | MW | 385 | 474 | 583 | 692 | 766 | 823 | 871 | 911 | 956 | 1 005 | 1 057 | 1 113 | 1 172 | 1 236 | 1 303 |
| P1 | | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT du RI | MW | 252 | 294 | 342 | 446 | 517 | 560 | 601 | 684 | 733 | 784 | 828 | 875 | 924 | 977 | 1 033 |
| P2 | | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT mini-grid et CI | MW | 133 | 180 | 241 | 246 | 249 | 263 | 270 | 227 | 223 | 221 | 229 | 238 | 248 | 259 | 270 |
| P3 | | Sous-Total Puissance de pointe MT-BT kits solaires | MW | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | Taux de croissance Puissance de pointe MT-BT | % | - | 23% | 23% | 19% | 11% | 7% | 6% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | |
| E4 | | Total Production HT | GWh | 6 | 14 | 88 | 177 | 559 | 680 | 746 | 960 | 1 082 | 1 200 | 1 461 | 1 646 | 1 800 | 1 962 | 2 165 |
| E_{RI} | = E1 + E4 + Pertes Transport | Total Production BT, MT et HT sur le RI | GWh | 1 400 | 1 589 | 1 876 | 2 428 | 3 145 | 3 527 | 3 843 | 4 473 | 4 891 | 5 320 | 5 882 | 6 380 | 6 863 | 7 375 | 7 949 |
| P4 | | Total Puissance de pointe HT | MW | 1 | 2 | 12 | 23 | 70 | 87 | 97 | 125 | 140 | 155 | 186 | 209 | 228 | 248 | 272 |
| P_{RI} | = P1 + P4 + Pertes Transport | Total Puissance de pointe BT, MT et HT sur le RI | MW | 266 | 312 | 372 | 493 | 607 | 669 | 724 | 835 | 902 | 968 | 1 042 | 1 111 | 1 182 | 1 257 | 1 341 |



21. ANNEXE 2 : DETAIL DES CHIFFRES DE L'ETUDE DE LA DEMANDE POUR LE RESEAU INTERCONNECTE

Table with columns for Country, Province, and various numerical values. The table lists 28 provinces of Madagascar and their districts. The values represent population or statistical data. The provinces listed include MAROVASY, ANTOANOMENA BEVASY, ANTSALOVA, ANTSIHY, BEALANANA, BEFANDRIANA NORD, MAMPKONY, MANDRITSARA, MANDRITSARA NORD, MANDRITSARA SUD, PORT-BERGE (BORZINY-VAOAO), and PORT-BERGE (BORZINY-VAOAO) I.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| MIANDRIVAZO | BETSIPOLITRA | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MIANDRIVAZO | DABOLAVA | | | | 30.0% | 31.0% | 33.0% | 34.8% | 36.6% | 38.2% | 39.8% | 41.3% | 42.8% | 44.1% | 45.4% | 46.6% | 47.8% | 48.8% | 49.8% | |
| MIANDRIVAZO | ISALO | | | | 30.0% | 31.0% | 32.0% | 33.0% | 33.9% | 35.7% | 37.4% | 39.0% | 40.6% | 42.1% | 43.5% | 44.8% | 46.1% | 47.5% | 48.8% | |
| MIANDRIVAZO | ITONDY | | | | 30.0% | 31.0% | 31.0% | 32.0% | 33.0% | 34.8% | 36.6% | 38.2% | 39.8% | 41.3% | 42.8% | 44.1% | 45.4% | 46.6% | 47.8% | 48.8% |
| MIANDRIVAZO | MANAMBINA | | | | | | 30.0% | 30.0% | 32.0% | 33.9% | 35.7% | 37.4% | 39.0% | 40.6% | 42.1% | 43.5% | 44.8% | 46.1% | 47.5% | |
| MIANDRIVAZO | MANANDAZA | | | | | | 30.0% | 32.0% | 33.9% | 35.7% | 37.4% | 39.0% | 40.6% | 42.1% | 43.5% | 44.8% | 46.1% | 47.5% | 48.8% | |
| MIANDRIVAZO | MIANDRIVAZO | 35.4% | 39.7% | 40.2% | 40.7% | 41.7% | 42.6% | 43.5% | 45.3% | 46.9% | 48.4% | 49.8% | 51.2% | 52.4% | 53.6% | 54.7% | 55.7% | 56.6% | 57.5% | |
| MIANDRIVAZO | SOLAKA | | | | | | | | 46.9% | 48.4% | 49.8% | 51.2% | 52.4% | 53.6% | 54.7% | 55.7% | 56.6% | 57.5% | 58.4% | |
| MORONDAVA | ANALAIVA | | | | 30.0% | 31.0% | 32.0% | 32.9% | 33.9% | 34.8% | 35.6% | 36.5% | 37.3% | 38.2% | 38.9% | 39.7% | 40.5% | 41.3% | 42.1% | |
| MORONDAVA | BEFASY | | | | | | 30.0% | 31.0% | 32.0% | 32.9% | 33.9% | 34.8% | 35.6% | 36.5% | 37.3% | 38.2% | 38.9% | 39.7% | 40.5% | |
| MORONDAVA | BELO SUR MER | | | | 30.0% | 31.0% | 32.0% | 32.9% | 33.9% | 34.8% | 35.6% | 36.5% | 37.3% | 38.2% | 38.9% | 39.7% | 40.5% | 41.3% | 42.1% | |
| MORONDAVA | BEAMANGINA | | | | 30.0% | 31.0% | 32.0% | 32.9% | 33.9% | 34.8% | 35.5% | 36.2% | 36.9% | 37.6% | 38.3% | 39.0% | 39.7% | 40.4% | 41.1% | |
| MORONDAVA | CU MORONDAVA | 44.1% | 45.9% | 46.4% | 46.9% | 47.9% | 48.8% | 49.7% | 50.5% | 51.3% | 52.1% | 52.8% | 53.5% | 54.2% | 54.9% | 55.5% | 56.1% | 56.7% | 57.3% | |
| MORONDAVA | MAROFANDILIA | | | | 30.0% | 31.0% | 32.0% | 32.9% | 33.9% | 34.8% | 35.6% | 36.5% | 37.3% | 38.2% | 38.9% | 39.7% | 40.5% | 41.3% | 42.1% | |

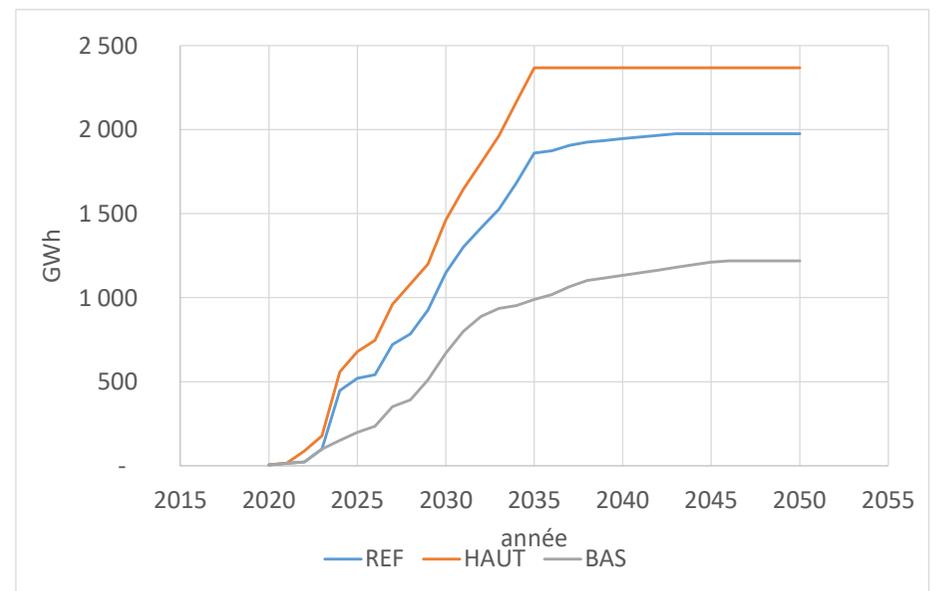
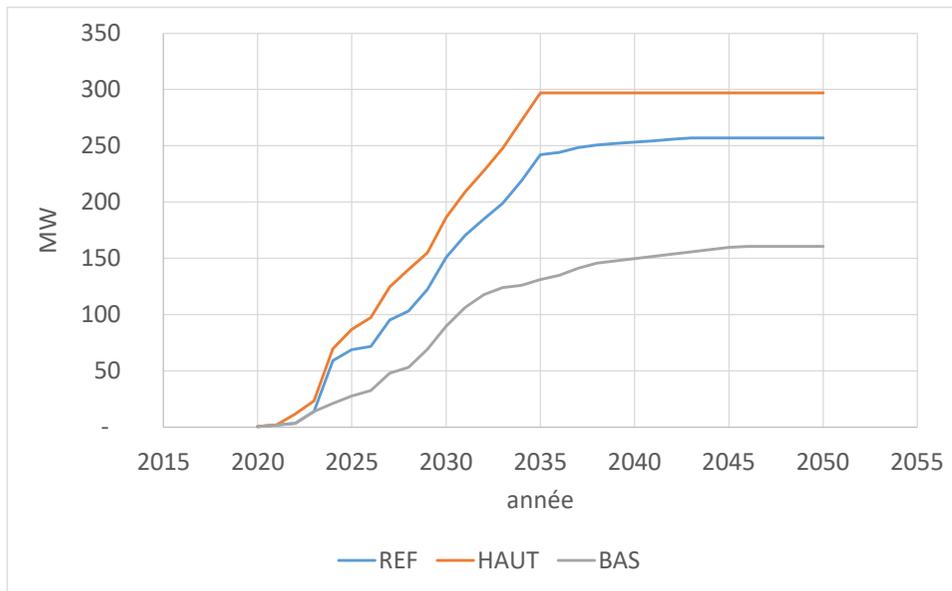
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-----------------------|--|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| TOLARY-II | ANAKAO | | | | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.15 | 0.16 |
| TOLARY-II | ANALAMASAMPY | | | | | 0.26 | 0.28 | 0.29 | 0.29 | 0.30 | 0.30 | 0.31 | 0.32 | 0.33 | 0.34 | 0.35 | 0.36 |
| TOLARY-II | ANDRANCHINALY | | | | | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.15 | 0.16 |
| TOLARY-II | ANDRANOVORY | | | | | | 0.31 | 0.32 | 0.32 | 0.33 | 0.34 | 0.34 | 0.35 | 0.36 | 0.37 | 0.38 | 0.38 |
| TOLARY-II | ANKILILAKA | | | | | 0.83 | 0.85 | 0.87 | 0.89 | 0.92 | 0.95 | 0.99 | 1.03 | 1.07 | 1.12 | 1.18 | 1.24 |
| TOLARY-II | ANKILIMALINKE | | | | 0.26 | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.28 | 0.29 | 0.30 | 0.31 | 0.32 | 0.33 | 0.34 |
| TOLARY-II | ANTANIMENA ONILAHY | | | | | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 |
| TOLARY-II | BEHELOKA | | | | | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.21 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.22 |
| TOLARY-II | BEHOMPY | | | | | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.18 |
| TOLARY-II | BEALANDIA | | | | 0.31 | 0.31 | 0.32 | 0.32 | 0.33 | 0.34 | 0.34 | 0.35 | 0.36 | 0.37 | 0.38 | 0.39 | 0.40 |
| TOLARY-II | BETSINAJA | | | 0.45 | 0.46 | 0.47 | 0.48 | 0.49 | 0.51 | 0.52 | 0.54 | 0.57 | 0.59 | 0.62 | 0.65 | 0.68 | 0.72 |
| TOLARY-II | EFOETSE | | | | | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.12 |
| TOLARY-II | MANOMBO SUD | | | 0.01 | 0.02 | 0.02 | 0.03 | 0.03 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.07 |
| TOLARY-II | MANOROFIVY | | | | | 0.08 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 |
| TOLARY-II | MAROFOTY | | | | 0.15 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.20 |
| TOLARY-II | MAROMANDRA | | | | 0.30 | 0.30 | 0.31 | 0.31 | 0.32 | 0.33 | 0.33 | 0.34 | 0.35 | 0.36 | 0.37 | 0.39 | 0.40 |
| TOLARY-II | MIARY | | | | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.23 | 0.24 |
| TOLARY-II | MILENAKA | | | | 0.37 | 0.38 | 0.39 | 0.40 | 0.41 | 0.42 | 0.44 | 0.45 | 0.47 | 0.49 | 0.52 | 0.54 | 0.57 |
| TOLARY-II | MITSUNJO BETANIMENA | | | | 0.51 | 0.52 | 0.53 | 0.54 | 0.55 | 0.57 | 0.61 | 0.63 | 0.65 | 0.68 | 0.71 | 0.74 | 0.77 |
| TOLARY-II | SAINT AUGUSTIN | | | 0.01 | 0.01 | 0.02 | 0.02 | 0.03 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.08 | 0.09 | 0.10 |
| TOLARY-II | SOAHALO | | | | | 0.32 | 0.33 | 0.33 | 0.34 | 0.34 | 0.35 | 0.36 | 0.37 | 0.38 | 0.39 | 0.40 | 0.41 |
| TOLARY-II | SOALARA SUD | | | | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| TOLARY-II | TSIANISHA | | | | 0.30 | 0.31 | 0.31 | 0.32 | 0.32 | 0.33 | 0.34 | 0.35 | 0.35 | 0.36 | 0.38 | 0.39 | 0.40 |
| TOLARY-II | TSIFOTA | | | | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | ABOALIMENA | | | | | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.11 | 0.11 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | AMBIKY | | | | | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.13 | 0.14 | 0.14 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | ANDIMAKY MANAMBOLO | | | | | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.13 | 0.14 | 0.15 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | ANKALALOBE | | | | | 0.20 | 0.22 | 0.23 | 0.24 | 0.26 | 0.28 | 0.30 | 0.32 | 0.34 | 0.36 | 0.38 | 0.38 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | ANKALAOBE | | | | | 0.21 | 0.21 | 0.22 | 0.24 | 0.25 | 0.27 | 0.30 | 0.32 | 0.34 | 0.35 | 0.37 | 0.37 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | ANTSAKOMALINKA | | | | | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.21 | 0.22 | 0.23 | 0.23 | 0.23 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | ANTSOSA | | | | | 0.05 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.09 | 0.10 | 0.10 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | BEINTA | | | | | 0.11 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | BELO SUR TSIIRIBIHINA | | | 0.4 | 0.43 | 0.45 | 0.48 | 0.51 | 0.54 | 0.57 | 0.61 | 0.65 | 0.70 | 0.74 | 0.80 | 0.85 | 0.91 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | BEMARIVO ANKIRONDRIO | | | 0.35 | 0.38 | 0.40 | 0.42 | 0.45 | 0.48 | 0.51 | 0.54 | 0.57 | 0.61 | 0.65 | 0.70 | 0.74 | 0.80 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | BEREVO | | | | | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.19 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | BEROBOKA NORD | | | | | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.21 | 0.23 | 0.24 | 0.26 | 0.28 | 0.30 | 0.32 | 0.34 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | MASARIVY | | | | | 0.21 | 0.21 | 0.21 | 0.22 | 0.24 | 0.25 | 0.28 | 0.30 | 0.32 | 0.33 | 0.35 | 0.37 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | TSARAOIANA | | | | | 0.22 | 0.22 | 0.24 | 0.25 | 0.27 | 0.29 | 0.31 | 0.34 | 0.36 | 0.39 | 0.41 | 0.41 |
| BELO SUR TSIIRIBIHINA | TSIMAFANA | | | | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.20 | 0.21 | 0.23 | 0.24 | 0.26 | 0.28 |
| MAHABO | AMBA | | | | | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.18 |
| MAHABO | AMPANIHY | | | | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.28 | 0.30 | 0.32 | 0.34 | 0.37 | 0.40 | 0.43 | 0.45 |
| MAHABO | ANALAMITSIVALANA | | | | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.18 | 0.19 | 0.20 | 0.22 | 0.23 | 0.25 |
| MAHABO | ANKILIVALO | | | | 0.25 | 0.25 | 0.25 | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.29 | 0.31 | 0.33 | 0.35 | 0.38 | 0.41 | 0.44 |
| MAHABO | ANKILJATO | | | | 0.06 | 0.07 | 0.08 | 0.10 | 0.11 | 0.13 | 0.15 | 0.17 | 0.19 | 0.21 | 0.24 | 0.26 | 0.29 |
| MAHABO | BEFOTAKA | | | 0.06 | 0.05 | 0.06 | 0.07 | 0.08 | 0.10 | 0.11 | 0.13 | 0.15 | 0.17 | 0.19 | 0.21 | 0.24 | 0.26 |
| MAHABO | BERONONO | | | | | 0.22 | 0.22 | 0.23 | 0.24 | 0.26 | 0.28 | 0.29 | 0.32 | 0.34 | 0.36 | 0.38 | 0.41 |
| MAHABO | BEZEKKA | | | | | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.21 | 0.22 | 0.24 | 0.25 | 0.27 | 0.29 | 0.31 | 0.33 | 0.35 |
| MAHABO | MAHABO | | | 0.2 | 0.23 | 0.23 | 0.24 | 0.25 | 0.26 | 0.27 | 0.28 | 0.29 | 0.30 | 0.31 | 0.32 | 0.33 | 0.34 |
| MAHABO | MALAIMBANDY | | | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.08 | 0.09 | 0.11 | 0.13 | 0.15 | 0.17 | 0.19 | 0.21 | 0.23 | 0.26 |
| MAHABO | MANDABE | | | | | 0.28 | 0.30 | 0.32 | 0.34 | 0.37 | 0.40 | 0.42 | 0.45 | 0.48 | 0.51 | 0.54 | 0.58 |
| MAHABO | TSIMAZAVIA | | | | | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.19 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 0.23 | 0.24 | 0.24 |
| MANIA | ANDRANOPASY | | | | | 0.25 | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.28 | 0.29 | 0.30 | 0.31 | 0.31 | 0.32 |
| MANIA | ANKILJABO | | | | | 0.62 | 0.64 | 0.65 | 0.67 | 0.69 | 0.72 | 0.75 | 0.78 | 0.82 | 0.86 | 0.90 | 0.90 |
| MANIA | ANONTSIBE EST | | | | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 |
| MANIA | BEHARONA | | | | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.29 | 0.29 | 0.30 | 0.31 | 0.32 | 0.33 | 0.34 | 0.35 |
| MANIA | BETSOKY | | | | 0.11 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.14 |
| MANIA | CU MANIA | | | 0.2 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.19 | 0.21 | 0.22 | 0.24 | 0.25 | 0.27 | 0.29 | 0.31 | 0.33 | 0.35 |
| MANIA | SOASERANA | | | | | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 |
| MIANDRIVAZO | AMBATOLAHY | | | | | 0.53 | 0.57 | 0.61 | 0.66 | 0.71 | 0.77 | 0.83 | 0.90 | 0.97 | 1.05 | 1.13 | 1.23 |
| MIANDRIVAZO | AMPANIHY | | | 0.05 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.09 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.11 |
| MIANDRIVAZO | ANDRANGMANTY | | | | | 0.29 | 0.31 | 0.33 | 0.35 | 0.36 | 0.38 | 0.40 | 0.42 | 0.44 | 0.46 | 0.48 | 0.50 |
| MIANDRIVAZO | ANKAVANDRA | | | | | 0.24 | 0.26 | 0.27 | 0.29 | 0.31 | 0.33 | 0.36 | 0.38 | 0.41 | 0.44 | 0.47 | 0.47 |
| MIANDRIVAZO | ANKANDROMENA | | | | | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 |
| MIANDRIVAZO | ANKOTROFOTSY | | | | | 0.38 | 0.41 | 0.43 | 0.45 | 0.48 | 0.51 | 0.53 | 0.56 | 0.59 | 0.61 | 0.64 | 0.64 |
| MIANDRIVAZO | ANOSIMENA | | | | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 0.24 | 0.26 | 0.27 | 0.29 |
| MIANDRIVAZO | BEMAHATAZANA | | | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 |
| MIANDRIVAZO | BETSPOLITRA | | | | | 0.08 | 0.08 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.13 | 0.14 | 0.14 |
| MIANDRIVAZO | DABOLAVA | | | 0.23 | 0.23 | 0.24 | 0.26 | 0.27 | 0.29 | 0.31 | 0.33 | 0.36 | 0.38 | 0.41 | 0.43 | 0.46 | 0.49 |
| MIANDRIVAZO | ISALO | | | | | 0.19 | 0.20 | 0.21 | 0.23 | 0.24 | 0.26 | 0.28 | 0.30 | 0.32 | 0.34 | 0.36 | 0.38 |
| MIANDRIVAZO | ITONDY | | | | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.18 | 0.19 | 0.20 | 0.22 | 0.23 | 0.23 |
| MIANDRIVAZO | MANKAMBA | | | | 0.38 | 0.40 | 0.43 | 0.45 | 0.48 | 0.50 | 0.53 | 0.56 | 0.59 | 0.61 | 0.64 | 0.64 | 0.64 |
| MIANDRIVAZO | MANANDAZA | | | | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.13 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.20 | 0.20 |
| MIANDRIVAZO | MIANDRIVAZO | | | 0.3 | 0.30 | 0.31 | 0.33 | 0.35 | 0.37 | 0.40 | 0.44 | 0.50 | 0.55 | 0.61 | 0.67 | 0.74 | 0.82 |
| MIANDRIVAZO | SOALOKA | | | | | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.19 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 0.23 | 0.24 | 0.24 |
| MORONDAVA | ANALAVA | | | | 0.45 | 0.46 | 0.47 | 0.48 | 0.50 | 0.51 | 0.53 | 0.55 | 0.57 | 0.60 | 0.63 | 0.66 | 0.69 |
| MORONDAVA | BEFASY | | | | | 0.26 | 0.27 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.29 | 0.29 | 0.30 | 0.31 | 0.32 | 0.33 | 0.34 |
| MORONDAVA | BELO SUR MER | | | | | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.23 | 0.23 | 0.24 | 0.24 | 0.25 | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.27 |
| MORONDAVA | BEMANONGA | | | | 0.57 | 0.58 | 0.59 | 0.61 | 0.63 | 0.65 | 0.69 | 0.75 | 0.80 | 0.87 | 0.94 | 1.02 | 1.11 |
| MORONDAVA | CU MORONDAVA | | | 2.4 | 2.37 | 2.32 | 2.42 | 2.49 | 2.57 | 2.67 | 2.76 | 2.87 | 2.99 | 3.11 | 3.25 | 3.40 | 3.56 |
| MORONDAVA | MAROFANDILIA | | | | 0.23 | 0.23 | 0.24 | 0.24 | 0.24 | 0.25 | 0.25 | 0.26 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.29 | 0.30 |

CAPACITES UTILISEES MW

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| BAS | 1 | 2 | 4 | 14 | 21 | 28 | 33 | 48 | 53 | 69 | 90 | 106 | 118 | 124 | 126 | 131 |
| REF | 1 | 2 | 4 | 14 | 59 | 69 | 72 | 95 | 103 | 122 | 151 | 170 | 185 | 199 | 219 | 242 |
| HAUT | 1 | 2 | 12 | 23 | 70 | 87 | 97 | 125 | 140 | 155 | 186 | 209 | 228 | 248 | 272 | 297 |

CONSOMMATION GWh

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| BAS | 6 | 14 | 22 | 99 | 150 | 199 | 235 | 352 | 391 | 510 | 670 | 799 | 888 | 936 | 952 | 989 |
| REF | 6 | 14 | 22 | 99 | 448 | 520 | 541 | 720 | 784 | 926 | 1 149 | 1 301 | 1 414 | 1 524 | 1 682 | 1 860 |
| HAUT | 6 | 14 | 88 | 177 | 559 | 680 | 746 | 960 | 1 082 | 1 200 | 1 461 | 1 646 | 1 800 | 1 962 | 2 165 | 2 367 |



**22. ANNEXE 3 : COMPARAISON
ECONOMIQUES RELATIVES AU
RACCORDEMENT DES RESEAUX
SECONDAIRES DE TOAMASINA,
FIANARANTSOA ET TOLIARA**

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) | COUTS 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 | | 2 MW Diesel | 12.7 | 2.0 | 0.03 | 10.7 | 12.7 | | 0.0 |
| 2022 | 68 | 47.7 | 0.06 | 11.7 | | Ligne | 59.4 | 0.0 | 0.06 | 11.7 | 11.7 | | -47.7 |
| 2023 | 72 | 47.7 | 0.06 | 12.8 | | Interconnexion | 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 |

EVALUATION ECONOMIQUE RACCORDEMENT DE ANKENTA au RIS TOLIARA

Couts : CAPEX Construction ligne de Raccordement a Toliara
OPEX Couts de production RIS + 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

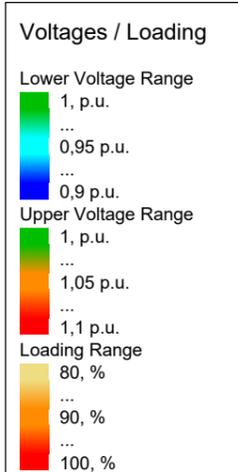
| Raccordement au RIS | | ANKENTA | |
|-----------------------|--------------------------------------|----------------------|--|
| Longueur de ligne | 85.00 km | Puissance 2021 | 1.0 MW |
| Tension ligne | 63.00 kV | Facteur de charge | 0.55 |
| Cout ligne | 54 k€/km | | |
| Cout poste | 5 Million d'euros | Cout de l'énergie CI | 0.43 €/kWh |
| Cout lignes + postes | 9.66 Million d'euros | | Basé sur cout diesel de 20 MW * 1.2 pour facteur d'échelle |
| Cout de l'énergie RIS | 0.18 €/kWh | | |
| | Basé sur cout thermique HFO de 40 MW | | |
| Cout de maintenance | 1.5 % des investissements | | |
| Date de raccordement | 2 023 | | |
| Durée construction | 2.00 ans | | |

| Année | Demande (GWh) | COUTS C | | | | Commentaire | AVANTAGES B | | | | BENEFICE NET M€ |
|-------|------------------|------------------|---------------------|--------------------|-------------|--------------|----------------------|---------------------|--------------------|-------------|-----------------------|
| | | Investiss. M€ | Expl. + Entr. M€ | Cout Energie M€ | TOTAL M€ | | Investissement M€ | Expl. + Entr. M€ | Cout Energie M€ | TOTAL M€ | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 2 021 | 5 | 5 | 0.00 | 1.9 | 6.8 | Ligne | 0.0 | 0.00 | 1.9 | 1.9 | -4.8 |
| 2 022 | 5 | 5 | 0.00 | 2.0 | 6.9 | Raccordement | 0.0 | 0.00 | 2.0 | 2.0 | -4.8 |
| 2 023 | 5 | 0 | 0.14 | 0.9 | 1.1 | | 0.0 | 0.00 | 2.2 | 2.2 | 1.1 |
| 2 024 | 5 | 0 | 0.14 | 1.0 | 1.1 | | 0.0 | 0.00 | 2.3 | 2.3 | 1.2 |
| 2 025 | 6 | 0 | 0.14 | 1.0 | 1.2 | | 0.0 | 0.00 | 2.4 | 2.4 | 1.2 |
| 2 026 | 6 | 0 | 0.14 | 1.1 | 1.2 | | 0.0 | 0.00 | 2.5 | 2.5 | 1.3 |
| 2 027 | 6 | 0 | 0.14 | 1.1 | 1.3 | | 0.0 | 0.00 | 2.7 | 2.7 | 1.4 |
| 2 028 | 7 | 0 | 0.14 | 1.2 | 1.3 | | 0.0 | 0.00 | 2.8 | 2.8 | 1.5 |
| 2 029 | 7 | 0 | 0.14 | 1.3 | 1.4 | | 0.0 | 0.00 | 3.0 | 3.0 | 1.6 |
| 2 030 | 7 | 0 | 0.14 | 1.3 | 1.5 | | 0.0 | 0.00 | 3.1 | 3.1 | 1.7 |
| 2 031 | 8 | 0 | 0.14 | 1.4 | 1.6 | | 0.0 | 0.00 | 3.3 | 3.3 | 1.8 |
| 2 032 | 8 | 0 | 0.14 | 1.5 | 1.6 | | 0.0 | 0.00 | 3.5 | 3.5 | 1.9 |
| 2 033 | 9 | 0 | 0.14 | 1.6 | 1.7 | | 0.0 | 0.00 | 3.8 | 3.8 | 2.0 |
| 2 034 | 9 | 0 | 0.14 | 1.7 | 1.8 | | 0.0 | 0.00 | 4.0 | 4.0 | 2.2 |
| 2 035 | 10 | -4 | 0.14 | 1.8 | -2.2 | | 0.0 | 0.00 | 4.2 | 4.2 | 6.5 |
| | | 6.98 € | 1.24 € | 14.27 € | 22.48 € | | 0.00 € | 0.00 € | 28.78 € | 28.78 € | 6.30 € |

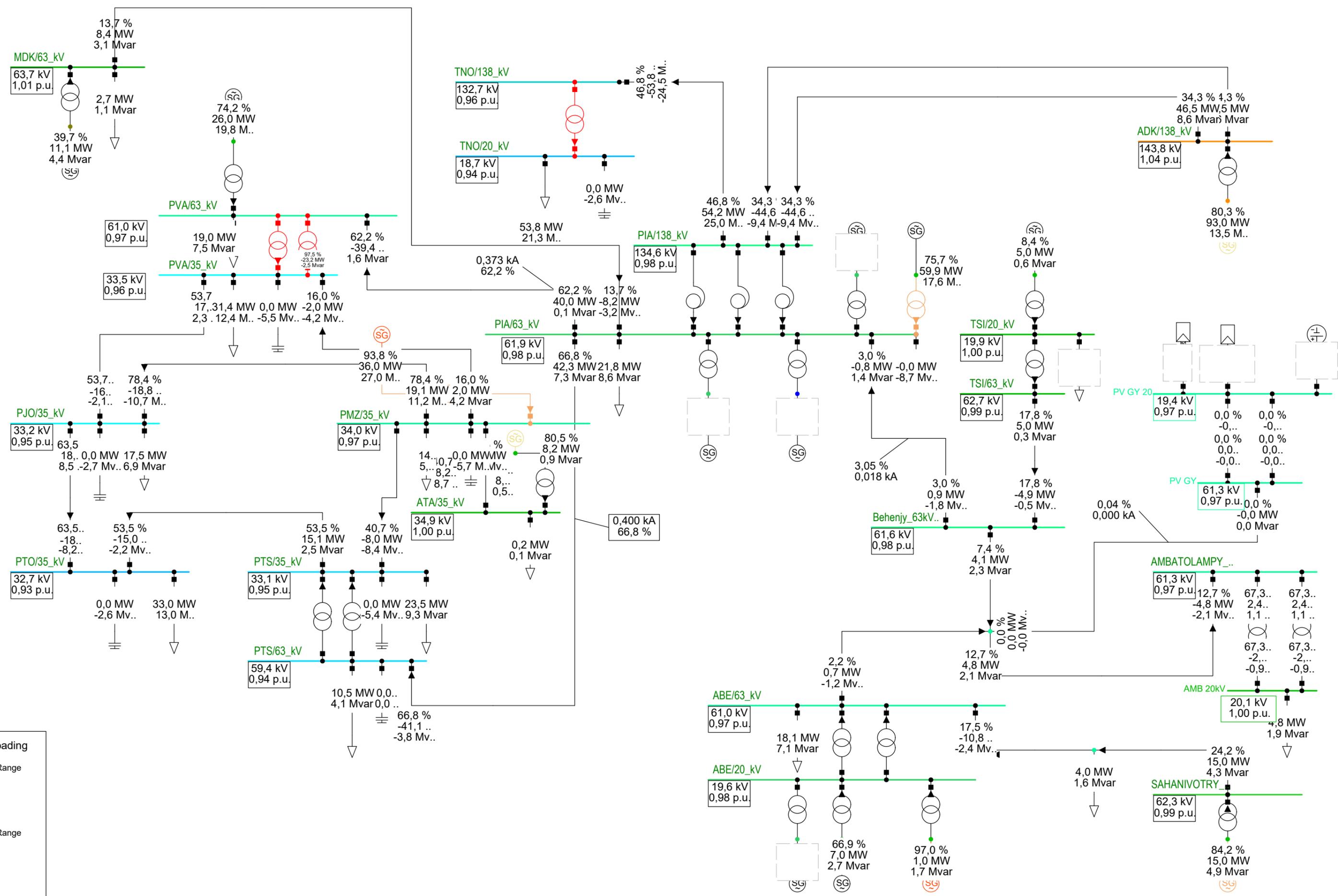
TRI Econ. = 12.29%

| | |
|----------------------|--------|
| Taux d'actualisation | 5% |
| Coûts | 22.479 |
| Avantages B | 28.782 |
| Bénéfice net B-C | 6.302 |
| Rapport B/C | 1.28 |

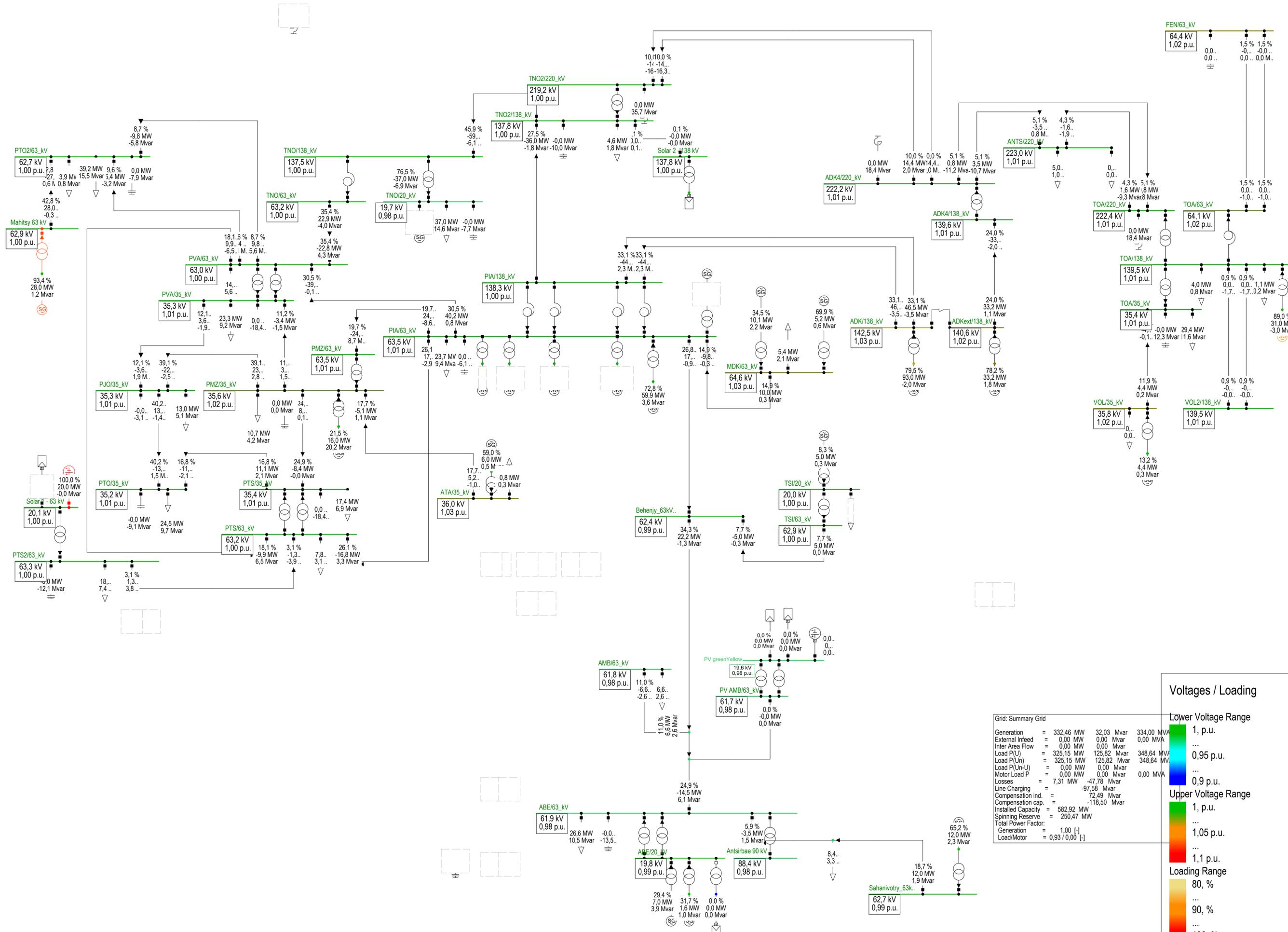
23. ANNEXE 4 : 2021 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE



| Load Flow Balanced | | |
|-----------------------------------|-------------------|---------------------|
| Nodes | Branches | Synchronous Machine |
| Line-Line Voltage, Magnitude [kV] | Loading [%] | Loading [%] |
| Voltage, Magnitude [p.u.] | Active Power [MW] | Active Power [MW] |



24. ANNEXE 5 : 2024 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 332,46 MW | 32,03 Mvar | 334,00 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 325,15 MW | 125,82 Mvar | 348,64 MVA |
| Load P(Un) | = 325,15 MW | 125,82 Mvar | 348,64 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 7,31 MW | -47,78 Mvar | |
| Line Charging | = | -97,58 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 72,49 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -118,50 Mvar | |
| Installed Capacity | = 582,92 MW | | |
| Spinning Reserve | = 250,47 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,93 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

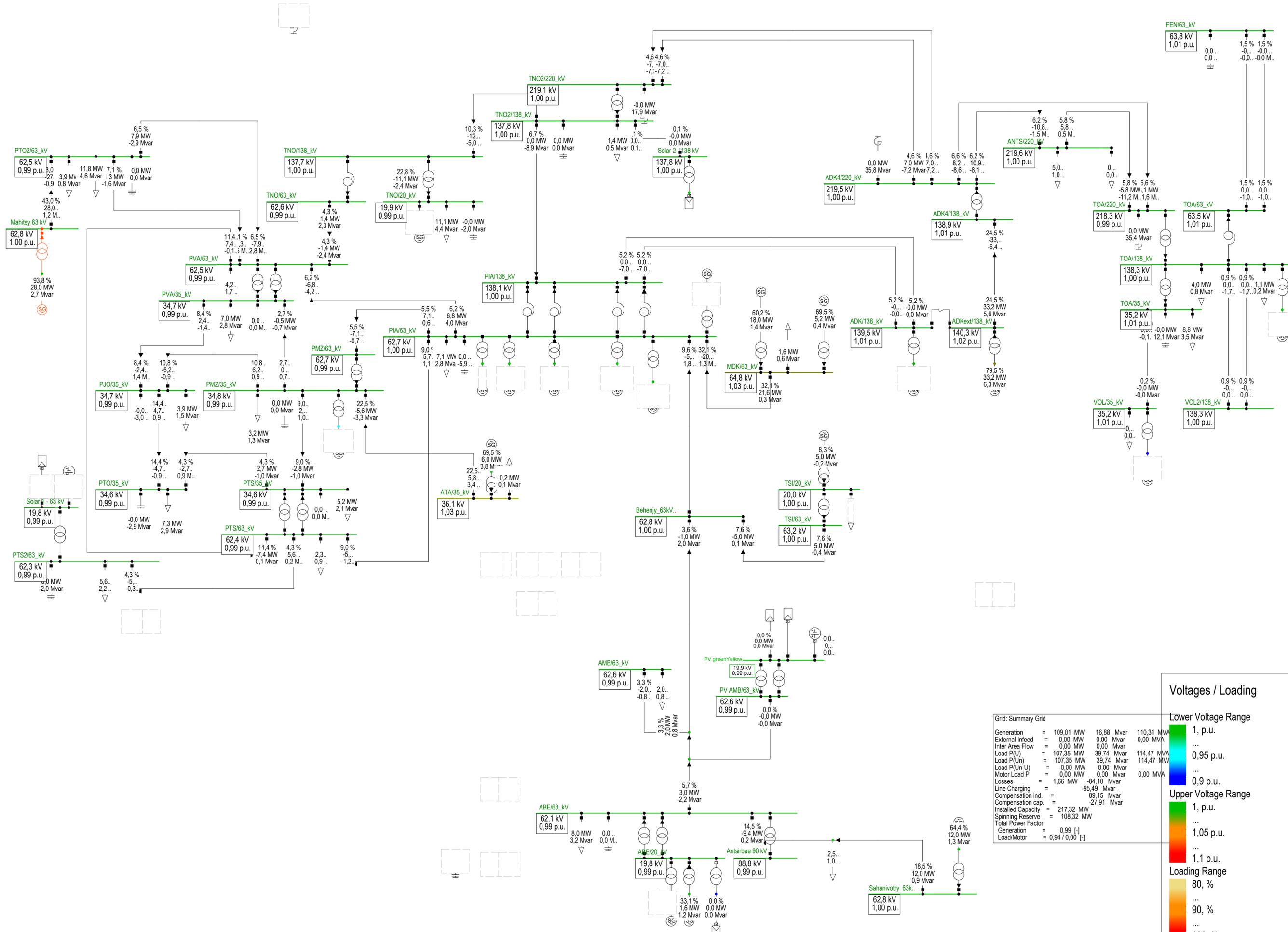
- 1, p.u.
- ...
- 0,95 p.u.
- ...
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- ...
- 1,05 p.u.
- ...
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- ...
- 90, %
- ...
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|-------------|------------|
| Generation | = 109,01 MW | 16,88 Mvar | 110,31 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 107,35 MW | 39,74 Mvar | 114,47 MVA |
| Load P(Un) | = 107,35 MW | 39,74 Mvar | 114,47 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 1,66 MW | -84,10 Mvar | |
| Line Charging | = | -95,49 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 89,15 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -27,91 Mvar | |
| Installed Capacity | = 217,32 MW | | |
| Spinning Reserve | = 108,32 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 0,99 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,94 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

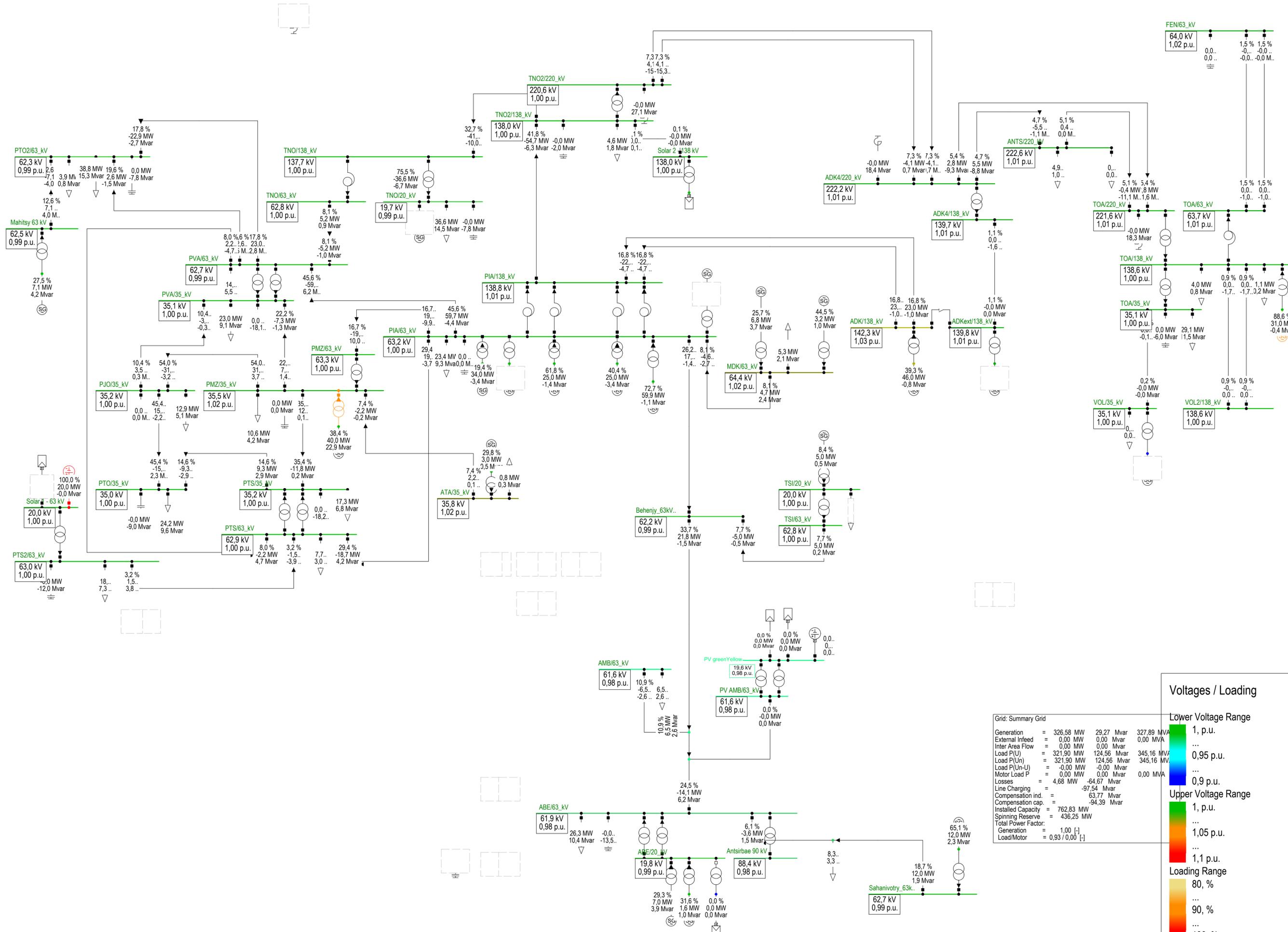
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|-------------|------------|
| Generation | = 326,58 MW | 29,27 Mvar | 327,89 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 321,90 MW | 124,56 Mvar | 345,16 MVA |
| Load P(Un) | = 321,90 MW | 124,56 Mvar | 345,16 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | -0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 4,68 MW | -64,67 Mvar | |
| Line Charging | = | -97,54 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 63,77 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -94,39 Mvar | |
| Installed Capacity | = 762,83 MW | | |
| Spinning Reserve | = 436,25 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,93 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

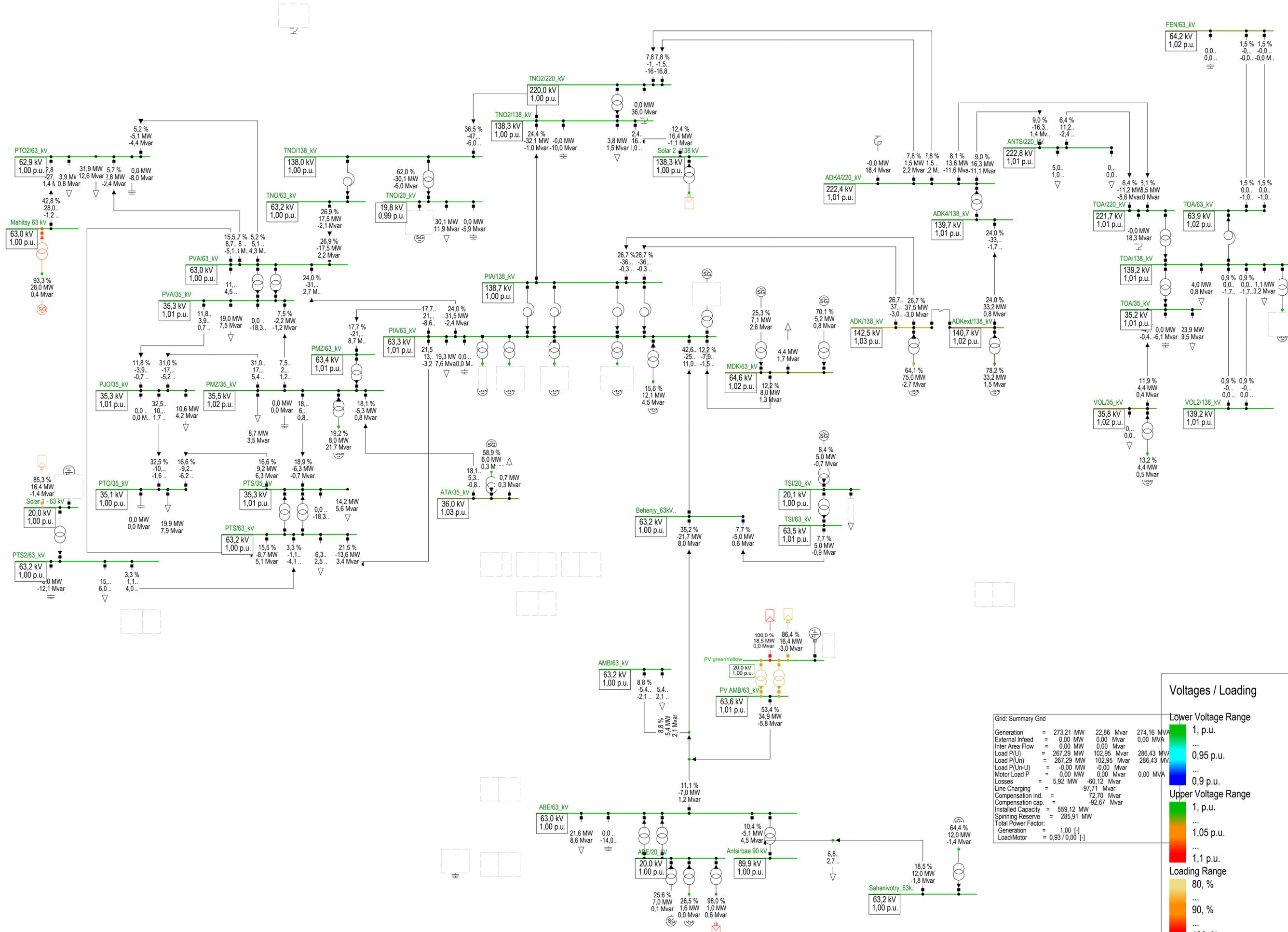
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|-------------|------------|
| Generation | = 273.21 MW | 22.86 Mvar | 274.16 MVA |
| External Infeed | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Load P(U) | = 267.29 MW | 102.95 Mvar | 286.43 MVA |
| Load P(Un) | = 267.29 MW | 102.95 Mvar | 286.43 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0.00 MW | -0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Motor Load P | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Losses | = 5.92 MW | -60.12 Mvar | |
| Line Charging | = | -97.71 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 72.70 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -92.67 Mvar | |
| Installed Capacity | = 559.12 MW | | |
| Spinning Reserve | = 285.91 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1.00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0.93 / 0.00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

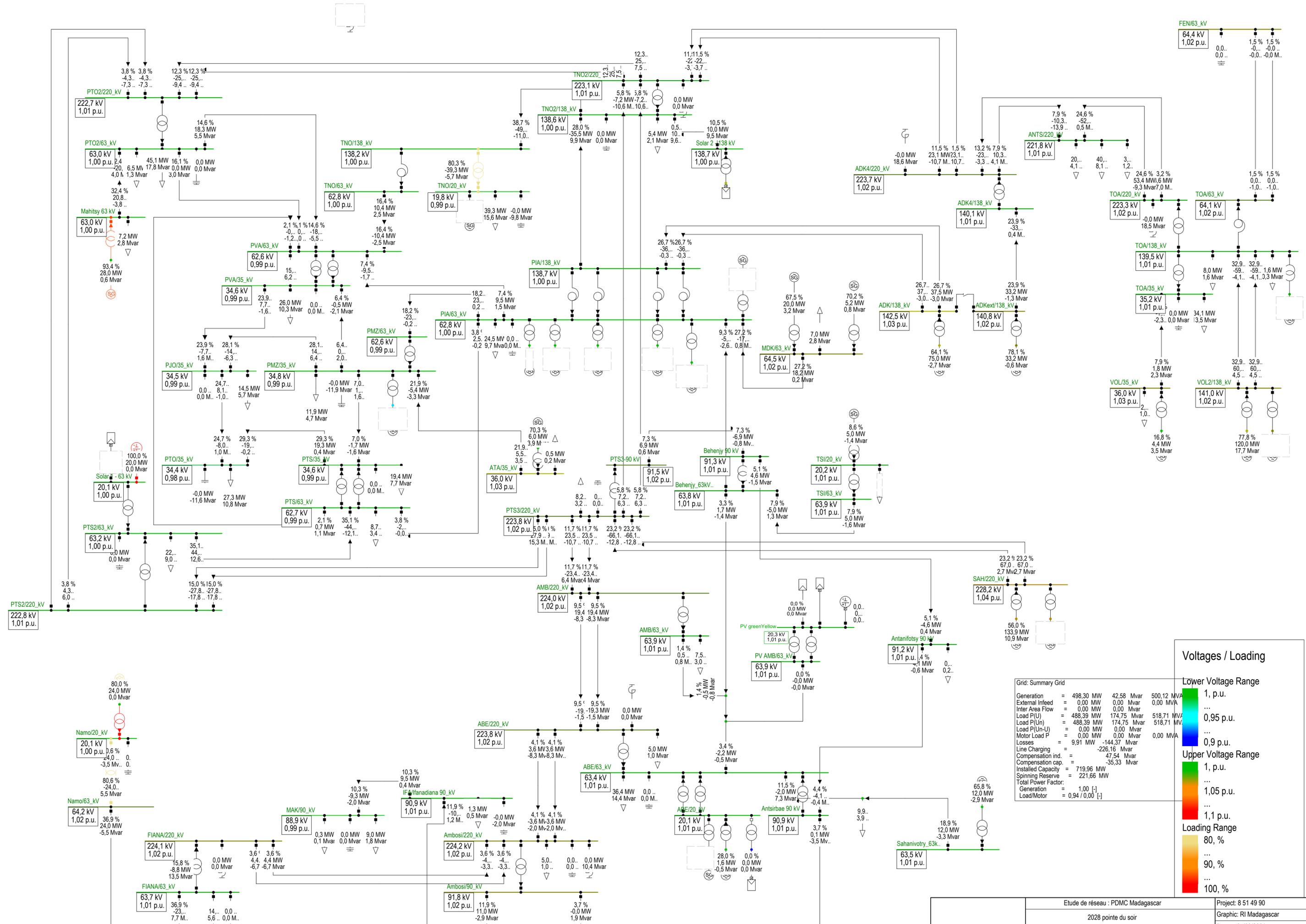
Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %

25. ANNEXE 6 : 2028 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 488,30 MW | 42,58 Mvar | 500,12 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 488,39 MW | 174,75 Mvar | 518,71 MVA |
| Load P(Un) | = 488,39 MW | 174,75 Mvar | 518,71 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 9,91 MW | -144,37 Mvar | 0,00 MVA |
| Line Charging | = 0,00 MW | -226,16 Mvar | 0,00 MVA |
| Compensation ind. | = 0,00 MW | 47,54 Mvar | 0,00 MVA |
| Compensation cap. | = 0,00 MW | -35,33 Mvar | 0,00 MVA |
| Installed Capacity | = 719,96 MW | | |
| Spinning Reserve | = 221,66 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,94 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

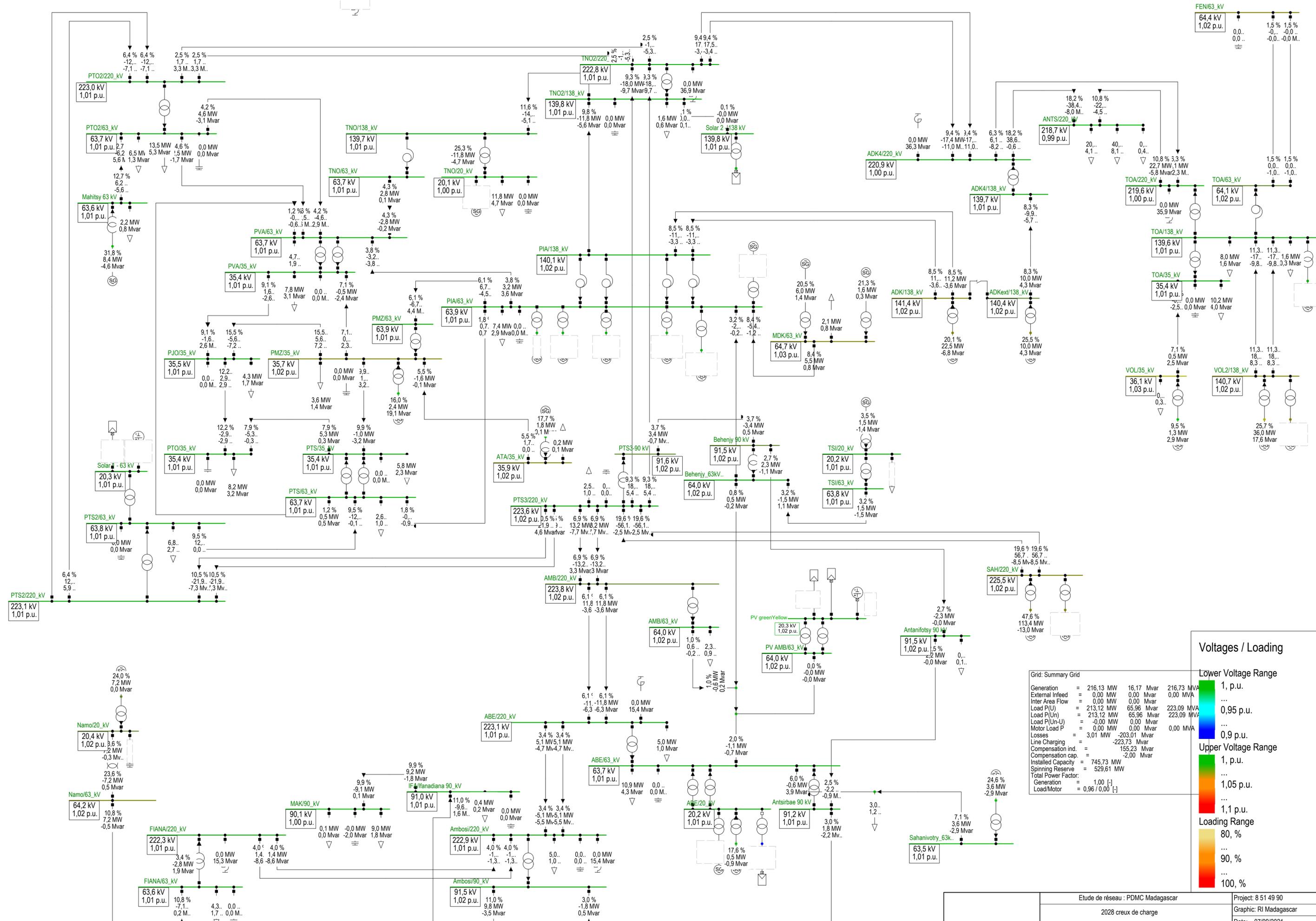
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 216.13 MW | 16.17 Mvar | 216.73 MVA |
| External Infeed | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Load P(U) | = 213.12 MW | 65.96 Mvar | 223.09 MVA |
| Load P(Un) | = 213.12 MW | 65.96 Mvar | 223.09 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Motor Load P | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Losses | = 3.01 MW | -203.01 Mvar | |
| Line Charging | = 0.00 MW | -223.73 Mvar | |
| Compensation ind. | = 155.23 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -2.00 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 745.73 MW | | |
| Spinning Reserve | = 529.61 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1.00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0.96 / 0.00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

1, p.u.

0,95 p.u.

0,9 p.u.

Upper Voltage Range

1, p.u.

1,05 p.u.

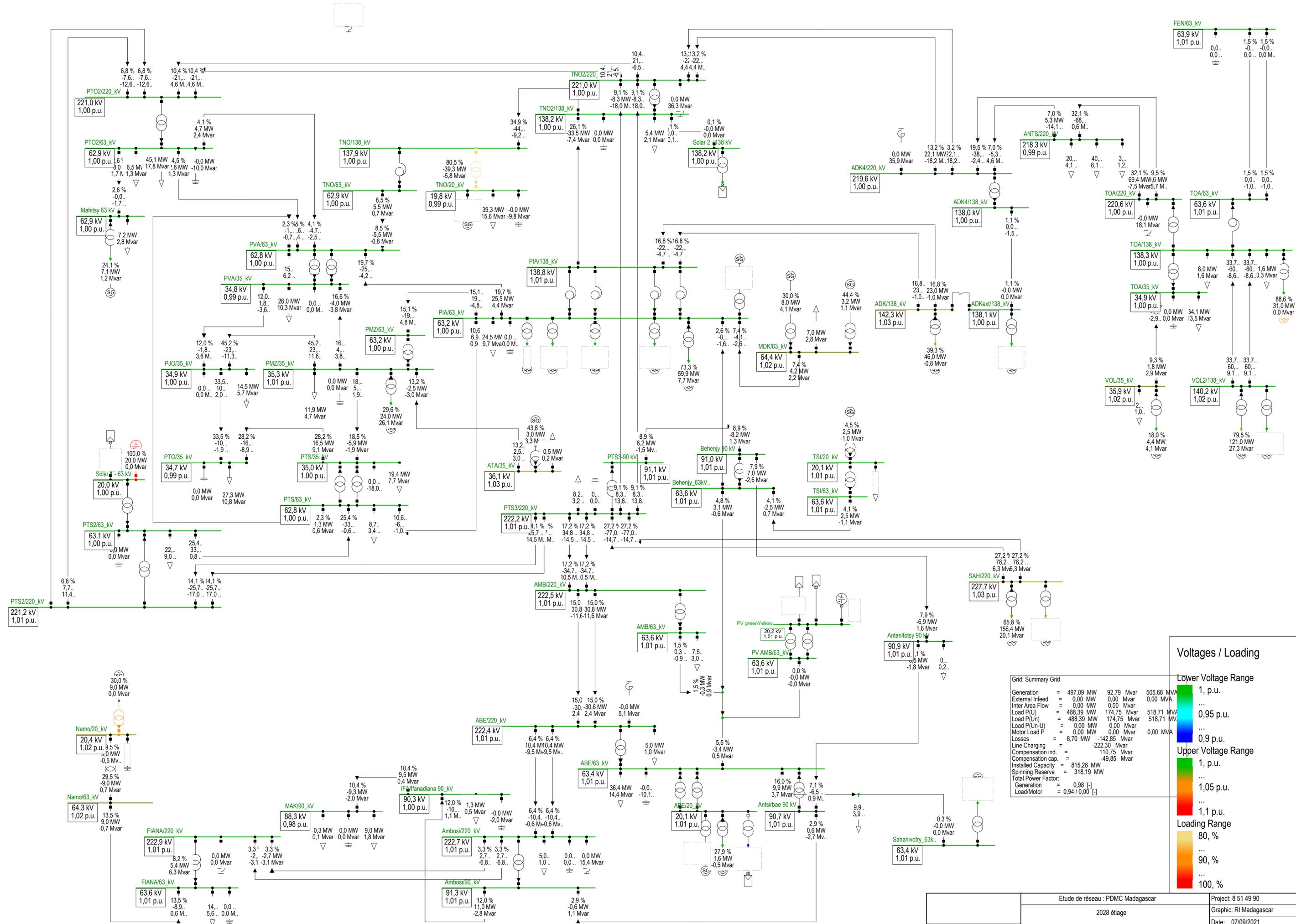
1,1 p.u.

Loading Range

80, %

90, %

100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|------------------------------|--------------|------------|
| Generation | = 497.09 MW | 32.79 Mvar | 505.68 MVA |
| External Infeed | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Load P(U) | = 488.39 MW | 174.75 Mvar | 518.71 MVA |
| Load P(Un) | = 488.39 MW | 174.75 Mvar | 518.71 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Motor Load P | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Losses | = 8.70 MW | -142.85 Mvar | |
| Line Charging | = 0.00 MW | -222.30 Mvar | |
| Compensation ind. | = 110.75 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -49.85 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 815.28 MW | | |
| Spinning Reserve | = 318.19 MW | | |
| Total Power Factor: | Generation = 0.98 [-] | | |
| | Load/Motor = 0.94 / 0.00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

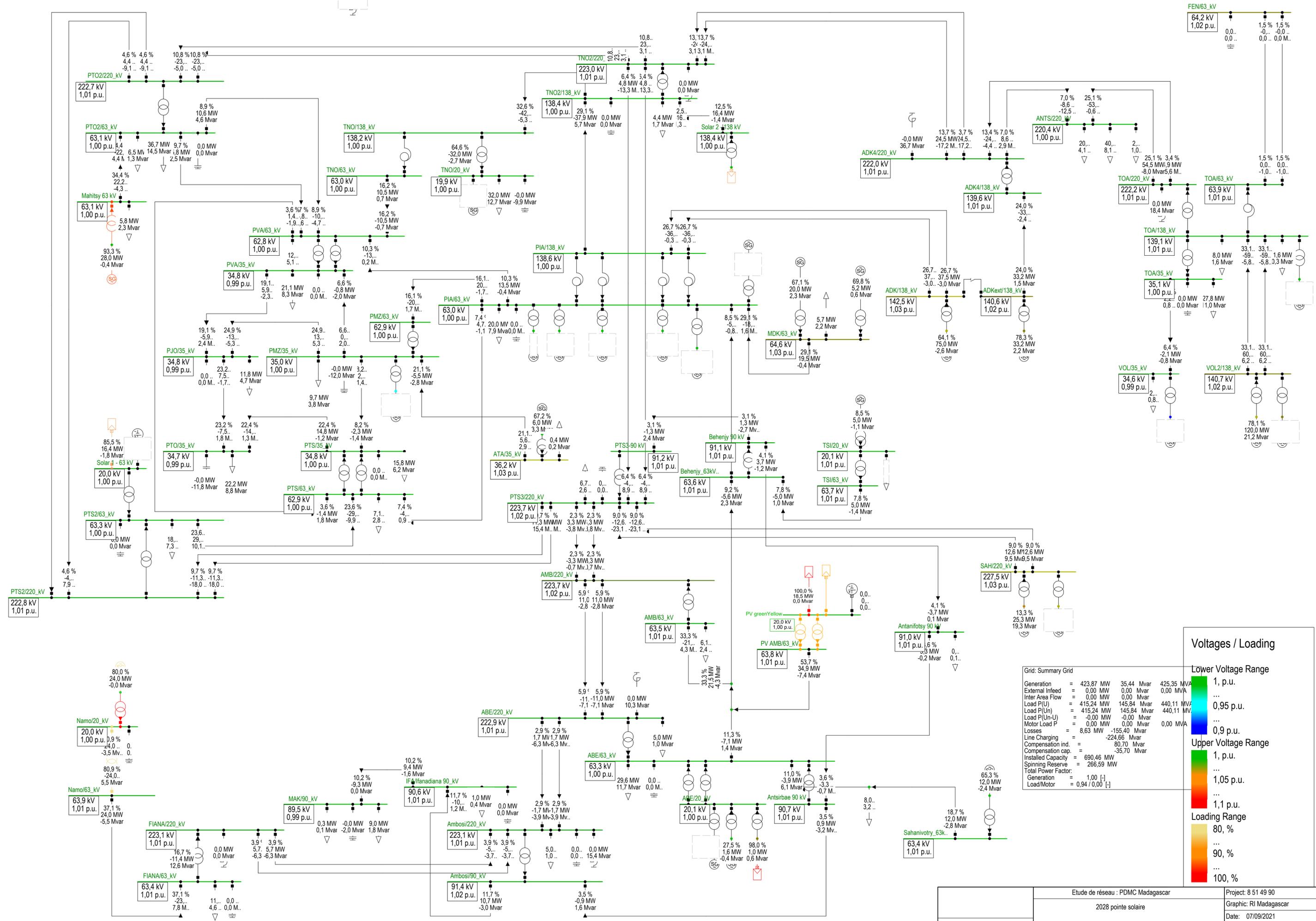
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

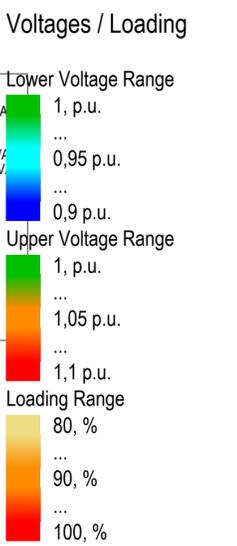
Loading Range

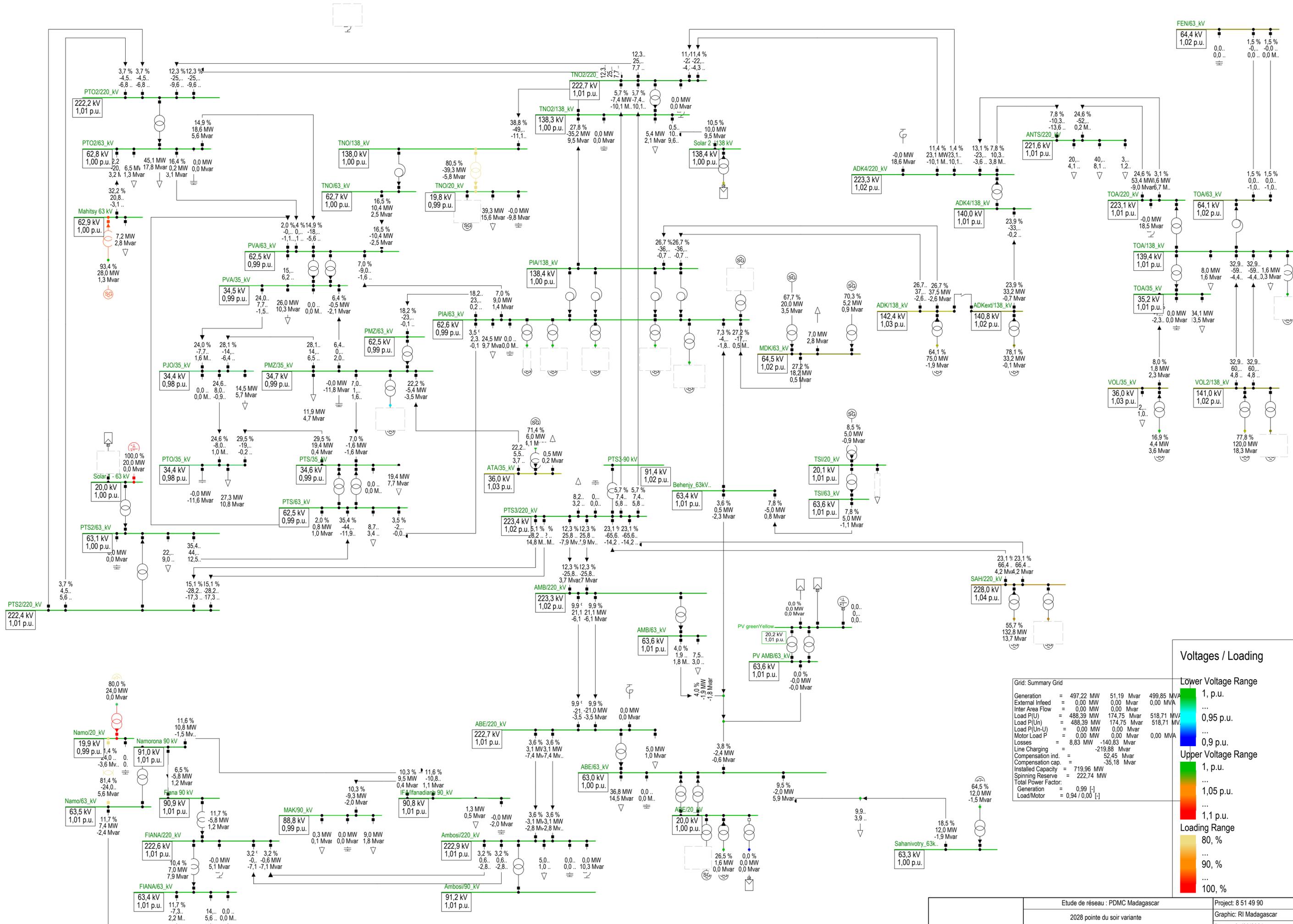
- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 423,87 MW | 35,44 Mvar | 425,35 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 415,24 MW | 145,84 Mvar | 440,11 MVA |
| Load P(Un) | = 415,24 MW | 145,84 Mvar | 440,11 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | -0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 8,63 MW | -155,40 Mvar | |
| Line Charging | = 0,00 MW | -224,66 Mvar | |
| Compensation ind. | = 80,70 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -35,70 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 690,46 MW | | |
| Spinning Reserve | = 266,59 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,94 / 0,00 [-] | | |





Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 497,22 MW | 51,19 Mvar | 499,85 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 488,39 MW | 174,75 Mvar | 518,71 MVA |
| Load P(Un) | = 488,39 MW | 174,75 Mvar | 518,71 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 8,83 MW | -140,83 Mvar | 0,00 MVA |
| Line Charging | = | -219,88 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 52,45 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -35,18 Mvar | |
| Installed Capacity | = 719,96 MW | | |
| Spinning Reserve | = 222,74 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 0,99 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,94 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

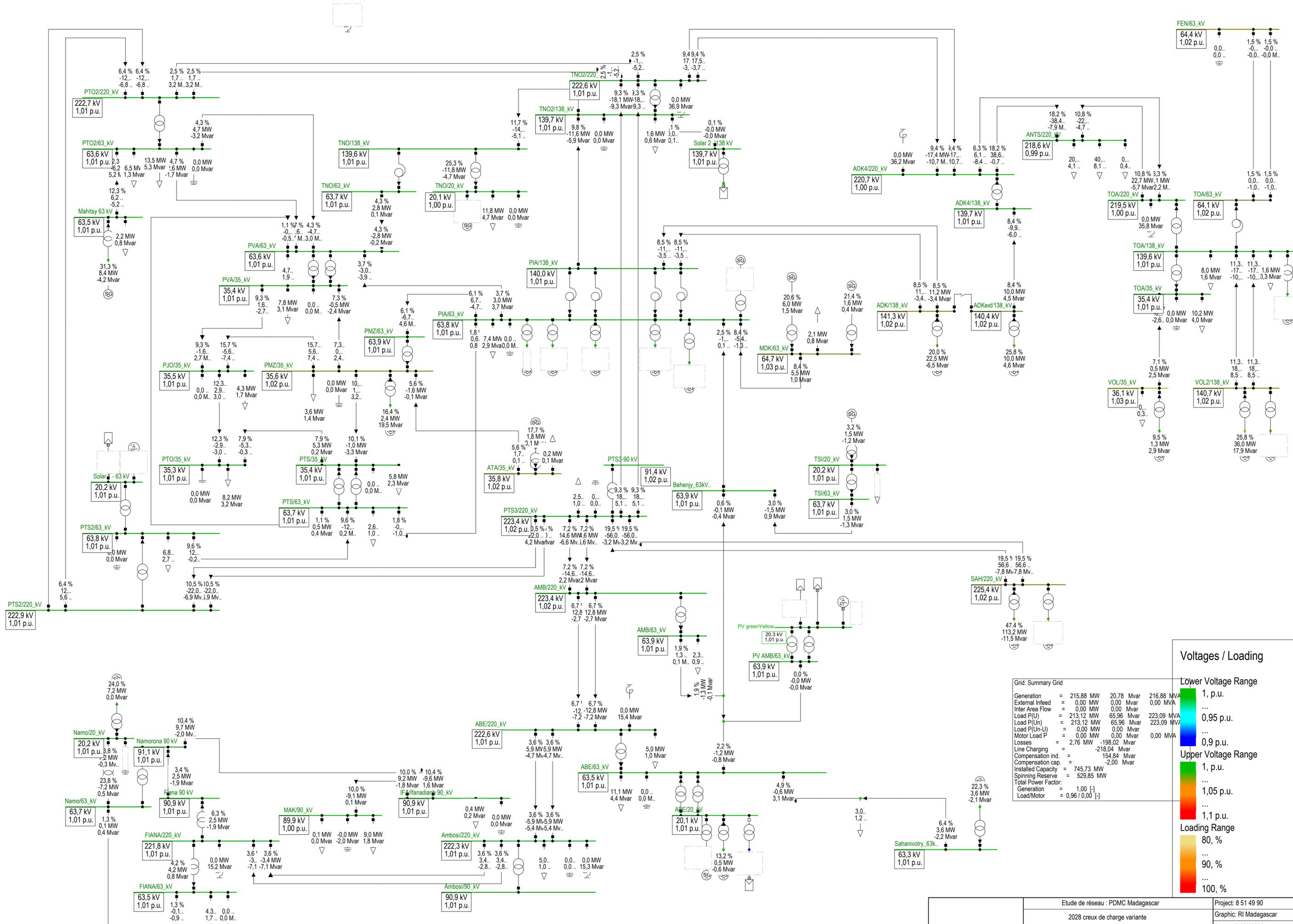
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 215,88 MW | 20,78 Mvar | 216,88 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 213,12 MW | 65,96 Mvar | 223,09 MVA |
| Load P(Un) | = 213,12 MW | 65,96 Mvar | 223,09 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 2,76 MW | -198,02 Mvar | 0,00 MVA |
| Line Charging | = | -218,04 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 154,84 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -2,00 Mvar | |
| Installed Capacity | = 745,73 MW | | |
| Spinning Reserve | = 529,85 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,96 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

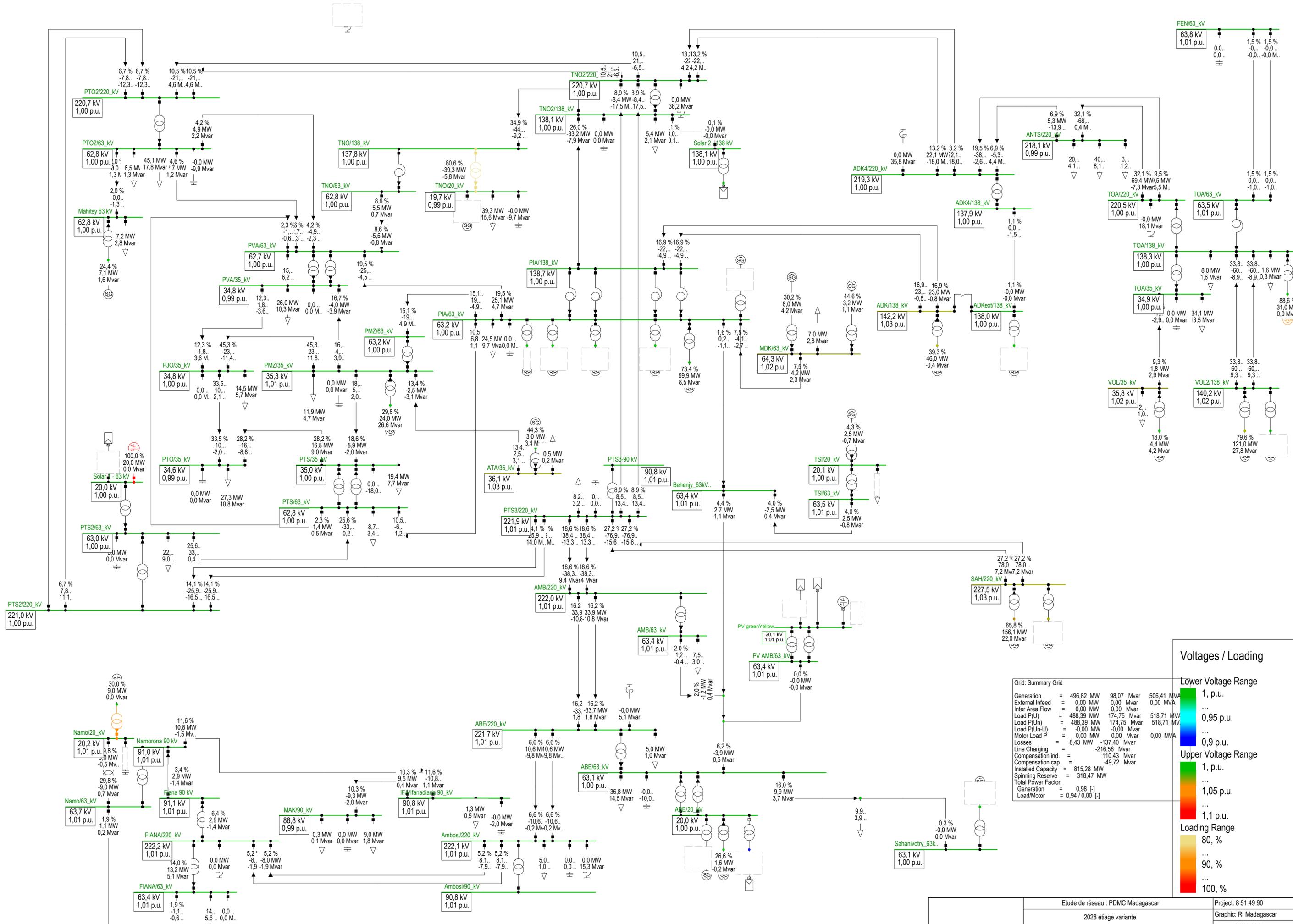
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 496.82 MW | 98.07 Mvar | 506.41 MVA |
| External Infeed | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Load P(U) | = 488.39 MW | 174.75 Mvar | 518.71 MVA |
| Load P(Un) | = 488.39 MW | 174.75 Mvar | 518.71 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0.00 MW | -0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Motor Load P | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Losses | = 8.43 MW | -137.40 Mvar | 0.00 MVA |
| Line Charging | = 0.00 MW | -216.56 Mvar | 0.00 MVA |
| Compensation ind. | = 110.43 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -49.72 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 815.28 MW | | |
| Spinning Reserve | = 318.47 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 0.98 [-] | | |
| Load/Motor | = 0.94 / 0.00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

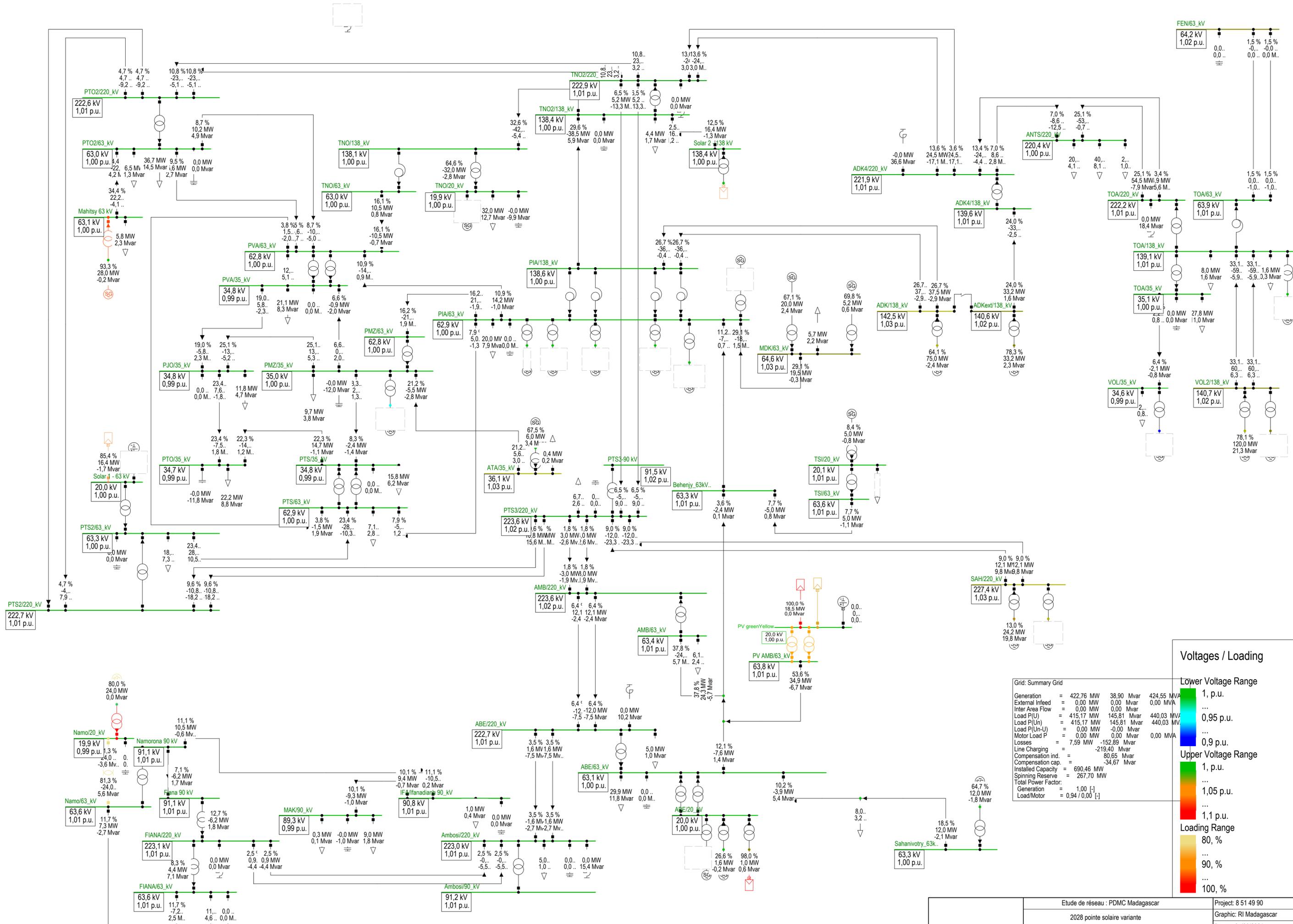
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Summary Grid

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 422.76 MW | 38.90 Mvar | 424.55 MVA |
| External Infeed | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Load P(U) | = 415.17 MW | 145.81 Mvar | 440.03 MVA |
| Load P(Un) | = 415.17 MW | 145.81 Mvar | 440.03 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0.00 MW | -0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Motor Load P | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Losses | = 7.59 MW | -152.89 Mvar | 0.00 MVA |
| Line Charging | = 0.00 MW | -219.40 Mvar | 0.00 MVA |
| Compensation ind. | = 80.65 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -34.67 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 690.46 MW | | |
| Spinning Reserve | = 267.70 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1.00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0.94 / 0.00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

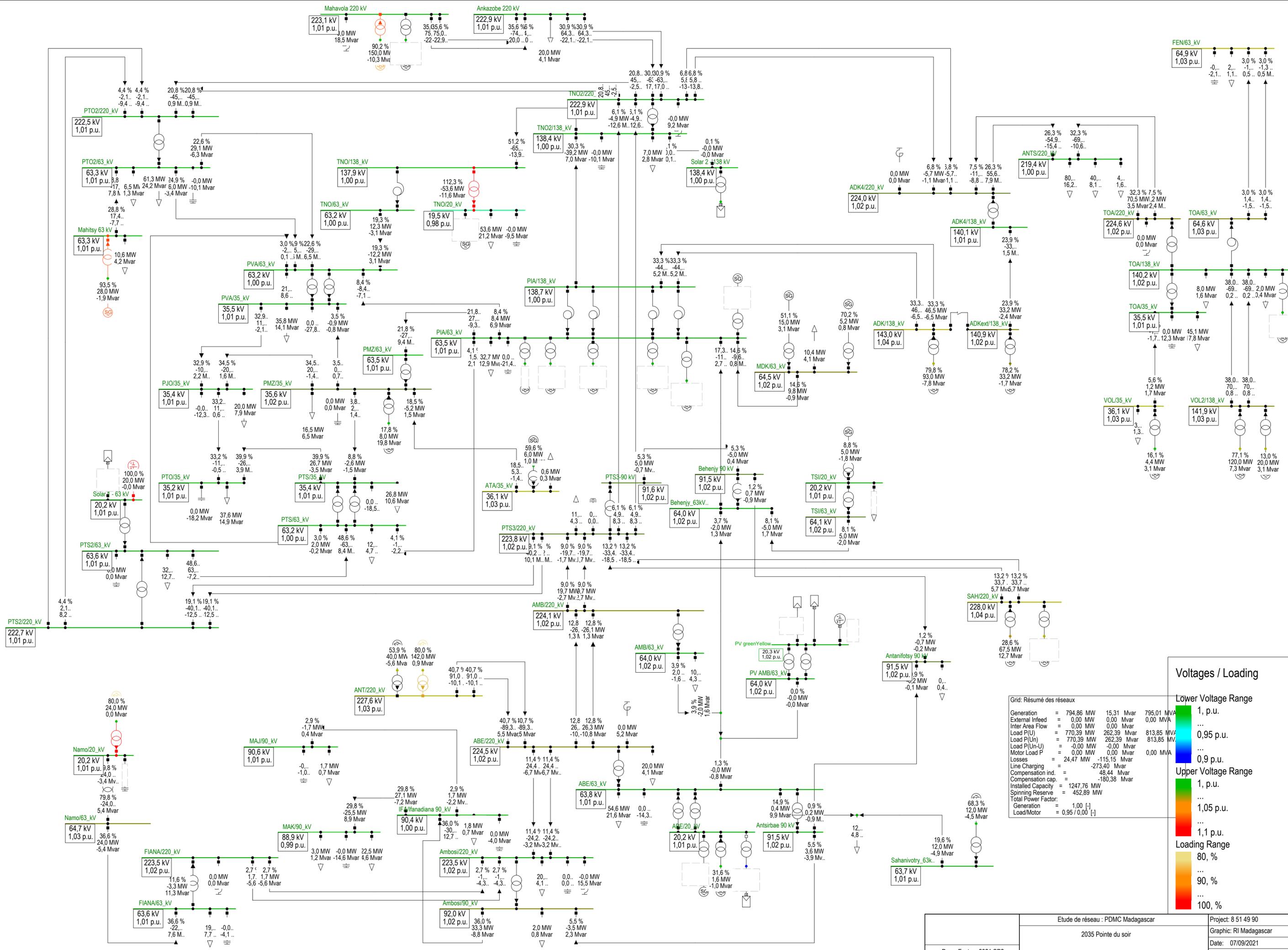
Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

Loading Range

- 80, %
- 90, %
- 100, %

26. ANNEXE 7 : 2035 : CALCULS DE REPARTITION DE PUISSANCE



Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 794,86 MW | 15,31 Mvar | 795,01 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | -0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 24,47 MW | -115,15 Mvar | |
| Line Charging | = -273,40 Mvar | | |
| Compensation ind. | = 48,44 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -180,38 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 1247,76 MW | | |
| Spinning Reserve | = 452,89 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,95 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

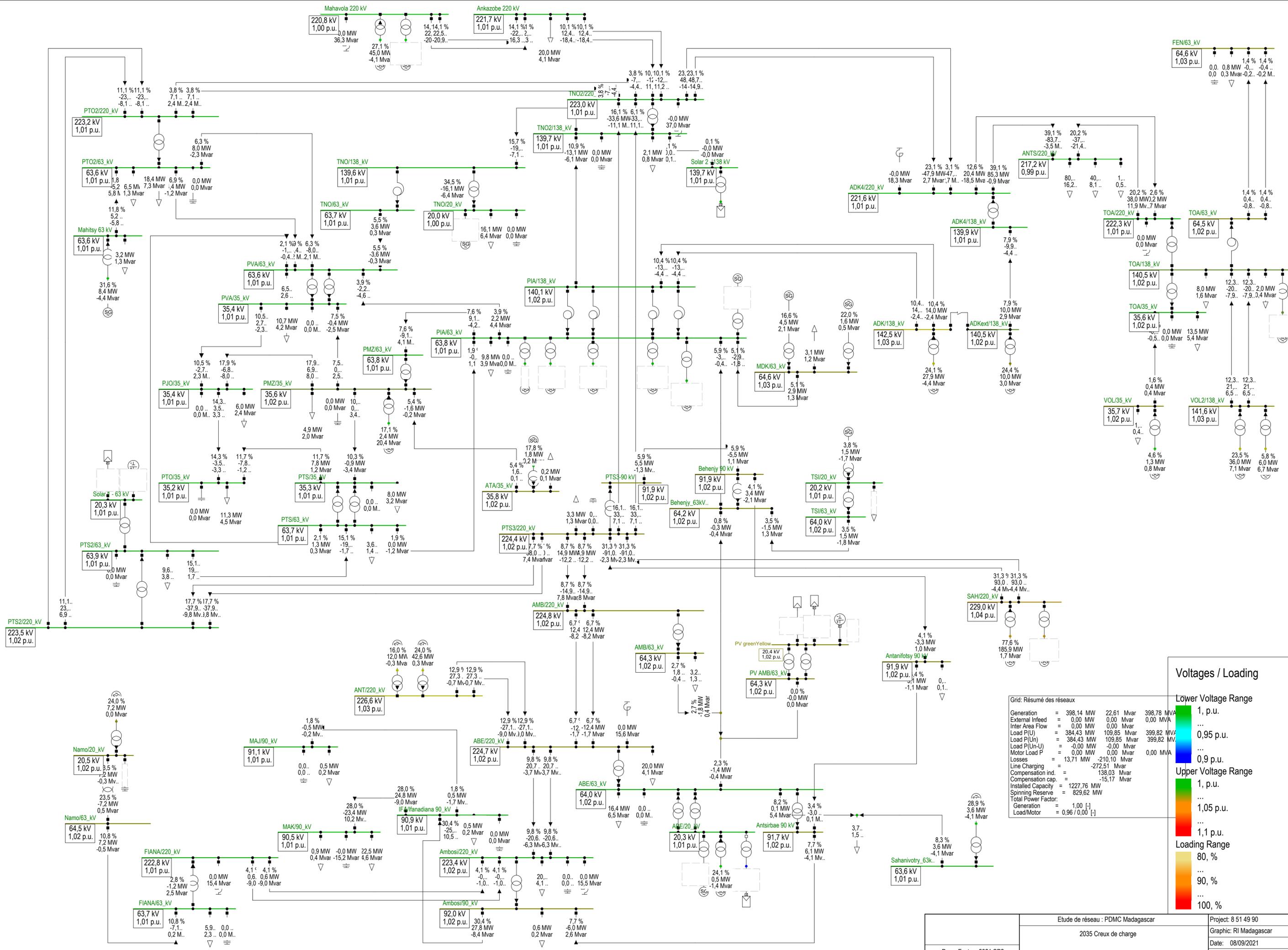
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

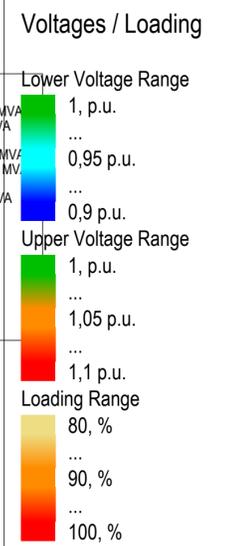
Loading Range

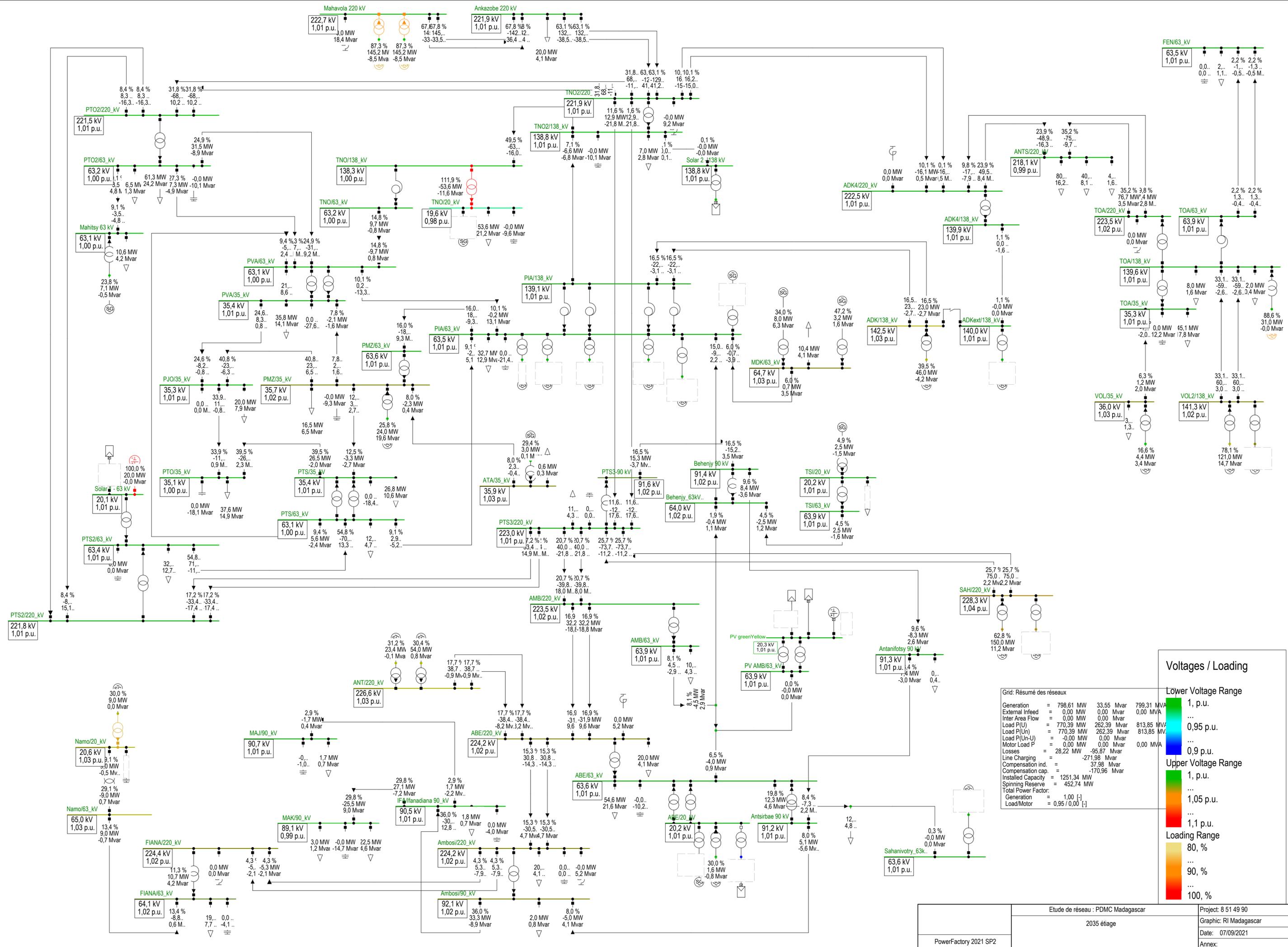
- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|------------------------------|--------------|------------|
| Generation | = 398,14 MW | 22,61 Mvar | 398,78 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 384,43 MW | 109,85 Mvar | 399,82 MVA |
| Load P(Un) | = 384,43 MW | 109,85 Mvar | 399,82 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | -0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 13,71 MW | -210,10 Mvar | |
| Line Charging | = -272,51 Mvar | | |
| Compensation ind. | = 138,03 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -15,17 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 1227,76 MW | | |
| Spinning Reserve | = 829,62 MW | | |
| Total Power Factor: | Generation = 1,00 [-] | | |
| | Load/Motor = 0,96 / 0,00 [-] | | |





Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|-------------|------------|
| Generation | = 798,61 MW | 33,55 Mvar | 799,31 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 28,22 MW | -95,87 Mvar | 0,00 MVA |
| Line Charging | = -271,98 Mvar | | |
| Compensation ind. | = 37,98 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -170,96 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 1251,34 MW | | |
| Spinning Reserve | = 452,74 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,95 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

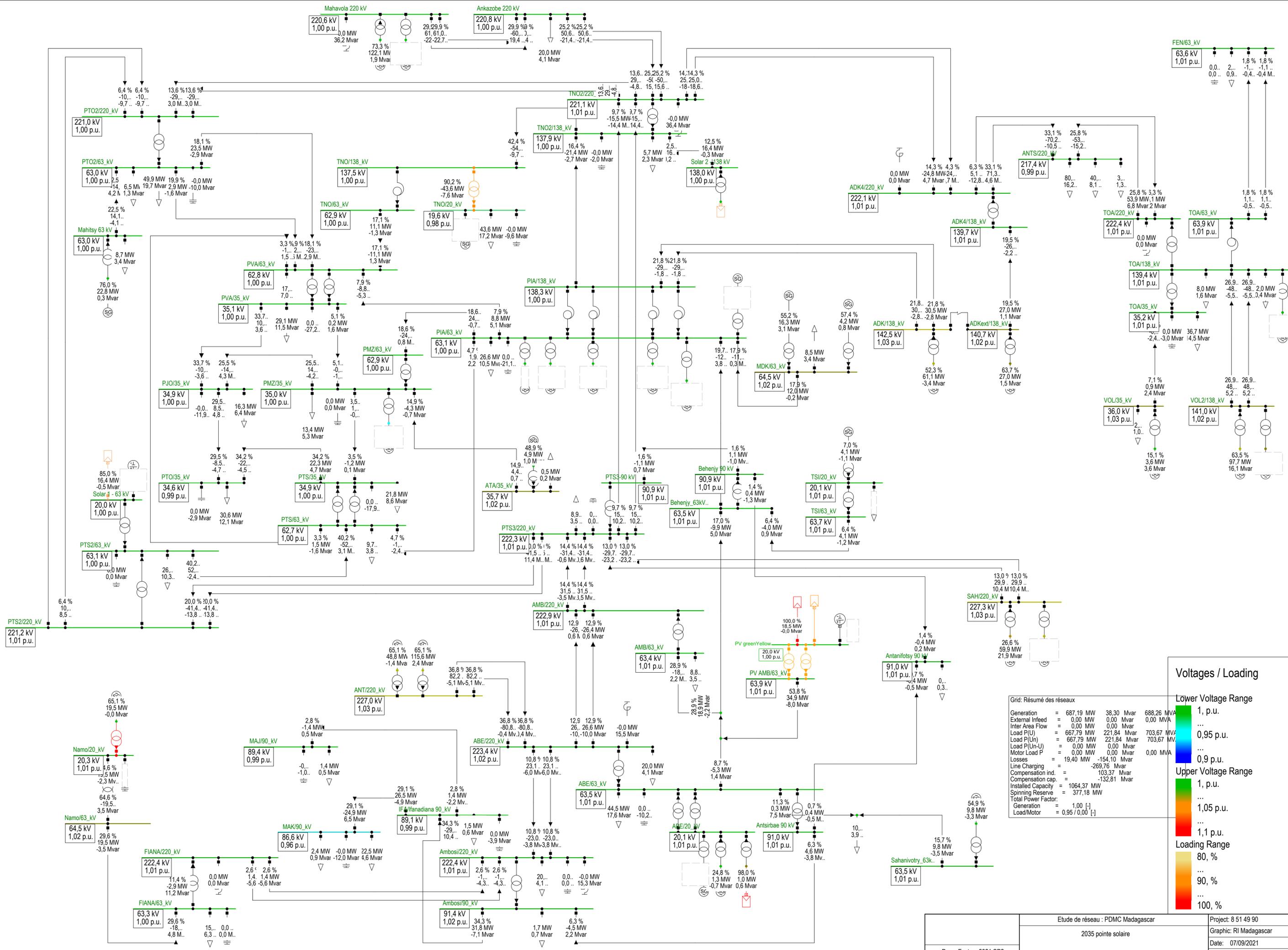
- 1, p.u.
- 0,95 p.u.
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- 1,05 p.u.
- 1,1 p.u.

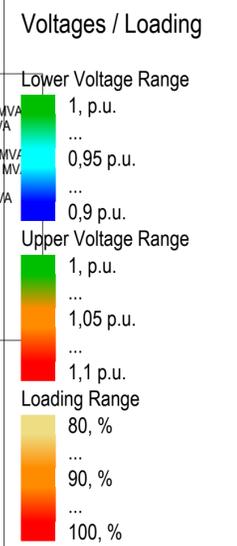
Loading Range

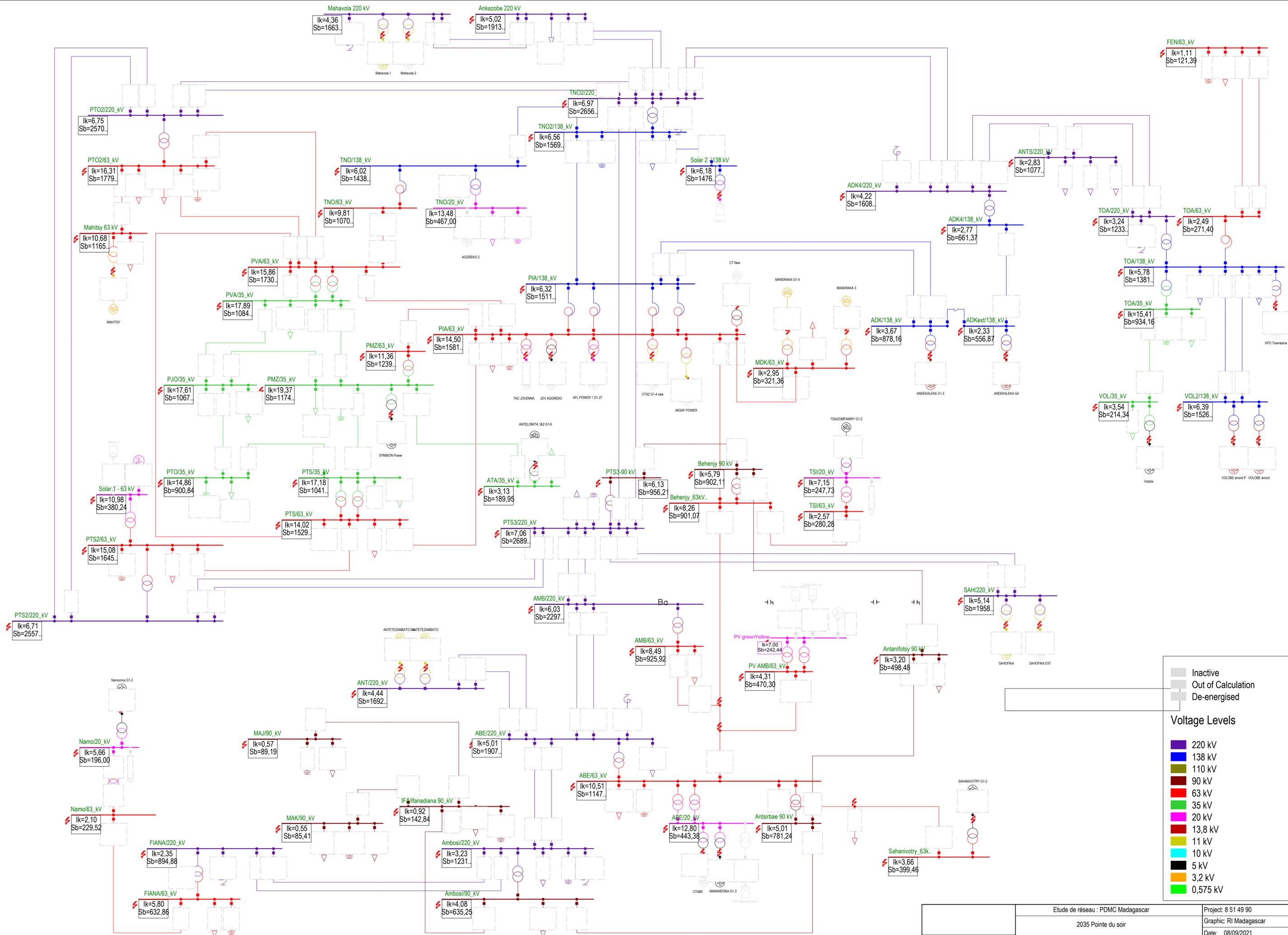
- 80, %
- 90, %
- 100, %



Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 687,19 MW | 38,30 Mvar | 688,26 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 667,79 MW | 221,84 Mvar | 703,67 MVA |
| Load P(Un) | = 667,79 MW | 221,84 Mvar | 703,67 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 19,40 MW | -154,10 Mvar | |
| Line Charging | = | -269,76 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 103,37 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -132,81 Mvar | |
| Installed Capacity | = 1064,37 MW | | |
| Spinning Reserve | = 377,18 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,95 / 0,00 [-] | | |

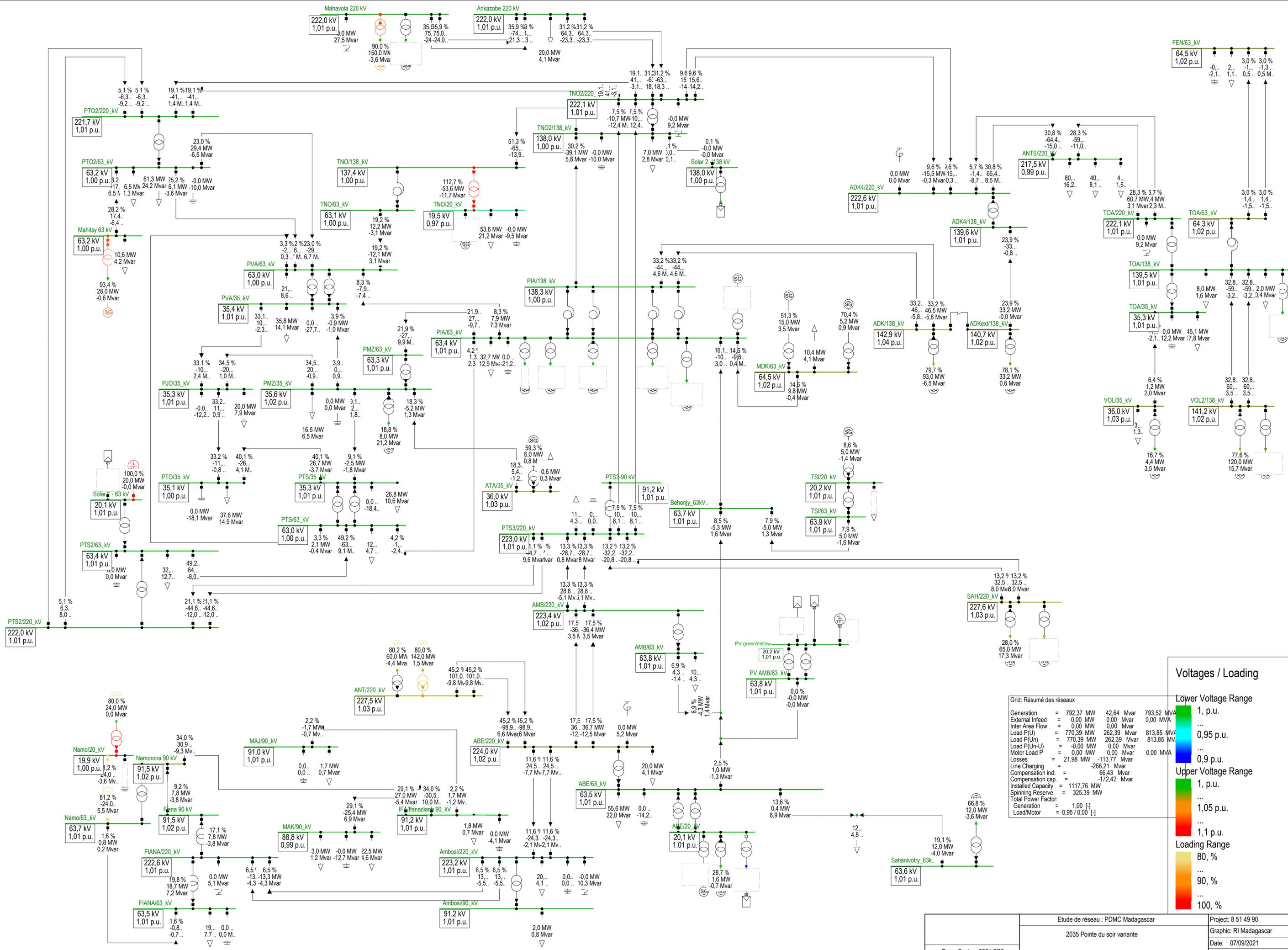




Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

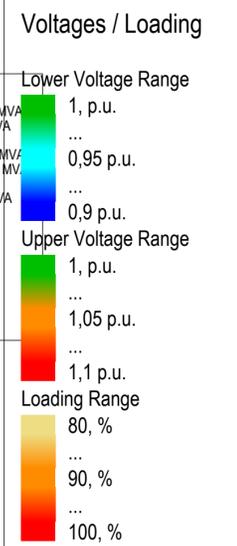
Voltage Levels

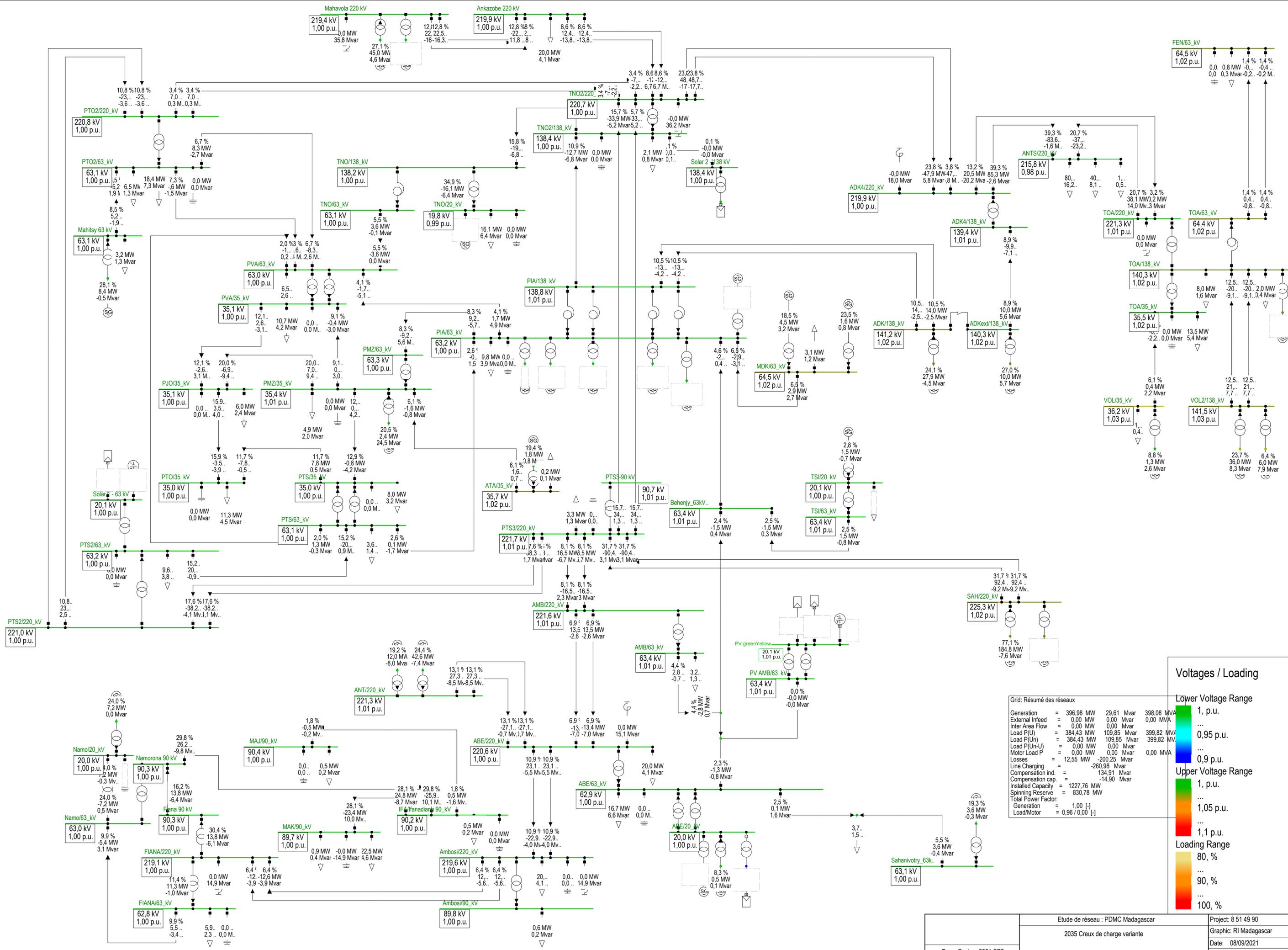
- 220 kV
- 138 kV
- 110 kV
- 90 kV
- 63 kV
- 35 kV
- 20 kV
- 13,8 kV
- 11 kV
- 10 kV
- 5 kV
- 3,2 kV
- 0,575 kV



Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 792,37 MW | 42,64 Mvar | 793,52 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 21,98 MW | -113,77 Mvar | 0,00 MVA |
| Line Charging | = -266,21 Mvar | | |
| Compensation ind. | = 66,43 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -172,42 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 1117,76 MW | | |
| Spinning Reserve | = 325,39 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,95 / 0,00 [-] | | |





Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 396,98 MW | 29,61 Mvar | 398,08 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 384,43 MW | 109,85 Mvar | 399,82 MVA |
| Load P(Un) | = 384,43 MW | 109,85 Mvar | 399,82 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 12,55 MW | -200,25 Mvar | |
| Line Charging | = | -260,98 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 134,91 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -14,90 Mvar | |
| Installed Capacity | = 1227,76 MW | | |
| Spinning Reserve | = 830,78 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,96 / 0,00 [-] | | |

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

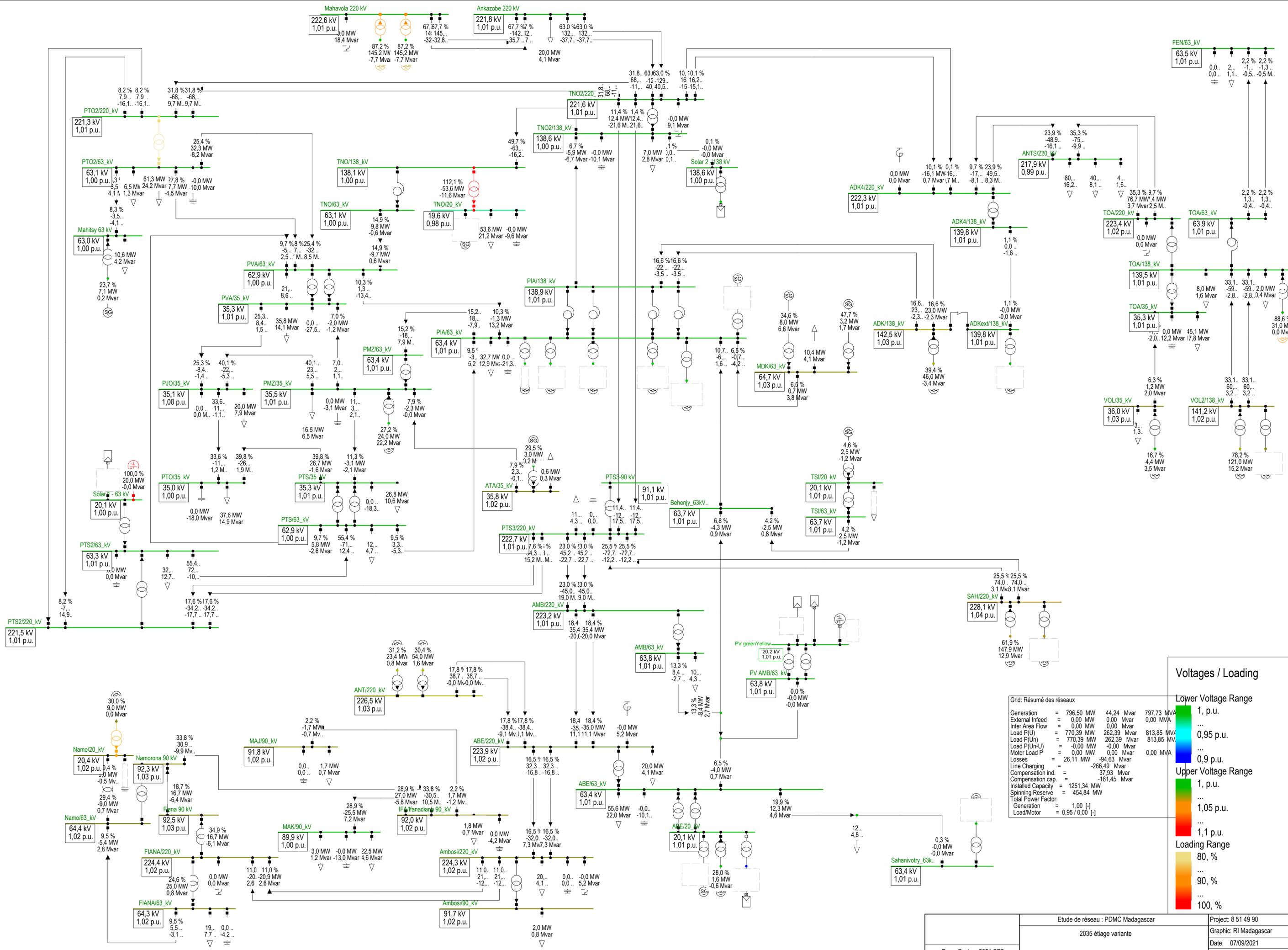
- 1, p.u.
- ...
- 0,95 p.u.
- ...
- 0,9 p.u.

Upper Voltage Range

- 1, p.u.
- ...
- 1,05 p.u.
- ...
- 1,1 p.u.

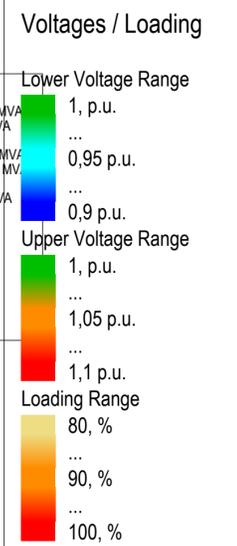
Loading Range

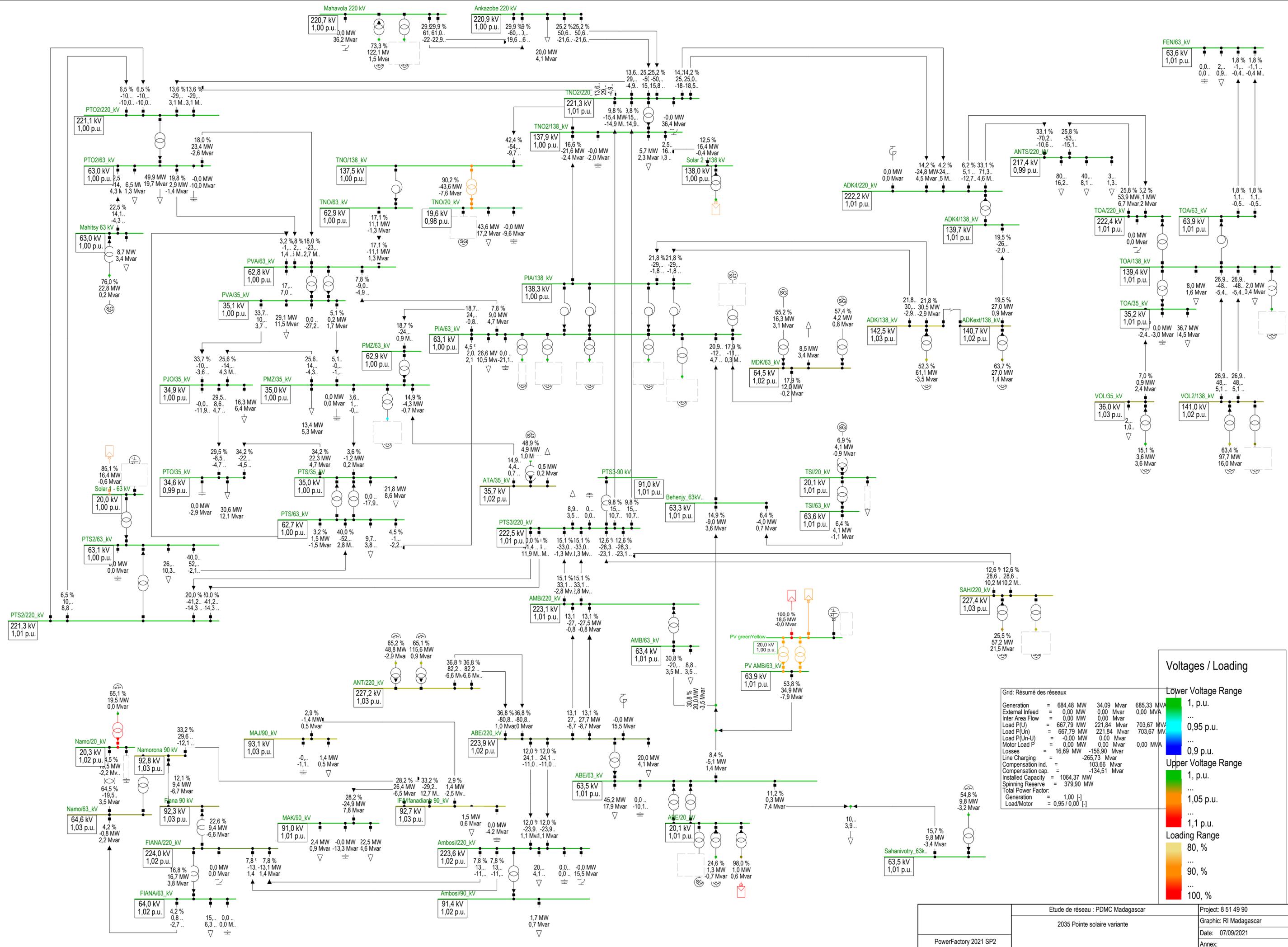
- 80, %
- ...
- 90, %
- ...
- 100, %



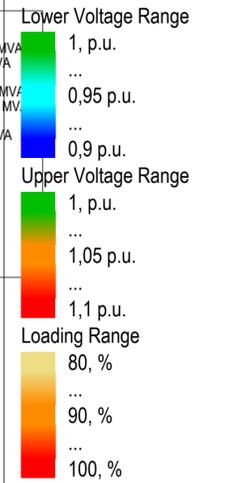
Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|-------------|------------|
| Generation | = 796,50 MW | 44,24 Mvar | 797,73 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un) | = 770,39 MW | 262,39 Mvar | 813,85 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | -0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 26,11 MW | -94,63 Mvar | |
| Line Charging | = -266,49 Mvar | | |
| Compensation ind. | = 37,93 Mvar | | |
| Compensation cap. | = -161,45 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 1251,34 MW | | |
| Spinning Reserve | = 454,84 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,95 / 0,00 [-] | | |





Voltages / Loading



Grid: Résumé des réseaux

| | | | |
|---------------------|-------------------|--------------|------------|
| Generation | = 684,48 MW | 34,09 Mvar | 685,33 MVA |
| External Infeed | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Inter Area Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P(U) | = 667,79 MW | 221,84 Mvar | 703,67 MVA |
| Load P(Un) | = 667,79 MW | 221,84 Mvar | 703,67 MVA |
| Load P(Un-U) | = -0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Motor Load P | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Losses | = 16,69 MW | -156,90 Mvar | |
| Line Charging | = | -265,73 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 103,66 Mvar | |
| Compensation cap. | = | -134,51 Mvar | |
| Installed Capacity | = 1064,37 MW | | |
| Spinning Reserve | = 379,90 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1,00 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,95 / 0,00 [-] | | |

27. ANNEXE 8 : COMPARAISONS ECONOMIQUES POUR LES MOYENS DE PRODUCTION A METTRE EN ŒUVRE DANS LES RESEAUX 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 |

28. ANNEXE 9 : DETAIL DU PLAN DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION DANS LES RIS ET CI

Taux d'actualisation 5%
 Durée de vie économique lignes et postes 30 ans
 O&M Lignes et postes 1.5% investissement

| CAPEX (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Lignes transport | - | - | - | - | - | 11,7 | 11,7 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Antsi | - | - | - | - | - | 11,7 | 11,7 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Mahajanga | - | - | 17,0 | 17,0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nosy | - | - | - | - | 11,0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sambava | - | - | - | - | - | 7,3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Toliary | 2,3 | 2,3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cl | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL cumulé lignes transport | - | - | 17,0 | 34,0 | 45,0 | 75,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 | 94,0 |

| Lignes MT et BT | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Antsi | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 |
| Mahajanga | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,1 |
| Nosy | 0,1 | 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 | 0,4 |
| Sambava | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| Toliary | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 |
| Cl | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,7 | 1,8 | 1,9 | 2,1 | 2,2 |
| TOTAL cumulé lignes MT et BT | 1,3 | 2,7 | 4,2 | 5,8 | 7,5 | 9,2 | 11,0 | 13,0 | 15,1 | 17,2 | 19,5 | 22,0 | 24,6 | 27,4 | 30,3 |

| Postes transport | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Antsi | - | - | - | - | - | 2,5 | 2,5 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Mahajanga | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nosy | - | - | - | - | - | 2,5 | 2,5 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sambava | - | - | - | - | - | 2,5 | 2,5 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Toliary | 2,8 | 2,8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cl | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL cumulé postes de transport | - | - | - | - | - | 26,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 31,5 |

| Postes distribution | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Antsi | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 |
| Mahajanga | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Nosy | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Sambava | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Toliary | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| Cl | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 |
| TOTAL cumulé postes | 0,3 | 0,6 | 0,9 | 1,2 | 1,5 | 1,9 | 2,3 | 2,7 | 3,1 | 3,6 | 4,0 | 4,6 | 5,1 | 5,7 | 6,3 |

ANTSIRANANA

| Lignes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé lignes | 0,6 | 1,3 | 2,0 | 2,8 | 3,6 | 16,1 | 28,7 | 29,6 | 30,6 | 31,6 | 32,7 | 33,8 | 35,0 | 36,3 | 37,7 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 1,0 | 1,9 | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,5 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 |

| Postes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé postes | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,6 | 0,7 | 3,4 | 6,1 | 6,2 | 6,4 | 6,6 | 6,9 | 7,1 | 7,3 | 7,6 | 7,9 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |

| Total Transport (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Demande [GWh] | 56 | 58 | 60 | 62 | 64 | 64 | 67 | 69 | 72 | 75 | 78 | 81 | 84 | 88 | 92 |
| Coût moyen du transport [c€/kWh] | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 2,3 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 3,9 | 3,8 | 3,8 |

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 20 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 772 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 2,5 c€/kWh |

MAHAJANGA

| Lignes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé lignes | 0,5 | 1,0 | 16,5 | 36,1 | 36,7 | 37,3 | 38,0 | 38,7 | 39,4 | 40,2 | 41,0 | 41,9 | 42,8 | 43,9 | 44,9 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,1 | 1,2 | 2,3 | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 2,7 | 2,7 | 2,8 | 2,9 | 2,9 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 |

| Postes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé postes | 0,1 | 0,2 | 8,5 | 16,9 | 17,0 | 17,1 | 17,2 | 17,3 | 17,5 | 17,6 | 17,8 | 17,9 | 18,1 | 18,3 | 18,5 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |

| Total Transport (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Demande [GWh] | 80 | 83 | 86 | 90 | 94 | 99 | 104 | 109 | 115 | 121 | 128 | 135 | 142 | 150 | 159 |
| Coût moyen du transport [c€/kWh] | 0,1 | 0,1 | 2,5 | 4,7 | 4,6 | 4,4 | 4,2 | 4,1 | 4,0 | 3,8 | 3,7 | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,2 |

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 39 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 1 178 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 3,3 c€/kWh |

NOSY BE

| Lignes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé lignes | 0,1 | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 11,8 | 23,0 | 23,2 | 23,5 | 23,7 | 24,0 | 24,3 | 24,6 | 24,9 | 25,2 | 25,6 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,8 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,7 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |

| Postes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé postes | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 2,7 | 5,3 | 5,3 | 5,4 | 5,5 | 5,6 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 5,9 | 6,0 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |

| Total Transport (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Demande [GWh] | 25 | 26 | 27 | 29 | 30 | 31 | 33 | 34 | 36 | 37 | 39 | 41 | 43 | 46 | 48 |
| Coût moyen du transport [c€/kWh] | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 3,9 | 7,3 | 7,0 | 6,8 | 6,5 | 6,3 | 6,1 | 5,9 | 5,7 | 5,5 | 5,3 |

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 16 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 367 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 4,4 c€/kWh |

SAMBAVA

| Lignes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé lignes | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 7,7 | 15,1 | 15,2 | 15,3 | 15,4 | 15,5 | 15,6 | 15,8 | 15,9 | 16,0 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| E&M | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

| Postes (M€) | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total cumulé postes | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 2,6 | 5,2 | 5,2 | 5,2 | 5,2 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,4 | 5,4 |
| Investissements (annuités) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0 | | | | |

Tollary

| Lignes (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Total cumulé lignes | 2.5 M€ | 2.5 M€ | 0.2 M€ | 0.3 M€ | 0.3 M€ | 0.3 M€ | 0.3 M€ | 0.4 M€ | 0.4 M€ | 0.4 M€ | 0.4 M€ | 0.5 M€ | 0.5 M€ | 0.5 M€ | 0.6 M€ |
| Investissements (annuités) | 0.2 M€ | 0.2 M€ | 0.0 M€ |
| E&M | 0.0 M€ |

| Postes (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Total cumulé postes | 2.6 M€ | 2.6 M€ | 0.1 M€ | 0.2 M€ | 0.2 M€ | 0.2 M€ |
| Investissements (annuités) | 0.2 M€ | 0.2 M€ | 0.0 M€ |
| E&M | 0.0 M€ |

| Total Transport (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Demande [GWh] | 33 GWh | 34 GWh | 51 GWh | 65 GWh | 68 GWh | 97 GWh | 100 GWh | 157 GWh | 188 GWh | 218 GWh | 276 GWh | 334 GWh | 447 GWh | 533 GWh | 620 GWh |
| Coût moyen du transport [c€/kWh] | 1.2 c€/kWh | 1.2 c€/kWh | 0.0 c€/kWh |

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 1 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 1 964 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 0.1 c€/kWh |

C1

| Lignes (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Total cumulé lignes | 0.9 M€ | 0.9 M€ | 1.0 M€ | 1.0 M€ | 1.1 M€ | 1.2 M€ | 1.2 M€ | 1.3 M€ | 1.4 M€ | 1.5 M€ | 1.7 M€ | 1.8 M€ | 1.9 M€ | 2.1 M€ | 2.2 M€ |
| Investissements (annuités) | 0.1 M€ |
| E&M | 0.0 M€ |

| Postes (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Total cumulé postes | 0.3 M€ | 0.4 M€ | 0.4 M€ | 0.4 M€ | 0.4 M€ | 0.5 M€ | 0.5 M€ | 0.5 M€ | 0.6 M€ | 0.6 M€ | 0.7 M€ |
| Investissements (annuités) | 0.0 M€ |
| E&M | 0.0 M€ |

| Total Transport (M€) | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Demande [GWh] | 63 GWh | 110 GWh | 117 GWh | 124 GWh | 132 GWh | 140 GWh | 149 GWh | 159 GWh | 169 GWh | 180 GWh | 192 GWh | 205 GWh | 219 GWh | 234 GWh | 250 GWh |
| Coût moyen du transport [c€/kWh] | 0.1 c€/kWh |

| De 2021 à 2035 | |
|-----------------------------------|------------|
| Somme des coûts actualisés | 2 M€ |
| Somme de la demande actualisée | 1 664 GWh |
| Coût moyen actualisé du transport | 0.1 c€/kWh |