

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
1000 - Brussels - BELGIUM
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 99 00
engineering@tractebel.engie.com
tractebel-engie.com

TECHNICAL DOCUMENT



Our ref.: MADAG/4NT/0000020/000/01

TS:

Imputation: P.009654/0004

INTERNAL

Client:

Project: **PROJET PAGOSE - ELABORATION D'UNE STRATEGIE D'ACCES À L'ÉLECTRIFICATION A MADAGASCAR**

Subject: Rapport de la Tâche 4 : Plan National d'Electrification (PNE)

Comments:

01	2018 04 13	FIN	*S.Watchueng	*S. Leyder	*V. Lambillon
00	2017 12 22	FIN	*S.Watchueng	*S. Leyder	*S. Rapoport

REV. YY/MM/DD STAT. WRITTEN VERIFIED APPROVED VALIDATED

* This document is fully electronically signed on 2018 04 16.

Rapport de la Tâche 4 : Plan National d'Electrification (PNE)

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES.....	6
LISTE DES TABLEAUX	8
ACRONYMES.....	9
LEXIQUE	10
1. RÉSUMÉ EXÉCUTIF	11
1.1. Introduction	11
1.2. Évaluation du programme d'électrification en cours.....	12
1.3. Conception de la Stratégie Nationale d'Electrification (SNE).....	16
1.3.1. Préconisations prospectives à la suite du diagnostic de la situation actuelle	16
1.3.2. Principaux axes stratégiques de la SNE	18
1.4. Mise en œuvre de la Stratégie Nationale d'Electrification (SNE).....	21
1.5. Six (6) scenarii envisageables pour le Plan National d'Electrification (PNE)...	24
1.6. ... Et la nécessité d'élaborer un Plan directeur pour la mise en œuvre de la SNE	25
2. INTRODUCTION	28
3. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE DE L'ÉTUDE.....	29
4. PRINCIPALES ORIENTATIONS DE LA STRATÉGIE NATIONALE D'ELECTRIFICATION (SNE)	32
4.1. Objectifs d'accès dans le cadre de la SNE	32
4.2. Arrimage aux niveaux de service du SE4ALL	33

4.3.	Recommandation pour l'élaboration d'un Plan Directeur d'Electrification	33
5.	PRÉPARATION DU PLAN NATIONAL D'ELECTRIFICATION (PNE)	35
5.1.	Méthodologie générale.....	35
5.2.	Analyse spatiale	35
5.2.1.	Introduction	35
5.2.2.	Sélection des localités candidates prioritaires pour des projets d'électrification par réseaux ou mini-réseaux	39
5.2.3.	Hiérarchisation des localités candidates prioritaires pour des projets d'électrification par réseaux ou mini-réseaux.....	42
5.2.4.	Identification des localités isolées des pôles de développement et candidates prioritaires aux solutions individuelles	44
5.3.	Prévision de la demande	46
5.3.1.	Hypothèses et paramètres de prévision de la demande	46
5.3.2.	Méthodologie.....	46
5.3.3.	Illustration des résultats obtenus.....	48
5.4.	Optimisation des options d'approvisionnement.....	51
5.4.1.	Principes fondateurs.....	51
5.4.2.	Démarche préconisée	52
5.5.	Densification dans les localités déjà électrifiées	52
5.5.1.	Principe général	52
5.5.2.	Approche simplifiée dans le contexte du PNE.....	54
5.5.3.	Résultats obtenus.....	55
5.6.	Analyse des scenarii pour les nouvelles électrifications et solutions individuelles.....	58
5.6.1.	Critères d'optimisation technico-économique	58
5.6.2.	Proposition de scénarisation pour le PNE	61
5.7.	Résultats obtenus pour les nouvelles électrifications et solutions individuelles	73
5.7.1.	Scénario "de départ".....	73
5.7.2.	Scénario "Pôles de développement"	82
5.7.3.	Scénario "Economique"	90
5.7.4.	Conclusion : analyse comparative des résultats des trois scenarii.....	94
6.	PROGRAMMATION BUDGÉTAIRE	105
6.1.	Rappel du principe de hiérarchisation des projets	105
6.2.	Hypothèses de programmation des investissements.....	105
6.2.1.	Densification dans les localités déjà électrifiées	105
6.2.2.	Extension des réseaux interconnectés.....	106
6.2.3.	Mini-réseaux.....	107

6.2.4. Solutions individuelles	108
6.3. Synthèse de la programmation budgétaire	109
7. CONCLUSIONS.....	110
7.1. Six (6) scenarii de planification.....	110
7.2. Recommandations et perspectives	111
7.2.1. Recommandations.....	111
7.2.2. Perspectives.....	112

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Objectifs de la SNE à l'horizon 2030 (scénario de départ).....	19
Figure 2: Axes stratégiques de la SNE	20
Figure 3: Méthodologie de l'étude	29
Figure 4: Méthodologie PPO	30
Figure 5: Objectifs de la SNE à l'horizon 2030 (scénario de base)	32
Figure 6: Axes stratégiques de la SNE	34
Figure 7: Etapes successives d'élaboration du PNE	35
Figure 8: Zones homogènes en termes de revenus agricoles moyens.....	37
Figure 9 : Pôles de développement et zones socioéconomiques homogènes	40
Figure 10 : Etat d'électrification des pôles de développement en 2017	41
Figure 11 : Illustration des pôles de développement dans la SAVA.....	43
Figure 12 : Identification des localités isolées des pôles et candidates a priori aux solutions individuelles	45
Figure 13: Etapes successives de l'analyse prévisionnelle de la demande.....	46
Figure 14 : Illustration de courbes de charge journalière dans une localité de la zone 1 (Ambalambato, 537 habitants, Région Sava) et de la zone 4 (Bedidy, 1148 habitants, Région d'Alaotra Mangoro)	47
Figure 15 : Projection de la demande (MWh) (2018-2030)	49
Figure 16 : Puissance de pointe et demande (MWh) par Région à l'horizon 2030	50
Figure 17: Principes fondateurs de la priorisation des projets d'électrification.....	51
Figure 18: Étapes successives d'optimisation de l'accès à l'électricité	52
Figure 19: Illustration de la définition des besoins en investissements en infrastructures MT et BT pour les localités ne disposant pas de réseau MT	53
Figure 20: Schéma de principe des réseaux de distribution considérés avec l'outil Smart Sizing	54
Figure 21: Niveau d'investissement optimum permettant de réduire le coût total du système	54
Figure 22: Schéma d'optimisation d'un mini-réseau	59
Figure 23: Illustration d'un mini-réseau	59
Figure 24: Processus d'optimisation des mini-réseaux	60
Figure 25: Présentation des scénarii du PNE	63
Figure 26: Scénario "de départ" - Rythme d'électrification par extension des réseaux	64
Figure 27: Scénario "Pôles de développement" - Rythme d'électrification par extension des réseaux	66
Figure 28: Coût d'investissement par abonné pour les mini-réseaux diesel au Niger (TRACTEBEL, 2017)	67
Figure 29: Classement des pôles selon la population de couverture	69
Figure 30: Principales caractéristiques des différents scénarii en option de base	70
Figure 31: Algorithme d'aménagement du scénario A ("de départ") en vue des scénarii B (Pôles de développement) et C (Economique)	72
Figure 32: Scénario "de départ" - Réseau projeté à l'horizon 2030	74
Figure 33: Scénario "de départ" - Réseau projeté à l'horizon 2030 - Variante low cost	76
Figure 34: Scénario "de départ" - Mini-réseaux hydro projetés à l'horizon 2030	78
Figure 35: Scénario A - Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes.....	79
Figure 36: Scénario "de départ" – Taux d'accès par options d'approvisionnement à l'horizon 2030	80

Figure 37: Scénario "Pôles de développement" - Réseau projeté à l'horizon 2030 - Variante low cost.....	83
Figure 38: "Pôles de développement" - Mini-réseaux hydro projetés à l'horizon 2030	85
Figure 39: Scénario B - Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes.....	86
Figure 40: Scénario "Pôles de développement" – Taux d'accès par options d'approvisionnement à l'horizon 2030.....	87
Figure 41: Scénario C - Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes.....	91
Figure 42: Scénario "Economique" – Taux d'accès par options d'approvisionnement à l'horizon 2030	92
Figure 43: Ménages desservis en fonction des scenarii et options technologiques	95
Figure 44: Taux d'accès en fonction des scenarii et options technologiques	95
Figure 45: Proportion d'accès en fonction des scenarii et options technologiques.....	96
Figure 46: Nombre de localités électrifiées en fonction des scenarii et options technologiques	96
Figure 47: Nombre de localités électrifiées en fonction des scenarii et options technologiques	97
Figure 48: Budget d'investissement en fonction des scenarii et options technologiques	98
Figure 49: CAPEX/abonné en fonction des scenarii.....	98
Figure 50: CAPEX/abonné en fonction des scenarii et options technologiques	99
Figure 51: Evolution du CAPEX/abonné en fonction des scenarii entre les options de base (à gauche) et les variantes low cost (à droite)	99
Figure 52: Evolution du budget d'investissement en fonction des scenarii et options technologiques entre les options de base (à gauche) et les variantes low cost (à droite)..	100
Figure 53: Budget d'investissement pour les six (6) scenarii.....	100
Figure 54: Scénario "de départ" - Délimitation en couleur bleue, du "périmètre" JIRAMA .	103
Figure 55: Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes, respectivement pour les scenarii A, B et C (de la gauche vers la droite)	108
Figure 56: Répartition des taux d'accès par options technologiques en fonction des scénarii	111
Figure 57: Investissement par abonné (US\$) en fonction des options technologiques (scénarios à bas coûts)	114

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: SNE – Synthèse du Cadre logique	23
Tableau 2: SNE – Calendrier 2018-2023	27
Tableau 3: Niveaux de services du SE4ALL et options technologiques optimales.....	33
Tableau 4: Hypothèses d'évolution du taux de raccordement des ménages et infrastructures	48
Tableau 5: Population couverte et taux de desserte moyen en 2017	55
Tableau 6: Ventilation de la cible potentielle de la densification entre JIRAMA et ADER.....	56
Tableau 7: Ventilation de la cible potentielle de la densification entre Pôles et hinterland...	57
Tableau 8: Budget d'investissement pour la densification entre JIRAMA et ADER	57
Tableau 9: Budget d'investissement pour la densification entre Pôles et localités de l'hinterland	58
Tableau 10: coûts d'investissement par abonné (US\$) pour l'extension des réseaux et les mini-réseaux au Kenya (NRECA, 2017)	67
Tableau 11: Principales caractéristiques des différents scénarii	71
Tableau 12: Scénario "de départ" - Budget d'investissement pour l'extension des réseaux interconnecté	75
Tableau 13: Scénario "de départ" - Budget d'investissement pour les mini-réseaux.....	77
Tableau 14: Scénario "de départ" – Synthèse des résultats pour l'option de base (en haut) et la variante bas coûts (en bas)	81
Tableau 15: Scénario "Pôles de développement" - Budget d'investissement pour l'extension des réseaux interconnecté	82
Tableau 16: Scénario "Pôles de développement" - Budget d'investissement pour les mini-réseaux	84
Tableau 17: Scénario "Pôles de développement" - Taux d'accès et mix énergétique par option technologique	87
Tableau 18: Scénario "Pôles de développement" - Taux d'accès et mix énergétique par filière	88
Tableau 19: Scénario "Pôles de développement" – Synthèse des résultats pour l'option de base (en haut) et la variante bas coûts (en bas).....	89
Tableau 20: Scénario "Economique" - Budget d'investissement pour les mini-réseaux.....	90
Tableau 21: Scénario "Economique" – Synthèse des résultats pour l'option de base (en haut) et la variante à bas coûts (en bas)	93
Tableau 22: Territoires d'électrification rurale hors JIRAMA	104
Tableau 23: Programmation budgétaire du PNE - Options de base	109
Tableau 24: Programmation budgétaire du PNE – Variantes low cost	109
Tableau 25: Scénario "Economique" - Couverture universelle à l'horizon 2030	114

ACRONYMES

ADER	Agence de Développement de l'Electrification Rurale
Ar (ou MGA)	Ariary, devise malgache
ENSOMD	Enquête Nationale sur le Suivi des Objectifs du Millénaire pour le Développement
FNE	Fonds National de l'Electricité
Fokontany	Localité malgache
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IDH	Indice de Développement Humain
IPD	Indicateur de Potentiel de Développement
JIRAMA	Jiro sy rano malagasy, compagnie d'eau et d'électricité de Madagascar
MEEH	Ministère de l'Eau, de l'Energie et des Hydrocarbures
MGA (ou Ar)	Ariary, devise malgache
NPE	Nouvelle Politique de l'Energie
ORE	Office de Régulation de l'Electricité
PAGOSE	Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations du Secteur Électrique
PDMC	Plan de Développement au Moindre Coût pour le secteur énergie
PND	Plan National de Développement
PNE	Plan National d'Electricité (d'Electrification)
PPO	Planification des Projets par Objectifs
PPP	Partenariat Public-Privé
PMO	Plan de Mise en Œuvre du PND
RI	Réseau Interconnecté
SE4ALL	Sustainable Energy for All
SHS	Solar Home System
SIG	Système d'Information Géographique
SNE	Stratégie Nationale d'Electrification
SSD	Systèmes Solaires Domestiques
SWER	Single Wire Earth Return
Tier	Niveau de service au sens du SE4ALL (1, 2, 3, 4 ou 5)
USD	Dollar américain

LEXIQUE

Accès

Le terme "accès" comprend non seulement l'accessibilité physique des biens et services énergétiques (c'est-à-dire la proximité entre les biens et services, et les consommateurs), mais aussi la consommation effective (utilisation réelle des biens et services).

Taux d'accès

Proportion de la population ayant effectivement accès à l'électricité.

$$T_{\text{d'accès}} = \frac{\sum \text{Population ayant accès}}{\text{Population totale}}$$

Electrification rurale

« Electrification Rurale » recouvre une partie du secteur de l'électricité auquel s'appliquent des normes et réglementations spécifiques et qui recouvre (i) l'ensemble des zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar sur lesquelles aucune installation électrique (réseau de distribution basse tension et/ou centrale de production) n'est implantée à la date de promulgation du présent décret, et (ii) l'ensemble des Centres Autonomes existants à ladite date et dont la puissance installée est inférieure à 250kW (iii) à l'exclusion de toutes les Installations d'Autoproduction.

(Art. 2 du Décret n°2003-510 modifiant le Décret n° 2002-1550 instituant l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale, ADER)

Taux d'électrification

Proportion des localités électrifiées, au sens de la définition introduite par le Décret n°2003-510.

$$T_{\text{d'électrification}} = \frac{\sum \text{localités électrifiées}}{\text{Nombre total de localités}}$$

Taux de couverture de l'électricité

Proportion de la population résidant dans les localités électrifiées au sens du Décret n°2003-510.

$$T_{\text{de couverture}} = \frac{\sum \text{Population des localités électrifiées}}{\text{Population totale}}$$

Taux de pénétration de l'électricité (ou de desserte en électricité)

Proportion des ménages ayant effectivement accès à l'électricité dans une localité électrifiée au sens du Décret n°2003-510.

$$T_{\text{de pénétration (desserte)}} = \frac{\text{Population de la localité ayant effectivement accès}}{\text{Population totale de la localité}}$$

1. RÉSUMÉ EXÉCUTIF

1.1. Introduction

Le Gouvernement de la République de Madagascar a reçu de l'Association Internationale de Développement (IDA) une Avance de Préparation du Projet (PPA) P151 785 dénommé "Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Operations dans le Secteur de l'Electricité ou PAGOSE". La mise en œuvre dudit Projet a été confiée au Ministère en charge de l'Energie, et une partie de ces fonds a été utilisée pour "l'Elaboration d'une stratégie d'accès à l'électrification à Madagascar", objet de la présente étude.

En effet, avec un taux d'électrification alors estimé à 15% au niveau national, Madagascar occupe le dernier rang des pays en matière d'électrification. Cette situation handicape l'industrialisation du pays de même qu'elle limite drastiquement l'entrée dans la modernité des populations notamment rurales. Aussi, le Gouvernement malgache, à travers le Projet PAGOSE, envisage-t-il d'augmenter rapidement l'accès à l'électricité dans le pays.

Le pays souhaite désormais s'arrimer aux objectifs adoptés au niveau international en matière d'accès à l'électricité, tels que fixés par les Nations Unies dans le cadre de l'initiative "Sustainable Energy for All"¹ (Energie durable pour tous, SE4ALL). Il a par conséquent adopté dès juillet 2015, une Nouvelle Politique de l'Energie (NPE)² qui s'inscrit en droite ligne du SE4ALL pour la période 2015-2030. Dans le préambule de cette Lettre de Politique sectorielle, il est explicitement mentionné qu'il s'agit pour le Gouvernement malagasy **"de faire passer de 15 à 70% le taux de desserte des ménages en électricité ou éclairage moderne à des prix abordables, recourant massivement aux sources d'énergies renouvelables, dans le but de préserver notre patrimoine écologique et participer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques et leurs répercussions"**.

Conformément aux termes de références, la présente étude, qui vise à *soutenir le Gouvernement de Madagascar dans la conception et la mise en œuvre d'une stratégie d'électrification nationale assortie d'un plan d'actions visant à réaliser l'accès universel aux services d'électricité de qualité et à moindre coût*, est structurée en quatre composantes :

- 1) Evaluation du programme d'électrification en cours ;
- 2) Conception de la stratégie nationale d'électrification (SNE) ;
- 3) Mise en œuvre de la stratégie d'électrification nationale
- 4) Préparation du Plan National d'Electrification (PNE)

Les principales conclusions de chacune de ces composantes sont données ci-après.

¹ Initiative "Energie durable pour tous", lancée en 2011 par les Nations Unies. Ce programme mondial vise à atteindre, à l'horizon 2030, les objectifs suivants : (i) l'accès pour tous à l'énergie, (ii) le doublement du taux global d'amélioration de l'efficacité énergétique, et (iii) le doublement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.

² Document d'Etude de la Politique et Stratégie de l'Energie, Ministère de Energie et des Hydrocarbures, août 2015

1.2. Évaluation du programme d'électrification en cours

Avant la préconisation de solutions pour y parvenir, il s'agissait à cette étape d'établir préalablement un diagnostic de la situation actuelle, à travers un état des lieux et un examen des procédures actuellement en vigueur pour la planification et la mise en œuvre des programmes d'électrification, y compris les aspects institutionnels, techniques et financiers.

Tout d'abord, une analyse de la situation actuelle en matière d'accès à l'électrification a mis en évidence trois problématiques spécifiques :

- **Une évolution historique inconséquente du taux d'accès à l'électricité**, matérialisée notamment par un des taux d'accès des plus faibles de l'Afrique³, malgré les efforts entrepris par l'ADER depuis sa création en 2002, comme suite à la réforme de 1999 qui a consacré la libéralisation du secteur de l'électricité et son ouverture aux opérateurs privés⁴. L'évolution du taux d'accès observée est malgré cela restée peu significative. En effet si le rythme observé se poursuivait sans aucun changement, l'on n'atteindrait à l'horizon 2030 qu'un taux d'accès d'à peine 25% (en faisant l'hypothèse que la tendance impulsée par l'ADER particulièrement dès 2010 s'inscrive dans la durée), voire seulement de l'ordre de 20% si l'on s'en tenait à la tendance historique observée depuis les années 90, très loin des 70% désormais escomptés par la NPE. On constate ainsi que L'ADER, qui porte depuis lors l'essentiel des nouvelles électrifications, affiche cependant un bilan de réalisations pour le moins modeste compte tenu des enjeux, y compris en extension des réseaux de la JIRAMA (environ 1/3 des projets et un peu moins de 30% des localités bénéficiaires). Quant à elle, la JIRAMA, alors confrontée à une importante crise financière⁵, semble avoir de fait abandonné la réalisation de nouvelles électrifications à l'ADER ;

³ D'après la NPE, seulement 15% des ménages avaient accès à l'électricité en 2013, soit 51% en milieu urbain et seulement 4,75% en zones rurales. Pour sa part, le Plan National d'Electricité (PNE) produit par le Ministère en charge de l'énergie estimait le taux d'accès en moyenne à 15,02% au niveau national en 2014, dont 5,21% en zone rurale et 55,38% en milieu urbain. Les chiffres de la NPE, ont été utilisés comme référence pour les besoins de la présente étude.

⁴ La situation ne s'est que modestement améliorée à la suite de la réforme opérée dans le secteur électrique dès 1999, et formalisée par la loi n°98-032 du 20 janvier 1999. Cette réforme a en effet consacré la libéralisation du secteur. En effet, jusqu'en 2010, la tendance, sensiblement constante, ne révélait finalement qu'un simple transfert vers l'ADER des réalisations historiquement portées par la JIRAMA, qui dans le même temps faisait face à une crise sans précédent. Dès 2010, l'on notera un léger frémissement positif de l'évolution du taux d'accès à l'électricité. Il faut dire que cette période correspond également à un changement de cap stratégique au sein de l'ADER qui bénéficie alors d'une assistance technique de la GIZ, avec notamment le démarrage de la réalisation de plans directeurs indicatifs au profit des 22 Régions, et la définition de portefeuilles de projets reposant sur une approche de priorisation plus rationnelle et à fort impact économique et social.

⁵ A titre d'illustration de cet état de crise structurelle, l'analyse du bilan de la JIRAMA sur la période 2010-2014, révèle une situation financière en dégradation continue, et si critique que la plupart des actions de l'entreprise est dédiée à l'amélioration du système, plutôt qu'à l'augmentation du nombre des clients ou à l'expansion des réseaux.

- **La faible fiabilité des services électriques**, qu'il s'agisse de ceux assurés par l'opérateur historique qu'est la JIRAMA, ou des opérateurs privés recrutés par l'ADER dans le cadre des programmes d'électrification rurale. Du côté de la JIRAMA l'on relève en effet un recours systématique au délestage qui résulte d'une diminution drastique de la puissance disponible en raison notamment du vieillissement et de la dégradation conséquente du parc de production⁶, y compris sur le Réseau Interconnecté (RI) de Tana où ce délestage structurel atteint des proportions exceptionnelles⁷. Par ailleurs, la qualité du service électrique est particulièrement insatisfaisante sur les réseaux de la JIRAMA⁸ qui font également état d'un niveau de pertes, techniques et non techniques, de l'ordre de 35%, notoirement élevé. Du côté des opérateurs d'électrification rurale, l'on relève curieusement une proportion élevée de systèmes déjà à l'arrêt, alors que le rythme d'électrification est déjà faible. Les systèmes alimentés par des groupes diesel dont plus de la moitié sont déjà à l'arrêt sont de loin les moins fiables ;
- **Une faible pénétration de l'électricité, à la fois dans les localités déjà électrifiées et au voisinage des réseaux existants de la JIRAMA.**
 - **Dans les localités déjà électrifiées**, il s'agit d'un véritable paradoxe dans la mesure où le premier potentiel de multiplication à moindre coût de l'accès à l'électricité se situe là où le service existe déjà. On constate en effet que le taux moyen de raccordement des ménages dans les localités déjà électrifiées est de l'ordre de 35%, qu'il s'agisse du périmètre de la JIRAMA où de nombreuses demandes de branchement restent pourtant sans suite⁹, ou encore des localités alimentées par des opérateurs recrutés par l'ADER¹⁰.

⁶ Sur le RI de Tana, le plus important à la fois en termes de production et de demande, la puissance disponible en 2015 n'était que de 167.7MW sur 298.76MW installées, soit une disponibilité de 56%.

⁷ Jusqu'à 2% de la demande desservie, soit 14Gwh

⁸ Ces réseaux font particulièrement état (i) d'une surcharge des transformateurs également objet de pannes régulières, (ii) d'une vétusté des matériels et équipements et d'un manque sensible de travaux de maintenance provoquant des coupures fréquentes, (iii) d'une fourniture d'énergie à cause de la vétusté, (iv) d'une qualité médiocre de la tension en MT et BT livrée chez les clients, (v) et de vols fréquents des câbles en exploitation.

⁹ Sur la période 2001-2011, les ventes d'électricité sont déjà relativement faibles. L'observation de leur évolution sur cette période indique en effet qu'elles sont passées de 644 236 MWh en 2001 à 882 910 MWh en 2011, soit une croissance moyenne de l'ordre de 3,2% chaque année, alors que des compagnies de distribution d'électricité d'autres pays en développement peuvent afficher le double de ce taux de croissance ou même des taux à deux chiffres (de l'ordre de 7 à 8% au Maroc ou de 10 à 11% au Cameroun). Dans le même temps, le nombre d'abonnés est passé de 320.817 en 2001 à seulement 444.575 en 2011, soit une croissance moyenne de 3,3% chaque année, représentant moins de 15.000 nouveaux abonnés annuels durant cette décennie, soit deux à quatre fois moins que ce l'on peut observer dans d'autres pays (Sénégal, Cameroun, Burkina Faso).

¹⁰ Sur une centaine de systèmes en fonctionnement, le diagnostic a porté spécifiquement sur un échantillon de 12 centres d'exploitations tenus par 6 opérateurs (sur environ une vingtaine enregistrés), alimentés à partir de différentes technologies (6 diesel, 2 biomasse, 2 hydro, 1 éolien, 1 par extension des réseaux JIRAMA) et dont les dates de mises en service se situent entre 2005 et 2015. Les localités concernées ont par ailleurs une population comprise entre 1200 et 11.000 habitants, et se situent dans 6 des 22 régions que compte la République de Madagascar. Les localités ainsi sélectionnées couvrent l'ensemble des quatre zones socioéconomiques homogènes de Madagascar, ainsi que toutes les quatre strates de populations (500-1999, 2000-4999, 5000-9999 et plus de 10000 habitants), à l'exception donc de la première strate (0-499), qui serait a priori davantage candidate pour des solutions de pré-électrification.

- **Dans le voisinage des réseaux de la JIRAMA**, l'on constate que les opportunités de densification sont également peu valorisées. Or la configuration démo-spatiale de Madagascar et l'état actuel des réseaux de distribution électrique font que 46,5% de la population actuellement non couverte par la JIRAMA, c'est-à-dire celles qui résident en dehors des localités actuellement raccordées, se retrouvent à moins de 100km d'un des sept centres de production actuels de la JIRAMA ; l'extension des réseaux, apparaît ainsi comme une option qui devrait être a priori privilégiée pour un raccordement à moindre coût des populations non couvertes, sous réserve évidemment de la disponibilité en énergie et en puissance sur ces réseaux.

En complément des problèmes plutôt techniques ainsi identifiés et auxquels il faudrait rajouter les limites des plans directeurs indicatifs régionaux produits par l'ADER, dans le contexte désormais guidé par la NPE¹¹, un diagnostic analytique a été mené à la fois du point de vue du cadre institutionnel et réglementaire et des modalités de financement actuellement mises en œuvre. Il a permis d'identifier les problématiques additionnelles suivantes :

- **Concernant les aspects institutionnels et réglementaires :**
 - La faiblesse des capacités des acteurs clés et la nécessité d'une meilleure coordination de leurs interventions, particulièrement aux frontières de leurs responsabilités¹² ;
 - Des engagements insuffisamment incitatifs pour l'électrification rurale et le développement des énergies renouvelables¹³ ;
 - Le rôle insuffisamment moteur des Collectivités locales¹⁴ ;
 - L'absence de dispositions institutionnelles et réglementaires pour la maîtrise de la ressource en eau en vue de la valorisation hydroélectrique¹⁵.

¹¹ Malgré les innovations introduites notamment en termes de priorisation des localités et de valorisation des ressources renouvelables, ces plans régionaux présentent au moins trois limites conceptuelles à l'analyse, sous le prisme de la NPE : (i) une mise à l'écart de l'option "extension des réseaux" de la JIRAMA, (ii) un encadrement approximatif de la prévision de la demande, (iii) des difficultés inhérentes à une planification régionale en l'absence d'un plan directeur national, avec des problèmes évidents aux frontières des régions.

¹² Sur des sujets tels que la définition de la politique sectorielle, la planification, l'organisation des appels d'offres, la délivrance des autorisations et concessions, la réglementation de la tarification, la réglementation sur les normes techniques et de services, la gestion des subventions, le suivi, contrôle des exploitants, la protection des intérêts et droits des exploitants et des consommateurs, l'arbitrage et la conciliation...

¹³ Aucune disposition spécifique pour les énergies renouvelables dans le cadre réglementaire, des seuils de puissance a priori peu pertinents, notamment pour le développement de la petite hydroélectricité, une nécessité à la fois de clarifier et de simplifier les procédures, y compris pour l'électrification rurale au sens large, etc.

¹⁴ L'analyse du cadre institutionnel et réglementaire a permis de relever une prise en compte effective dans les textes du processus de décentralisation actuellement en cours à Madagascar. Cependant, le rôle des Collectivités locales demeure assez flou, voire essentiellement consultatif, y compris lorsque des compétences leurs sont clairement dévolues par les lois sur la décentralisation, notamment pour ce qui est de la planification.

¹⁵ L'hydroélectricité représentera en effet à terme près des 2/3 de la production d'électricité à Madagascar, si les objectifs fixés par la NPE sont atteints, faisant ainsi de la ressource hydrologique une réelle opportunité pour le développement de l'électrification à Madagascar, mais aussi une sérieuse menace pour le système électrique si cette ressource n'est pas maîtrisée, notamment en ce qui concerne les usages concurrentiels à la production d'électricité.

· **Concernant les aspects financiers :**

- Des modalités de financement des investissements en infrastructures inconséquentes¹⁶ ;
- Le mauvais encadrement du financement des infrastructures, de la gestion et de la conservation du patrimoine public, en faveur d'une réforme en profondeur du FNE¹⁷ ;
- Les contraintes inhérentes à l'encadrement tarifaire actuel¹⁸ ;
- L'incertitude qui pèse sur les investissements stratégiques nécessaires au développement des réseaux de transport¹⁹.

Ces problématiques saillantes, à la fois techniques, institutionnelles, réglementaires et financières sont globalement le reflet de **l'inadéquation des procédures actuellement en vigueur pour la planification et la mise en œuvre des programmes d'électrification, avec les objectifs fixés par la NPE à l'horizon 2030**, et sont à l'origine du faible taux d'accès à l'électricité à Madagascar.

¹⁶ Elles ne prennent pas suffisamment en compte (i) la dimension peu rentable, voire structurellement déficitaire de l'électrification rurale et du segment de transport de l'électricité, (ii) les limites intrinsèques aux investissements privés, et (iii) la réalité de la nécessité d'une dépense publique mieux encadrée (notamment en termes de valorisation patrimoniale) pour assurer les investissements requis, y compris dans le cadre d'un PPP revisité...

¹⁷ Il s'agirait d'opter pour une évolution du FNE vers un fonds de type patrimonial, permettant à la puissance publique un meilleur contrôle de l'exploitation, avec à la clé des retours sur investissement permettant à terme de garantir l'autofinancement de grosses opérations de maintenance, de renouvellement et même d'extension de systèmes existants, mais aussi de réaliser de nouveaux investissements (revolving fund). Il convient de relever que cette recommandation rencontre a priori celles de la NPE qui préconise que "La forme juridique du FNE soit finalisée en améliorant la Loi portant création du FNE et ses décrets d'application, afin de lui permettre de lever des fonds auprès des PTF et, à moyen terme, d'emprunter sur le marché. Il faudra également entreprendre une analyse de l'opportunité de créer un fonds multi-bailleurs pour l'électrification ou d'élargir le mandat du FNE. Ce fonds pourrait être géré directement par un bailleur".

¹⁸ L'on constate une incompatibilité des tarifs en vigueur avec une logique à la fois d'accès pour tous à l'électricité et de viabilisation économique du secteur. En effet, sous des angles certes différents, le problème concerne aussi bien (i) le périmètre JIRAMA, où l'on note une incohérence entre les tarifs pratiqués et la rentabilité financière de la société (gels des tarifs préjudiciables à la santé de l'entreprise, et des conséquences évidentes sur la qualité de service), que (ii) les zones sous mandat de l'ADER, où l'on constate une inadéquation des tarifs en vigueur avec la capacité à payer des ménages (des tarifs au-delà des capacités à payer, avec une exclusion de fait des ménages les plus pauvres, des niveaux de consommation bridés, et un impact sur la qualité du service et la viabilité des systèmes).

¹⁹ Dans un système électrique concurrentiel et dé-intégré comme celui vers lequel veut tendre Madagascar, le segment du transport constitue potentiellement un goulot d'étranglement pour un développement optimal de la production indépendante. En effet, la dé-intégration accompagnée de l'introduction de la concurrence accroît les risques de mauvaise coordination des investissements, en production comme en transport, ce qui peut avoir des conséquences cruciales dans des systèmes en forte croissance. Il conviendrait d'avoir une réelle maîtrise des investissements requis pour le développement des réseaux interconnectés et de s'assurer de leur effectivité en coordination avec les investissements escomptés en production, d'autant plus dans le contexte de la santé financière actuelle de la JIRAMA, unique concessionnaire de transport actuel, sachant qu'il ne faudrait raisonnablement pas espérer des concessionnaires de transport autre que la JIRAMA à l'horizon 2030.

1.3. Conception de la Stratégie Nationale d'Electrification (SNE)

1.3.1. Préconisations prospectives à la suite du diagnostic de la situation actuelle

A la suite du diagnostic précédent, il s'agissait à cette étape tout d'abord de fixer préalablement un cadre relatif aux considérations techniques et technologiques, à travers la définition des niveaux de services et de la qualité requise et l'identification des options technologiques optimales pour y parvenir dans le contexte de Madagascar. Dans ce contexte, les orientations du SE4ALL ont servi de référence, de même que des références réglementaires en vigueur au plan national, et une analyse des options technologiques (extension des réseaux, mini-réseaux et solutions distribuées) a été menée sous le prisme d'un recensement des ressources naturelles pour la production d'électricité à Madagascar, et comprenant principalement l'hydroélectricité, le solaire, l'éolien et la biomasse. Des recommandations stratégiques ont été préconisées, à savoir d'une part la nécessité d'une approche holistique, sous le prisme des niveaux de services du SE4ALL, et d'autre part l'identification d'une série d'actions importantes à mener dans le cadre de la SNE²⁰.

Par la suite, le rapport a été consacré à la définition des principales caractéristiques de conception de la SNE, à travers la validation des objectifs temporels et géographiques d'accès à l'électricité tels que fixés par la NPE, qui souhaite en effet *"faire passer de 15 à 70% le taux de desserte des ménages en électricité ou éclairage moderne à des prix abordables, recourant massivement aux sources d'énergies renouvelables, dans le but de préserver notre patrimoine écologique et participer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques et leurs répercussions"*.

Dans un scénario de départ, la NPE préconise pour cela le mix énergétique suivant :

- 70% d'**extension du réseau interconnecté** (avec un mix de production à 75% hydroélectrique, 15% thermique à définir en fonction des développements d'hydrocarbure local, 5% éolien, et 5% solaire) ;
- 20% de **mini-réseaux** (avec un mix de production à 50% hydroélectrique, 20% biogaz à partir de balles de riz, 25% diesel, et 5% solaire)
- 10% de **solutions individuelles**, dont 5% de Systèmes Solaires Domestiques (SSD) et 5% de lampes solaires.

Aussi, ce chapitre du rapport visait à valider la faisabilité d'un tel scénario, à la fois sur un plan technique et selon des critères économiques, notamment le moindre coût préconisé par la NPE.

²⁰ (i) mener un projet pilote dans une zone à Madagascar afin de considérer la meilleure option technologique de distribution par rapport aux conditions du terrain et de comparer les technologies alternatives à la solution classique triphasée pour confirmer la solution la moins coûteuse, (ii) réaliser une étude détaillée de standards et normes à utiliser pour les mini-réseaux, les systèmes solaires domestiques et les lampes solaires, (iii) mettre en place un règlement technique spécifique à chaque environnement (urbain ou rural) et chaque option technologique pour avoir un climat positif d'investissement et une bonne interopérabilité. Il est également important que ce règlement technique soit évolutif, (iv) définir et adopter des normes pour les nouvelles technologies d'extension de réseau, les réseaux isolés et les solutions distribuées, et (v) élaborer, à la suite de la SNE, un plan directeur qui fera ressortir les niveaux de services attendus et les capacités à payer, ainsi que les technologies correspondant aux différents niveaux de service.

Dans l'optique d'un meilleur impact économique et social de l'électrification, l'application préalable d'une méthodologie de priorisation des projets d'électrification à l'échelle du territoire national, a permis d'identifier 1790 pôles de développement, cibles prioritaires pour les projets d'électrification, dont 583 d'ores et déjà électrifiés.

L'optimisation technico-économique des solutions d'électrification a ensuite permis de déterminer les meilleures options pour l'alimentation en électricité des ménages non encore raccordés, comprenant la densification du service dans les localités déjà électrifiées, l'électrification de localités non encore desservies (à la fois par extension des réseaux de distribution de la JIRAMA, mini-réseaux), et la diffusion de solutions individuelles dans un ensemble de localités excentrées, également hiérarchisées selon un paramètre d'isolement, jusqu'à concurrence des objectifs d'accès visés à l'horizon 2030.

Il a ainsi été possible, à la suite de cette projection spatio-temporelle de différentes options d'électrification, d'encadrer conséquemment le périmètre de la JIRAMA à l'horizon 2030, de même que l'emprise des territoires en dehors de ce périmètre :

- Le périmètre JIRAMA ne sera pas un continuum topologique, mais un ensemble discret de près de 7450 localités progressivement raccordées aux réseaux interconnectés²¹. Bien que ces réseaux de distribution permettent d'alimenter nouvellement des localités à 97,5% rurales, il est recommandé que la JIRAMA en soit l'exploitant exclusif. Il s'agira en effet pour la JIRAMA de bâtir ainsi progressivement une solide économie de réseau, grâce à un modèle de tarification rigoureux permettant à la fois d'assurer une rémunération acceptable à la JIRAMA, et aux clients les plus modestes de bénéficier d'un service électrique de qualité grâce à des mécanismes de péréquation²². Cette recommandation est d'autant plus crédible que les 3/4 des pôles de développement visés à l'horizon 2030 seraient concernés par cette extension des réseaux, et l'on pourrait raisonnablement espérer des demandes économiquement solvables sur le réseau, et donc à terme une économie de rente sur le réseau, en cohérence avec la stratégie gouvernementale de promotion des espaces de croissance économique telle qu'envisagée par le Programme National de Développement (PND) ;
- Les territoires hors JIRAMA concerneront d'une part les localités électrifiées par des mini-réseaux alimentés par des systèmes hydroélectriques, biomasse, diesel et hybride diesel-solaire (un minimum de 3130 localités intégrées aux grappes construites autour des près de 460 pôles non électrifiés par extension des réseaux de la JIRAMA), et d'autre part l'ensemble des localités bénéficiaires de solutions individuelles distribuées.

²¹ En effet, des zones hors "concession" JIRAMA peuvent se retrouver à l'intérieur de ce périmètre, interstices correspondant aux localités non éligibles au raccordement en raison de contraintes technico-économiques.

²² Une analyse tarifaire est fortement recommandée dans cette optique, car un mauvais signal tarifaire constituerait de ce point de vue un risque majeur pour la JIRAMA en particulier et pour toute la SNE en général, dans un contexte où le réseau interconnecté pourra expliquer jusqu'à près de la moitié de l'accès à l'électricité à Madagascar à l'horizon 2030.

Enfin, le rapport propose des aménagements pour répondre aux principales problématiques institutionnelles et réglementaires, mais aussi financières, telles qu'identifiées en phase de diagnostic. Sur ce dernier point, le rapport commence par fixer les notions d'accès à l'électricité de consommation abordable, établir les barrières au raccordement pour les nouveaux utilisateurs partant des capacités à payer et d'hypothèses sur la consommation spécifique des ménages et qui concernent à la fois les frais de branchement, d'installations intérieure et d'abonnement au service, avant de préconiser différentes approches pour accélérer les branchements à un service d'électricité²³.

C'est également dans ce registre que le rapport fera un ensemble de propositions pour la protection des revenus de la JIRAMA, non sans rappeler au préalable les mesures visant l'amélioration des performances de cette entreprise telles que recommandées par la NPE et la JIRAMA, avec tout particulièrement la mise en place d'un plan tarifaire visant l'atteinte d'un équilibre financier d'ici 5 à 10 ans. Ces mesures spécifiques sont complétées par la préconisation de recommandations pour une reprise des revenus de la JIRAMA par des actions sur les coûts et l'efficacité du réseau.

Pour conclure ce chapitre, le rapport fait un ensemble de propositions en vue du financement des projets d'électrification à Madagascar et suggère des pistes pour une réforme conséquente du FNE dans la perspective de la mobilisation de ces financements. Il s'agirait notamment de faire évoluer cet instrument, au cœur de la mise en œuvre des projets d'électrification, d'un simple compte de trésorerie vers une société de patrimoine.

1.3.2. Principaux axes stratégiques de la SNE

A la suite de ces différentes préconisations prospectives, ce chapitre du rapport propose un ensemble d'axes stratégiques pour la SNE, dont l'objectif global, dans le prolongement de la NPE, est rappelé comme suit : **atteindre un taux d'accès à l'électricité (ou à une source d'éclairage moderne) de 70% à l'horizon 2030**.

A la suite de la validation technico-économique précédente, cet objectif global se déclinerait désormais comme suit dans le cadre d'un scénario de départ²⁴ :

- **70% d'extension du réseau interconnecté**²⁵ ;
- **20% de mini-réseaux** (avec un mix énergétique à 50% hydroélectrique, 25% diesel, 20% solaire et 5% biogaz à partir de balles de riz) ;
- **10% de solutions individuelles**, dont 5% de SSD et 5% de lampes solaires.

Les objectifs de desserte dans les localités raccordées via les réseaux interconnectés et les mini-réseaux (ménages raccordés dans les localités électrifiées) seront alors respectivement de 80% et de 70% à termes, pour s'assurer de l'atteinte effective des taux d'accès escomptés à l'horizon 2030.

²³ Il s'agit notamment de la prise en compte du branchement dans le coût global de l'investissement, de la mise en place de des systèmes de crédit, et des subventions de capital, ces différentes mesures pouvant également faire l'objet de combinaison, un travail approfondi étant cependant indispensable pour décider des meilleures options dans un contexte précis.

²⁴ L'on relève une inversion des proportions affectées à la biomasse et au solaire, les ressources de biomasse recensés n'ayant pu permettre d'atteindre les objectifs de desserte initialement escomptés et tels que préconisés en annexe de la NPE.

²⁵ Le mix énergétique escompté à savoir l'hydroélectricité à 75%, le thermique à 15% (à définir en fonction des développements d'hydrocarbure local), l'éolien à 5% éolien, et le solaire à 5% devront être assuré par un Plan Directeur de production à l'horizon 2030 sur les réseaux interconnectés.

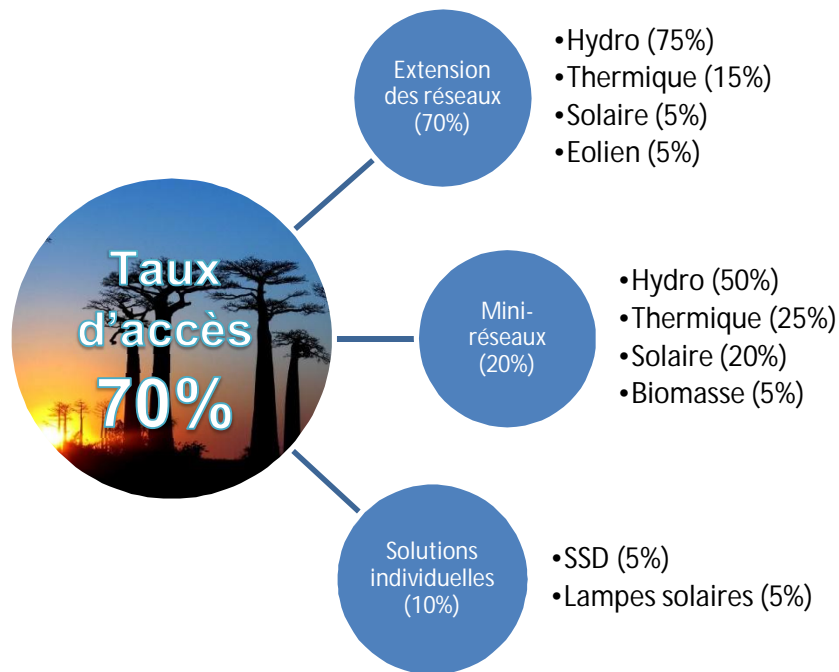


Figure 1: Objectifs de la SNE à l'horizon 2030 (scénario de départ)

Pour y parvenir, les dix (10) axes stratégiques ci-dessous ont été préconisés pour la SNE :

- Axe 1.** Elaborer un Plan National d'Electrification (PNE) assorti d'un programme d'investissement en deux phases (2018-2022 et 2023-2030) ;
- Axe 2.** Assurer la mise en place au sein du Ministère de l'Energie d'un cadre de planification, de coordination et de mise en œuvre de la SNE ;
- Axe 3.** Améliorer le cadre institutionnel et réglementaire pour la promotion de l'électrification rurale, le développement des énergies renouvelables et la participation des collectivités locales ;
- Axe 4.** Réformer le FNE ;
- Axe 5.** Revoir l'encadrement tarifaire dans la concession JIRAMA et hors JIRAMA ;
- Axe 6.** Assurer la mobilisation des financements pour la mise en œuvre de la SNE ;
- Axe 7.** Renforcer les capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNE ;
- Axe 8.** Assurer l'appropriation et l'utilisation de technologies allégées pour le développement des réseaux de distribution et le raccordement des ménages ;
- Axe 9.** Elaborer et mettre en œuvre une stratégie de soutien au branchement des ménages, y compris les plus vulnérables ;
- Axe 10.** Assurer l'implémentation du PNE et le suivi-évaluation de la SNE.



Figure 2: Axes stratégiques de la SNE

Ces dix (10) axes stratégiques constitueront les résultats à atteindre par la SNE à l'horizon 2030. Le rapport a cependant relevé que cinq (5) bénéficient d'ores et déjà d'initiatives soutenues principalement par la GIZ mais aussi par la Banque Mondiale dans le cadre du PAGOSE, et qui devraient par conséquent **être capitalisées en tenant compte des recommandations de la présente étude**.

Il s'agit notamment :

- De l'élaboration du PNE et du programme d'investissement associé (Axe 1 de la SNE), prise en charge par la Banque Mondiale dans le cadre de la présente étude ;
- De l'appui à la mise en place d'une structure de coordination pour la mise en œuvre de la NPE basée au Ministère de l'Énergie (Axe 2 de la SNE), soutenu par la GIZ ;
- De la révision en cours de la loi régissant le secteur (Axe 3 de la SNE), soutenue par la GIZ ;
- De la révision du FNE (Axe 4 de la SNE), soutenue par la GIZ ;
- D'une étude tarifaire dans le secteur électrique (Axe 5 de la SNE), prise en charge par la Banque Mondiale dans le cadre du PAGOSE.

La mise en œuvre de la SNE bénéficie par conséquent d'un contexte très favorable, à condition cependant que les initiatives en cours prennent bien en considération les orientations proposées par la présente étude.

Cependant, bien que la présente étude prévoie la préparation d'un Plan National d'Electrification (PNE), celui-ci ne pourra pas valablement se substituer à un véritable plan directeur tel que requis par la SNE. A ce stade, il est en effet davantage compris comme un encadrement préalable et sommaire des investissements requis, à la fois du point de vue de l'extension du réseau et des projets hors réseau selon les priorités définies par la SNE, mais ne permettra pas, au regard du temps et des moyens consentis pour sa réalisation, de faire l'économie d'un véritable plan directeur indispensable à l'implémentation de la SNE.

1.4. Mise en œuvre de la Stratégie Nationale d'Electrification (SNE)

Dans la perspective de sa mise en œuvre, la SNE a été structurée sous la forme d'un cadre logique présentant ses objectifs global et spécifique à l'horizon 2030, les résultats attendus, les activités à réaliser, les Indicateurs Objectivement Vérifiables, et les hypothèses et risques, tels que synthétisés dans le Tableau 1 de la page 23.

Plusieurs mesures opérationnelles sont envisagées pour la mise en œuvre de la SNE :

• Au plan institutionnel :

- La mise en place, à la suite de l'élaboration du PNE, d'une Cellule d'exécution de la SNE au sein du Ministère en charge de l'Energie, et qui associera l'ORE, la JIRAMA, l'ADER, et les Collectivités locales ainsi que les autres parties prenantes à la mise en œuvre de la SNE. La Cellule d'exécution de la SNE bénéficiera d'une Assistance technique qu'il conviendra de recruter sans délai ;
- La mise en œuvre courant 2018 au plus tard, parallèlement et sous la conduite de la Cellule d'exécution de la SNE, des réformes institutionnelles et réglementaires préconisées, de manière à marquer la volonté politique du Gouvernement de promouvoir l'électrification rurale, le développement des énergies renouvelables, la participation des collectivités locales et des Directions Régionales en charge de l'Energie aux initiatives d'accès à l'électricité ;
- Le renforcement des capacités des différents acteurs de l'électrification à Madagascar bénéficieront d'un programme de renforcement des capacités conformément aux recommandations de la SNE.

• Au plan technique :

- L'introduction de technologies allégées pour le développement des réseaux de distribution et les branchements, mais aussi de mesures d'efficacité énergétique dans les projets d'électrification, tel que recommandé par la NPE²⁶ ;
- L'adoption de modalités spécifiques d'exécution des projets, dans un contexte où la maîtrise d'ouvrage sera assurée par une Unité de Gestion de Projet (UGP) coordonnée par la Cellule d'exécution de la SNE et opportunément déléguée aux structures sous-tutelle (ADER, ORE), ou à la JIRAMA, sur la base de critères objectifs, et sur décision circonstanciée du Ministre en charge de l'énergie, qu'il s'agisse de la maîtrise d'œuvre, de la fourniture du matériel électrique, de la réalisation des travaux, de l'exploitation des systèmes ou encore du contrôle de la qualité du service. Pour les extensions de réseaux, il s'agit notamment d'opter pour une stratégie de pré-qualification de bureaux d'études formés à des démarches standardisées, de mise en place de centrale d'achat, d'allotissement efficace en vue de la réalisation des travaux d'électrification assurant par ailleurs la participation d'entreprises nationales. Pour les mini-réseaux, il est recommandé de consacrer les procédures d'ores et déjà adoptées par l'ADER pour le recrutement d'opérateurs privés, tandis que le partenariat avec le secteur privé est requis pour la diffusion de solutions individuelles ;
- **Au plan financier**, la principale mesure concerne un partage de responsabilité entre l'Etat et le FNE et la JIRAMA, avec une forte implication de l'Etat dans la réalisation des investissements de la première période quinquennale, parallèlement à la mise en œuvre des réformes programmées au bénéfice du FNE et de la JIRAMA qui prendront le relais.

²⁶ 60% des ménages, des commerces et des industries devront adopter des mesures efficaces de consommation électrique.

LOGIQUE D'INTERVENTION

INDICATEURS OBJECTIVEMENT VERIFIABLES

SOURCES DE VERIFICATION

HYPOTHESES / RISQUES

OBJECTIF GLOBAL

Faire passer de 15 à 70% le taux de desserte des ménages en électricité ou éclairage moderne à des prix abordables, recourant massivement aux sources d'énergies renouvelables, dans le but de préserver le patrimoine écologique et de participer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques et leurs répercussions

OBJECTIF SPECIFIQUE

Porter le taux d'accès à l'électricité à 70% à l'horizon 2030, dans le cadre d'une démarche stratégique en accord avec le processus de décentralisation en cours à Madagascar, les politiques d'aménagement du territoire et les objectifs de développement économique et social fixés par le Plan National de Développement (PND)

RESULTATS

1. Un Plan National d'Electrification (PNE), assorti d'un programme d'investissement en deux phases, est élaboré ;
2. Un cadre de planification et de coordination de la mise en œuvre de la SNE est mis en place au sein du Ministère chargé de l'Energie ;
3. Le cadre institutionnel et réglementaire pour la promotion de l'électrification rurale, le développement des énergies renouvelables, la participation des collectivités locales et des Directions Régionales en charge de l'Energie, est amélioré ;
4. Le FNE est réformé ;
5. Les principes d'encadrement tarifaire dans la concession JIRAMA et hors JIRAMA sont revus ;
6. Les financements sont mobilisés pour la mise en œuvre de la SNE ;
7. Les capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNE sont renforcées ;
8. Les technologies allégées pour le développement des réseaux de distribution et le raccordement des ménages sont appropriées et utilisées ;
9. Une stratégie de soutien au branchement des ménages, notamment les plus vulnérables, est élaborée et mise en œuvre ;
10. Le PNE est mis en œuvre et le suivi-évaluation de la SNE est assuré

ACTIVITES

- ACTIVITÉ 1.1. ELABORATION DU PLAN NATIONAL D'ÉLECTRIFICATION (PNE)
- ACTIVITÉ 1.2. DÉFINITION D'UN PROGRAMME D'INVESTISSEMENT POUR LES PHASES 2018-2022 ET 2023-2030
- ACTIVITÉ 2.1. CRÉATION DE LA CELLULE D'EXÉCUTION DE LA SNE ET DÉSIGNATION DES MEMBRES
- ACTIVITÉ 2.2. RECRUTEMENT D'UNE ASSISTANCE TECHNIQUE EN APPUI À LA CELLULE D'EXÉCUTION DE LA SNE
- ACTIVITÉ 2.3. DÉCLINAISON RÉGIONALE DU PNE
- ACTIVITÉ 2.4. MISE À JOUR RÉGULIÈRE DU PNE
- ACTIVITÉ 2.5. COORDINATION MULTISECTORIELLE DES PROJETS D'ÉLECTRIFICATION
- ACTIVITÉ 3.1. ELABORATION DES TDR POUR L'AMÉLIORATION DU CADRE INSTITUTIONNEL ET RÉGLEMENTAIRE
- ACTIVITÉ 3.2. RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT POUR L'AMÉLIORATION DU CADRE INSTITUTIONNEL ET RÉGLEMENTAIRE
- ACTIVITÉ 3.3. IMPLÉMENTATION DES PROPOSITIONS POUR L'AMÉLIORATION DU CADRE INSTITUTIONNEL ET RÉGLEMENTAIRE
- ACTIVITÉ 4.1. ELABORATION DES TERMES DE RÉFÉRENCES POUR LA RÉFORME DU FNE
- ACTIVITÉ 4.2. RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT POUR LA RÉFORME DU FNE
- ACTIVITÉ 4.3. IMPLÉMENTATION DES PROPOSITIONS POUR LA RÉFORME DU FNE
- ACTIVITÉ 5.1. ELABORATION DES TERMES DE RÉFÉRENCES POUR LA RÉVISION DES FORMULES TARIFAIRES
- ACTIVITÉ 5.2. RECRUTEMENT D'UN CONSULTANT POUR LA RÉVISION DES FORMULES TARIFAIRES
- ACTIVITÉ 5.3. IMPLÉMENTATION DES PROPOSITIONS DE RÉVISION DES FORMULES TARIFAIRES
- ACTIVITÉ 6.1. ORGANISATION D'UN ATELIER INTERNATIONAL DE PRÉSENTATION DE LA SNE ET DE MOBILISATION DES PTF
- ACTIVITÉ 6.2. MOBILISATION DE FINANCEMENTS CONCESSIONNELS POUR LES EXTENSIONS DE RÉSEAUX ET LES BRANCHEMENTS
- ACTIVITÉ 6.3. MOBILISATION DES FINANCEMENTS AU TITRE DU FNE POUR LES MINI-RÉSEAUX ET LES SOLUTIONS INDIVIDUELLES
- ACTIVITÉ 7.1. ELABORATION DE PLANS DE FORMATIONS (ACTEURS PUBLICS, PRIVÉS ET SOCIÉTÉ CIVILE)
- ACTIVITÉ 7.2. MISE EN ŒUVRE DU PLAN DE FORMATION
- ACTIVITÉ 8.1. PRÉCONISATIONS DE TECHNOLOGIES DANS LE CADRE DU PNE
- ACTIVITÉ 8.2. RÉALISATION DE PROJETS-TESTS EN CHANTIER-ÉCOLE DANS LE CADRE DE LA MISE EN ŒUVRE DU PNE
- ACTIVITÉ 8.3. ADOPTION DE NORMES ET STANDARDS, DIFFUSION ET DÉPLOIEMENT
- ACTIVITÉ 9.1. ELABORATION D'UNE STRATÉGIE DE SOUTIEN AU BRANCHEMENT DES MÉNAGES
- ACTIVITÉ 9.2. DÉPLOIEMENT DE LA STRATÉGIE DANS LE CADRE DE LA MISE EN ŒUVRE DU PNE, PORTÉE PAR LE FNE RÉFORMÉ.
- ACTIVITÉ 10.1. MISE EN ŒUVRE DU PNE PAR LA CELLULE D'EXÉCUTION, AVEC DÉLÉGATION DE MAÎTRISE D'OUVRAGE
- ACTIVITÉ 10.2. ELABORATION D'ÉTUDES RELATIVES À LA SITUATION ACTUELLE (BASE LINE STUDY)
- ACTIVITÉ 10.3. MONITORING DE LA SNE (CELLULE D'EXÉCUTION/ ORE/ ADER ET JIRAMA)
- ACTIVITÉ 10.4. RÉALISATION D'ÉTUDES D'IMPACTS DE LA SNE RELATIVEMENT AUX OBJECTIFS DU PND

- PNE
- Programmes d'investissement 2018-2022 et 2023-2030
- Cellule d'exécution de la SNE
- Assistance Technique (AT)
- Plans de formation
- Plans régionaux d'électrification
- PNE/Programmes d'investissements actualisés
- Nombre d'ateliers de coordination multisectoriel
- Unité de Gestion des Projets (UGP) d'électrification et plus spécifiquement d'extension de réseaux
- Missions du Ministère, de l'ORE, de la JIRAMA, de l'ADER et des Collectivités clarifiées aux frontières de leurs responsabilités
- Procédures d'obtention des titres clarifiées et simplifiées
- Dispositions spécifiques pour la production décentralisée d'électricité à base d'énergies renouvelables
- Révision des seuils de puissance pour le développement de la petite hydroélectricité
- Mission de planificateur des collectivités régionales renforcée avec l'assistante technique de l'ADER
- Evolution du FNE en une société de patrimoine
- Nouveaux principes tarifaires approuvés dans la concession JIRAMA et dans les mini-réseaux de l'ADER
- Nombre d'ateliers de présentation de la SNE et de mobilisation des financements
- Montants mobilisés
- Formation des membres de la Cellule d'exécution
- Formation des cadres du ME, de l'ORE, de l'ADER et autres
- Nombre de technologies alternatives préconisées
- Nombre de projets tests mis en œuvre
- Nombre de normes et standards alternatifs adoptés
- Stratégie de soutien aux branchements
- Taux de desserte dans les localités électrifiées
- Taux d'accès à l'électricité
- Taux d'électrification
- Indicateurs de qualité de service
- Nombre d'études de la situation actuelle (Base line)
- Nombre d'études d'impact de la SNE sur le développement économique et social à Madagascar

- Rapport de la Tâche 4
- Rapport des deux programmes d'investissement
- Arrêté de création de la Cellule d'exécution
- Contrat d'AT
- Rapport de la Cellule d'exécution
- Rapport des Plans régionaux actualisés
- PNE et programmes d'investissements actualisés
- Texte créant l'UGP
- Manuels de procédures de l'ORE
- Cadre institutionnel et réglementaire réformé
- Nouveaux textes régissant le FNE
- Décisions de l'ORE relatives aux nouveaux principes tarifaires
- Rapport d'ateliers
- Rapports de monitoring
- Rapports d'études

- Maintien de la forte volonté du Gouvernement
- Soutien effectif des Partenaires Techniques et Financiers de Madagascar
- Collaboration pleine et entière des structures sous tutelle du Ministère chargé de l'Energie et des acteurs connexes du développement
- Capacité des principaux acteurs, publics, privés et de la société civile
- Financements non disponibles pour le PNE
- Non-déclinaison du PNE en plans régionaux d'électrification
- Non-cohérence du PNE avec le Plan directeur Production/Transport de Madagascar à l'horizon 2030
- Blocages institutionnels à la mise en place de la Cellule d'exécution de la SNE
- Difficulté de coordination avec les travaux en cours de la GIZ ou de la Banque Mondiale
- Absence de financements pour la mise à jour régulière du PNE
- Faiblesse de capacité opérationnelle de la Cellule d'exécution de la SNE
- Coordination multisectorielle non effective au sein de la Cellule d'exécution de la SNE
- Difficulté de coordination avec les travaux en cours et non-prise en compte effective des recommandations faites dans le cadre de la présente étude
- Absence de volonté politique du Gouvernement
- Désintérêt des Partenaires Techniques et Financiers (PTF) pour la mise en œuvre de la SNE
- Absence de ressources financières
- Résistance de la JIRAMA à l'introduction de nouvelles normes et standards
- Difficulté à mobiliser les financements pour l'élaboration et la mise en œuvre de la stratégie de soutien au branchement
- Insuffisance des ressources financières pour la mise en œuvre du PNE
- Tarification en incohérence avec les exigences de performance de la JIRAMA et de viabilité des systèmes décentralisés
- Manque de ressources pour les activités de suivi-évaluation de la SNE

Budget d'investissement de la SNE 2018-2030 pour les options de base et les variantes low cost (MUS\$)

Option de base (MUS\$)	Phase 2018-2022			Phase 2023-2030			TOTAL MUS\$ (2018-2030)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Densification	95,8	95,8	95,8	73,3	73,3	73,3	169,1	169,1	169,1
Extension des réseaux	129,1	68,4	68,4	1029,4	306,7	306,7	1158,5	375,1	375,1
Mini-réseaux	356,0	710,5	416,5	1067,9	1421,0	833,0	1423,9	2131,5	1249,4
Solutions individuelles	67,4	135,0	168,1	-	-	-	67,4	135,0	168,1
Total MUS\$	648,3	1009,6	748,8	2170,6	1801,0	1213,0	2818,9	2810,6	1961,8

Variante low cost (MUS\$)	Phase 2018-2022			Phase 2023-2030			TOTAL MUS\$ (2018-2030)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Densification	95,8	95,8	95,8	73,3	73,3	73,3	169,1	169,1	169,1
Extension des réseaux	226,6	23,7	23,7	776,5	301,1	301,1	1003,1	324,8	324,8
Mini-réseaux	356,0	710,5	416,5	1067,9	1421,0	833,0	1423,9	2131,5	1249,4
Solutions individuelles	67,4	135,0	168,1	-	-	-	67,4	135,0	168,1
Total MUS\$	745,8	965,0	704,1	1917,7	1795,4	1207,4	2663,5	2760,4	1911,5

1.5. Six (6) scénarii envisageables pour le Plan National d'Electrification (PNE)...

Dans l'optique d'un encadrement de la planification qui s'inscrit dans le prolongement naturel de la SNE, trois scénarii sont envisageables en *options de base* pour le PNE. Ils permettent chacun d'atteindre l'objectif de **70% de taux d'accès en 2030 (soit environ 5,7 millions de ménages électrifiés en 2030 contre environ 1,8 millions aujourd'hui)**, tel que prescrit par la NPE.

Les principales caractéristiques de ces scénarii peuvent être résumées comme suit :

- Un scénario A, dit "**de départ**", strictement conforme aux orientations fixées par la NPE et la SNE, avec cependant des conditions de réalisation particulièrement contraignantes, à la fois en termes de rythme des nouvelles électrifications par extension des réseaux, mais aussi de besoins de renforcement des réseaux de transport et d'installation de capacités additionnelles sur les réseaux interconnectés non pris en compte par cette étude et pouvant constituer des goulots d'étranglement. Ce scénario accorde une préférence aux **réseaux interconnectés** et conduit aux résultats suivants :
 - Réseaux : 4 millions de ménages connectés ;
 - Mini-réseaux : 1 million de ménages connectés ;
 - Solutions individuelles : 0,75 millions de ménages connectés ;
 - Budget d'investissement global de **2818,9MUS\$** ;

- Un scénario B, dit "**Pôles de développement**", qui permet de s'affranchir des contraintes signalées précédemment, et d'accélérer l'électrification des pôles de développement, ces localités à fort impact économique et social, qui devraient constituer la cible prioritaire des programmes d'électrification pour l'atteinte des objectifs plus globaux de développement économique et social à Madagascar à l'horizon 2030. Ce scénario promeut tout particulièrement le développement des **mini-réseaux notamment à base d'énergies renouvelables** pour près de 2/3 des taux de connexion escomptés, au détriment des solutions par raccordement aux réseaux interconnectés. Ce scénario conduit aux résultats suivants :
 - Réseaux : 2,1 millions de ménages connectés ;
 - Mini-réseaux : 2,1 millions de ménages connectés ;
 - Solutions individuelles : 1,5 millions de ménages connectés ;
 - Budget d'investissement global de **2810,6MUS\$** ;

- Un scénario dit C, dit "**Economique**", qui constitue une variante du scénario précédent, avec cependant l'élimination des mini-réseaux (principalement hydroélectriques et à base de biomasse) pour lesquels le montant moyen d'investissement requis pour le raccordement d'un abonné se situe au-dessus d'un seuil maximum, fixé sur la base d'un benchmarking. De fait, ce scénario renforce davantage la part des **solutions individuelles**, qui constituent pour les trois scénarii la variable d'ajustement pour l'atteinte de l'objectif minimum de taux d'accès de 70% fixé par la NPE à l'horizon 2030. Ce scénario conduit aux résultats suivants :
 - Réseaux : 2,1 millions de ménages connectés ;
 - Mini-réseaux : 1,8 millions de ménages connectés ;
 - Solutions individuelles : 1,8 millions de ménages connectés ;
 - Budget d'investissement global de **1961,8MUS\$** ;

Ces trois scénarii bénéficient chacun d'une variante dite "**low cost**" qui consiste, pour les extensions de réseaux uniquement, à ne considérer la construction d'un réseau triphasé structurant que pour les pôles de développement éligibles, les localités de l'arrière-pays bénéficiant pour leur part d'une alimentation via des antennes monophasées SWER. Les budgets d'investissements s'établissent alors comme suit :

- Scénario A : **2664 MUS\$** ;
- Scénario B : **2760 MUS\$** ;
- Scénario C : **1912 MUS\$**.

Pour chacun des six (6) scénarii (option de base et variante low-cost), des hypothèses de programmation budgétaire sont par la suite établies pour une première phase quinquennale 2018-2022, les investissements complémentaires étant renvoyés à la période 2023-2030 qui permettra de boucler les objectifs d'accès. Dans la variante "low cost", la programmation budgétaire prioritaire pour la première période quinquennale se chiffre respectivement (en MUS\$) à **704,1 pour le scénario C**, contre **745,8 pour le scénario A** et **965,0 pour le scénario B**.

1.6. ... Et la nécessité d'élaborer un Plan directeur pour la mise en œuvre de la SNE

A l'issue de l'atelier final de présentation du PNE qui s'est tenu à Tana le 28 mars 2018, c'est le **scénario économique à bas coût** (scénario C low cost) qui a été retenu pour la mise en œuvre de la SNE.

Il s'agit en effet pour le Gouvernement de s'assurer à termes de la satisfaction des besoins d'accès à l'électricité et aux solutions d'éclairage moderne en limitant les risques pouvant survenir en phase opérationnelle, avec notamment une pression raisonnable sur les réseaux interconnectés, et une place essentielle pour les solutions individuelles.

Avec près de 31% de la cible à l'horizon 2030, ces équipements d'éclairage moderne permettent en effet d'envisager de façon judicieuse une couverture universelle au bénéfice de l'ensemble de la population malgache.

Leur diffusion nécessitera cependant l'élaboration d'une approche originale de partenariat public-privé gagnant-gagnant.

Dans cette perspective, il devient désormais urgent pour le Gouvernement malgache **de disposer d'un véritable plan directeur d'électrification de Madagascar à l'horizon 2030 fondé sur ce scénario unique**. Ce Plan directeur devra relever au moins sept (7) défis majeurs :

1. Se focaliser sur l'unique scénario de planification retenu pour la SNE, à savoir le scénario économique à bas coût (scénario C low cost), et qui prévoit un taux d'accès de 70% à l'horizon 2030, réparti comme suit : 37% par extension des réseaux (avec prise en compte de technologies allégées en phase de densification hors pôles de développement), 32% par des mini-réseaux et 31% par des solutions individuelles ;
2. Elaborer spécifiquement un modèle de partenariat public-privé gagnant-gagnant en support au déploiement de la diffusion des solutions individuelles ;
3. Actualiser les données socioéconomiques à la base de l'analyse spatiale qui constitue résolument une étape structurante du plan directeur en articulation avec les objectifs globaux de développement économique de Madagascar ;
4. Procéder à une prévision plus fine de la demande, basée sur une exploitation des fichiers commerciaux des opérateurs ADER pour les mini-réseaux, mais aussi de la JIRAMA pour les branchements sur les réseaux interconnectés ;
5. Optimiser plus finement les options d'approvisionnement, notamment sur les aspects de densification, de technologies de distribution allégées, et d'énergies renouvelables pour les mini-réseaux ;
6. Limiter les risques de mise en œuvre de la SNE, en s'assurant de la faisabilité de la mise en œuvre de la composante "réseau", en termes de qualité du service public de distribution de l'électricité sur les réseaux interconnectés, notamment dans les zones rurales ;
7. Décliner aisément ce Master Plan national en 22 Plans Directeurs Régionaux cohérents.

Ce plan directeur sera également l'occasion de l'élaboration d'une stratégie concomitante d'émergence d'un tissu industriel malgache, et visant à maximiser l'internationalisation de la valeur ajoutée dans l'économie de Madagascar, au regard des volumes de matériels électriques indispensables pour la mise en œuvre de la SNE.

La réalisation de ce plan directeur, qui constitue l'axe stratégique n°1 de la SNE, sera menée dans une démarche de renforcement des capacités des cadres malgaches dans la perspective de sa mise à jour aisée au fur et à mesure de son déploiement à l'horizon 2030.

Le Tableau 2 ci-après donne un calendrier indicatif des activités prévues pour la première phase 2018-2023, de la mise en œuvre de la SNE.

Activités	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Activité 1.1. Elaboration du Plan National d'Electrification (PNE)							
Activité 1.2. Définition d'un programme d'investissement pour les phases 2019-2023 et 2024-2030							
Activité 2.1. Création de la Cellule d'exécution de la SNE et désignation des membres							
Activité 2.2. Recrutement d'une Assistance Technique en appui à la Cellule d'exécution							
Activité 2.3. Déclinaison régionale du PNE							
Activité 2.4. Mise à jour régulière du PNE							
Activité 2.5. Coordination multisectorielle des projets d'électrification							
Activité 3.1. Elaboration des TdR pour l'amélioration du cadre institutionnel et réglementaire							
Activité 3.2. Recrutement d'un Consultant pour le cadre institutionnel et réglementaire							
Activité 3.3. Implémentation des propositions d'amélioration du cadre institutionnel et réglementaire							
Activité 4.1. Elaboration des termes de références pour la réforme du FNE							
Activité 4.2. Recrutement d'un Consultant pour la réforme du FNE							
Activité 4.3. Implémentation des propositions de réforme du FNE							
Activité 5.1. Elaboration des termes de références pour la révision des formules tarifaires							
Activité 5.2. Recrutement d'un Consultant pour la révision des formules tarifaires							
Activité 5.3. Implémentation des propositions de révision des formules tarifaires							
Activité 6.1. Atelier international de présentation de la SNE et de mobilisation des PTF							
Activité 6.2. Mobilisation de financements concessionnels (extensions de réseaux/branchements)							
Activité 6.3. Mobilisation des financements au titre du FNE (mini-réseaux/solutions individuelles)							
Activité 7.1. Elaboration de plans de formations							
Activité 7.2. Mise en œuvre du plan de formation							
Activité 8.1. Préconisations de technologies dans le cadre du PNE							
Activité 8.2. Réalisation de projets-tests en chantier-école (mise en œuvre du PNE)							
Activité 8.3. Adoption des normes et standards, diffusion et déploiement							
Activité 9.1. Elaboration d'une stratégie de soutien au branchement des ménages							
Activité 9.2. Déploiement de la stratégie dans le cadre de la mise en œuvre du PNE							
Activité 10.1. Mise en œuvre du PNE							
Activité 10.2. Elaboration d'études relatives à la situation actuelle (base line study)							
Activité 10.3. Monitoring de la SNE							
Activité 10.4. Réalisation d'études d'impacts de la SNE							

Tableau 2: SNE – Calendrier 2018-2023

2. INTRODUCTION

L'accès à l'électrification à Madagascar est aujourd'hui limité. En 2014, le Plan National d'Electricité (PNE) produit par le MEEH estime le taux d'accès en moyenne à 15,02% au niveau national, dont 5,21% en zone rurale et 55,38% en milieu urbain.

Différents facteurs font que ce taux d'électrification est faible, dont entre-autres :

- Le caractère **limité et en état de dégradation** du **réseau interconnecté** :
- La **faible santé financière des parties prenantes** du secteur électrique :
- Les **particularités géophysiques et démographiques** intrinsèques de Madagascar qui rendent complexe et coûteuse l'électrification rurale par extension de réseau.
- L'**absence d'une vision partagée du développement de l'accès à l'électrification**, malgré le contexte de réforme engagé depuis 1999 et la démultiplication d'intervenants qui en a découlé.

Au-delà de ces contraintes et difficultés, plusieurs facteurs positifs existent à Madagascar pour permettre d'augmenter rapidement le taux d'accès à l'électricité du pays. Notons entre autres :

- L'existence d'un **cadre réglementaire** spécifique à l'électrification rurale particulièrement depuis la réforme engagée en janvier 1999 et ayant notamment permis la création de l'ADER et du FNE ;
- L'existence de **nombreux mini-réseaux** dédiés à l'électrification rurale et la présence de nombreux partenaires privés qui viennent compléter l'action de la JIRAMA ;
- L'importance de la **planification du secteur électrique** pour les institutions.
- Le retour des **bailleurs de fonds**.
- La disponibilité de **nombreuses ressources renouvelables** (mini-hydro, soleil, biomasse, vent) dispersées sur le territoire national permettant d'alimenter localement les communautés rurales notamment.
- La **décroissance spectaculaire ces dernières années des coûts des technologies spécifiques** à l'électrification rurale, dont particulièrement celui des panneaux photovoltaïques, des compteurs prépayés, ...
- Le positionnement de grands **groupes industriels** sur le secteur de l'électrification rurale (SCHNEIDER, TOTAL, ENI, GOOGLE...) qui montre que ce secteur n'est plus seulement un axe de responsabilité sociétale mais peut également constituer un business model rentable pour des investisseurs privés.

3. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE DE L'ÉTUDE

C'est dans ce contexte qu'intervient la présente étude, qui vise principalement l'élaboration d'une stratégie d'accès à l'électrification, assortie comme demandée dans les termes de référence d'un plan national d'électrification et d'un programme d'investissement prioritaire à court et moyen terme.

Cette stratégie doit répondre aux questions suivantes :

- Quels sont les objectifs réalistes d'accès à l'électricité pour les années à venir
- Quelle est la stratégie pour arriver à cet objectif ?
 - Quels sont les critères de sélection à intégrer dans la stratégie (priorité aux chefs-lieux administratifs, aux centres économiques, aux populations les plus faibles...) ?
 - Qui fait quoi entre la JIRAMA, l'ADER, l'ORE, le MEEH et comment s'assurer d'une vision commune ?
 - Quelles technologies sont les plus intéressantes (extension de réseau classique, SWER, SWS, SHS, mini-réseau...)
 - Quels sont les principes de financement de l'électrification rurale (Bailleur de fonds, acteur privé, PPP, FNE...)
- Comment mettre en place cette stratégie ? Quelles actions doivent être prises, et par qui, pour permettre une mise en œuvre efficace de cette stratégie.
 - Quels sont les besoins de formation ?
 - Faut-il revoir le cadre réglementaire ?
 - Faut-il revoir la politique tarifaire ?
 - Faut-il organiser des séminaires dédiés aux investisseurs privés ?

Pour y parvenir, le consultant propose une méthodologie en 3 phases :

- Phase I – STRATEGIE (Tâches 1, 2 et 3) ;
- Phase II – PLANIFICATION (Tâche 4.1) ;
- Phase III – PROGRAMMATION (Tâche 4.2)

Cette méthodologie est résumée dans le synoptique ci-dessous :

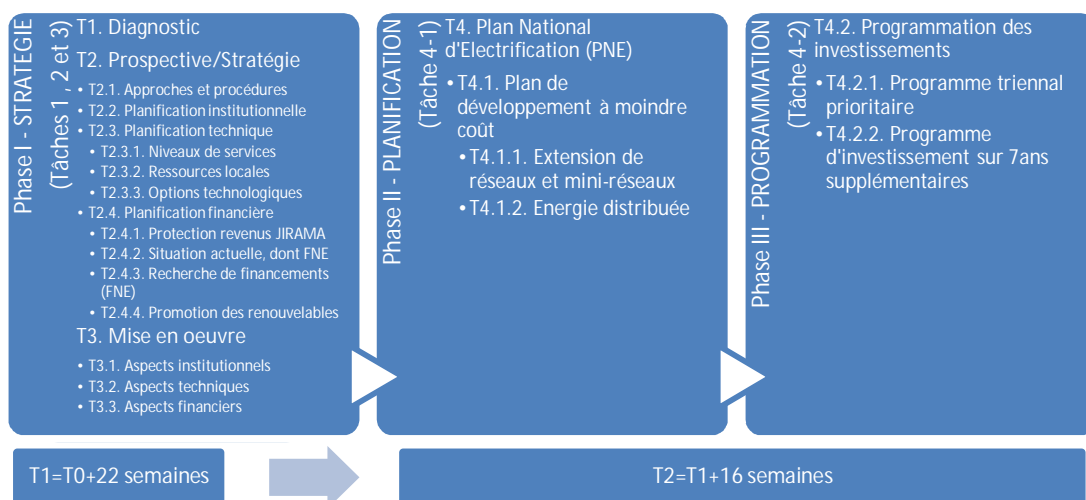


Figure 3: Méthodologie de l'étude

Comme précisé par le Consultant à l'occasion de l'Atelier de lancement, la phase I, au cœur de de cette étude, sera particulièrement marqué par un recours à deux approches méthodologiques complémentaires, à savoir la démarche dite de Planification des Projets par Objectifs (PPO)²⁷ et la Méthode du Cadre logique (MCL)²⁸, utilisées ici de manière simplifiée.

En particulier, la démarche PPO consiste en quatre principales étapes :

5) Diagnostic :

- **L'analyse des parties-prenantes** : il s'agit d'identifier et de caractériser les individus, groupes et institutions qui ont un rapport avec la problématique, afin de déterminer leurs intérêts et points de vue sur la question ;
- **L'analyse des problèmes** : les principaux problèmes sont identifiés et hiérarchisés selon une logique de type **causes-effets**, permettant de construire une arborescence des problèmes, avec différents liens de causalité, et d'ériger un **arbre à problèmes**.

6) Prospective :

- **L'analyse des objectifs** : formulés de manière positive, ces problèmes sont ensuite transformés en objectifs, faisant apparaître des relations de type **moyens-fins** (et non plus causes-effets) dans l'arborescence précédente, établissant désormais un **arbre à objectifs**.
- **L'analyse des stratégies** : l'arbre à objectifs offre dans certains cas plusieurs alternatives pour résoudre les problèmes identifiés, et cette ultime étape permettra d'en retenir une ou plusieurs constituer les stratégies du projet, tenant compte de critères de faisabilité tels que les ressources et capacités disponibles, les priorités des acteurs et bénéficiaires, les facteurs politiques, économiques, sociaux, environnementaux, etc.

La méthodologie PPO est résumée ci-après :

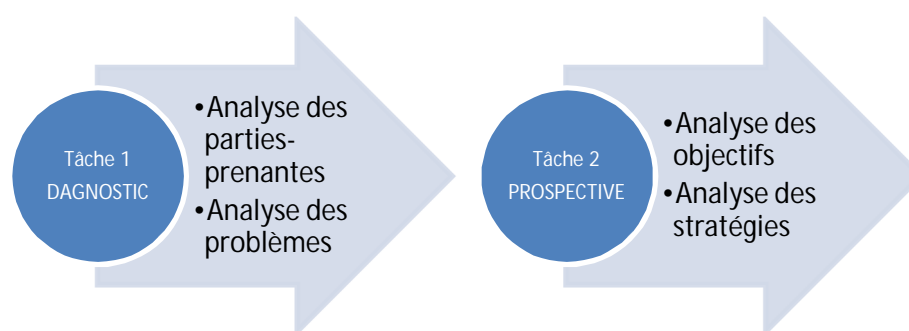


Figure 4: Méthodologie PPO

²⁷ Méthode appelée ZOPP en allemand (Ziel-Orientierte Projekt-Planung), GOPP en anglais (Goal Oriented Project Planning), développée par l'Agence allemande de développement (GTZ) au début des années 80.

²⁸ La méthode du Cadre logique (logical framework), pour laquelle l'Union Européenne a élaboré un manuel pédagogique (http://ec.europa.eu/europeaid/multimedia/publications/manuals-tools/t101_fr.htm), s'avère particulièrement efficace lorsqu'il s'agit de donner une cohérence qualitative et quantitative par niveaux, entre les buts poursuivis et les moyens mis en œuvre dans le cadre d'un projet.

A la suite du rapport de la Tâche 3 qui traitait de la mise en œuvre de la Stratégie Nationale d'Electrification (SNE) à la fois sur les aspects institutionnels, techniques et financiers, ce rapport de Tâche 4 a pour objectif la préparation du Plan National d'Electrification (PNE), en pleine cohérence avec tous les dispositifs de planification et de mise en œuvre de la SNE. Il traite par conséquent des phases II et III de cette étude, qui sont consacrées respectivement à la planification et à la programmation des investissements.

4. PRINCIPALES ORIENTATIONS DE LA STRATÉGIE NATIONALE D'ÉLECTRIFICATION (SNE)

4.1. Objectifs d'accès dans le cadre de la SNE

Dans le prolongement de la NPE, **la SNE vise, dans son scénario de départ, un taux d'accès à l'électricité (ou à une source d'éclairage moderne) de 70% à l'horizon 2030** pour les ménages malgaches. Les analyses technico-économiques amorcées dans le cadre des tâches 2 et 3 relatives à la conception et à la mise en œuvre de la Stratégie, ont déjà permis à ce stade de valider les orientations fixées par la NPE :

- **70% d'extension du réseau interconnecté²⁹** ;
- **20% de mini-réseaux** (avec un mix énergétique à 50% hydroélectrique, 25% diesel, 20% solaire et 5% biogaz à partir de balles de riz) ;
- **10% de solutions individuelles**, dont 5% de Systèmes Solaires Décentralisés (kits solaire) et 5% de lampes solaires.

Cette validation a néanmoins mis en évidence de sérieux défis à relever pour le secteur au regard du diagnostic de la situation actuelle, et relatifs notamment au rythme des nouvelles électrifications et de branchements des ménages, mais aussi aux besoins en termes de renforcement des réseaux interconnectés en production et transport. Afin d'atteindre les objectifs d'accès fixés par la NPE, à savoir 70% à l'échelle du territoire national à l'horizon 2030, les objectifs de desserte (ménages raccordés dans les localités électrifiées) seront par exemple à termes de 80% sur les réseaux interconnectés et de 70% dans les localités raccordées par mini-réseaux.

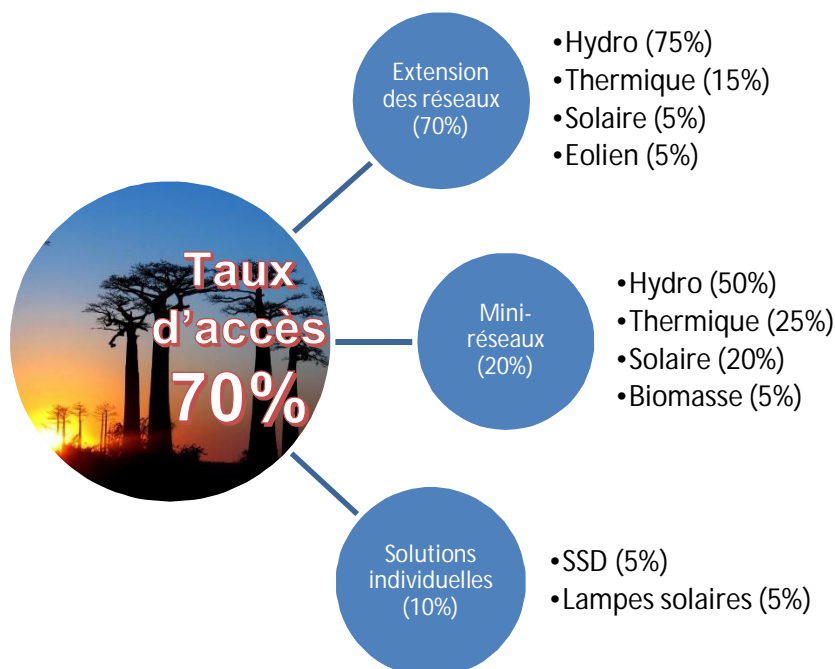


Figure 5: Objectifs de la SNE à l'horizon 2030 (scénario de base)

²⁹ Le mix énergétique escompté à savoir l'hydroélectricité à 75%, le thermique à 15% (à définir en fonction des développements d'hydrocarbure local), l'éolien à 5% éolien, et le solaire à 5% devront être assuré par un Plan Directeur de production à l'horizon 2030 sur les réseaux interconnectés.

Ce scénario de base qui donne une place de choix au réseau (70% des objectifs d'accès) laisse également présager de sérieux efforts à consentir en terme de budgets d'investissement (notamment la part conséquente qui devra être prise en charge par la puissance publique pour les extensions de réseaux), et un risque de renvoyer en fin de période l'électrification de certaines localités relativement éloignées des réseaux existants et pourtant à fort impact économique et social (pôles de développement), de même que l'accès à un service de base pour les ménages des localités les plus isolés.

Autant d'éléments qui militeront en faveur de l'introduction de scénarii alternatifs au scénario de base calé aux orientations de la NPE (voir paragraphe 5.6).

4.2. Arrimage aux niveaux de service du SE4ALL

Les orientations proposées par la SNE tiennent compte des différents niveaux d'accès à l'électricité ou à un éclairage moderne proposés par l'initiative SE4ALL des Nations Unies. Ces différents niveaux de service qui doivent à la fois répondre à la demande des usagers et correspondre à leur capacité à payer, peuvent être satisfaits par plusieurs options technologiques, dont le raccordement aux réseaux interconnectés ou à un mini-réseau, ou encore l'accès à des solutions individuelles telles que des lampes ou kits solaires. Le cadre ci-dessous présente les options technologiques optimales selon le niveau de service attendu par l'utilisateur.

Niveaux de service (Tier)	Niveau 0	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5
Accès à l'énergie	aucun	basique	avancé			
Option technologique optimale	-	Solutions distribuées (lampes solaires)	Solutions distribuées (kits solaires) et mini-réseaux	Mini-réseaux	Mini-réseaux et réseau national	
Types de service	-	Eclairage direct et recharge de téléphone	Eclairage ambiant ET télévision ET ventilation	Niveau 2 ET au moins un appareil de faible puissance	Niveau 3 ET au moins un appareil de puissance moyenne	Niveau 4 ET au moins un appareil de forte puissance
Capacité maximale disponible	-	> 1W	> 20W/50W	> 200W/500W	> 2000W	
Durée	-	> 4h		> 8h	> 16h	> 23h
Accès le soir	-	> 2h		> 3h	> 4h	
Fiabilité	-	Coupures non planifiées			Max. 14 coupures/semaine	Max. 3 coupures/semaine de > 2h

Tableau 3: Niveaux de services du SE4ALL et options technologiques optimales

4.3. Recommandation pour l'élaboration d'un Plan Directeur d'Electrification

La SNE comprend dix (10) axes stratégiques parmi lesquels l'élaboration d'un Plan National d'Electrification (PNE) assorti d'un programme d'investissement en deux phases (2018-2022 et 2023-2030). Conformément aux orientations de la SNE, le PNE donnera une priorité aux pôles de développement et visera un taux d'accès à l'électricité (et aux sources d'éclairage moderne) de 70% à l'horizon 2030.

Ce Plan directeur introduira des technologies/normes allégés et des mesures d'efficacité énergétique particulièrement pour l'éclairage, tel que recommandé par la NPE³⁰. Il identifiera précisément les projets de densification et d'extension des réseaux (49%), de mini-réseaux (14%) et de distribution de solutions individuelles (7%) à l'horizon 2030. Ainsi, le PNE visera 70% de couverture en électricité à l'électricité (et aux sources d'éclairage moderne) à l'horizon 2030, avec cependant un taux d'accès moyen à l'électricité de 80% dans les localités raccordées aux réseaux interconnectés et de 70% dans les localités raccordées à un mini-réseau ou bénéficiant de solutions individuelles d'éclairage, pour son scénario de référence conforme aux orientations de la NPE.

Dans le cadre de ce scénario de référence, le PNE préconisera, pour ce qui est des mini-réseaux (près de 460 projets), le mix énergétique suivant : 50% hydro, 25% diesel, 20% solaire et 5% biomasse. Il comprendra deux composantes : (i) une description détaillée des projets pour la période 2018-2022, avec un objectif de 1000 localités nouvellement électrifiées sur cette première phase quinquennale, et (ii) la définition des investissements sur la période 2023-2030.



Figure 6: Axes stratégiques de la SNE

Dans le prolongement de l'élaboration de la SNE, le présent rapport a pour but de préparer le PNE en pleine cohérence avec tous les dispositifs de planification et de mise en œuvre de la SNE. Il constitue de ce fait une amorce à l'élaboration d'un véritable plan directeur pour l'électrification de Madagascar à l'horizon 2030 dont il ne saurait se substituer.

Dans ce contexte, ce Rapport de Tâche 4 est davantage compris comme un encadrement préalable et sommaire des investissements requis, à la fois du point de vue de l'extension du réseau et des projets hors réseau selon les priorités définies par la SNE, au regard du temps et des moyens consentis pour sa réalisation.

³⁰ 60% des ménages, des commerces et des industries devront adopter des mesures efficaces de consommation électrique.

5. PRÉPARATION DU PLAN NATIONAL D'ÉLECTRIFICATION (PNE)

5.1. Méthodologie générale

La méthodologie proposée par le Consultant est conforme à son offre. Elle consiste successivement aux quatre (4) étapes suivantes :

- Analyse spatiale ;
- Prévion de la demande ;
- Optimisation des options d'approvisionnement ;
- Diffusion des solutions individuelles.



Figure 7: Etapes successives d'élaboration du PNE

Les différentes approches utilisées pour la mise en œuvre de chacune de ces étapes sont développées ci-après.

5.2. Analyse spatiale

5.2.1. Introduction

5.2.1.1. DE LA NOTION DE ZONES SOCIOÉCONOMIQUES HOMOGÈNES

En prélude de cette analyse de priorisation des projets d'électrification, l'approche proposée suggère un découpage du territoire national malgache en zones homogènes sur un plan socioéconomique. Il s'agit en effet d'identifier, dans la perspective à la fois de la présente analyse spatiale et de la prévision de la demande en électricité et éclairage moderne à l'horizon 2030, les territoires pour lesquels les caractéristiques socioéconomiques, dont notamment le pouvoir d'achat et les *capacités à payer* des ménages, peuvent être considérées comme étant relativement similaires ou proches.

L'Enquête Nationale sur le Suivi des Objectifs du Millénaire pour le Développement à Madagascar (ENSOMD)³¹, menée sur la période 2012-2013, offre dans cette optique, des résultats intéressants. En effet, le traitement de données statistiques collectées sur la géographie des revenus agricoles des populations malgaches permet de tirer les enseignements suivants:

- Madagascar est un pays à très fort taux de ruralité (pratiquement 67%), et la population rurale dépend presque intégralement des activités agricoles, d'élevage et de pêche ;
- Le secteur agricole constitue de loin le principal pourvoyeur d'emplois et revenus pour subvenir aux besoins non alimentaires tels que l'accès à l'électricité. Près de 73% des ménages tirent principalement leurs revenus de l'agriculture ;
- Le revenu agricole annuel moyen d'un ménage malgache s'élève à environ 978.000 Ar, soit un revenu mensuel de 81.000 Ar par ménage, dont près de 42% issus du riz ;
- Les régions à forts revenus agricoles sont principalement DIANA, BOENY et ALAOTRA MANGORO ;
- Les régions les plus défavorisées du point de vue des revenus agricoles moyen sont la SAVA, AT SINANANA, ATSIMO-AT SINANANA et ANDROY.

Comme illustré sur la carte de la Figure 8 en page 37, on distingue ainsi globalement quatre (4) zones homogènes en termes de revenus agricoles à Madagascar. Pour chacun de ces territoires qui ne regroupent pas nécessairement des régions adjacentes, ces revenus moyens s'établissent alors comme suit, partant des zones les moins favorisées à celles les plus nanties :

- Zone 1 : moins de 800.000 Ar (très bas) ;
- Zone 2 : de 800.000 à 1000.000 Ar (bas) ;
- Zone 3 : de 1000.000 à 1200.000 Ar (moyen) ;
- Zone 4 : plus de 1200.000 Ar (haut).

Sur la carte de la Figure 8, les couleurs des 22 régions administratives de Madagascar sont d'autant plus foncées que le revenu agricole moyen est élevé.

Cependant, les niveaux de revenus représentés par cette carte traduisent la moyenne observée à l'échelle de la région, sans aucune indication sur l'écart-type correspondant. Autrement dit, des régions disposant de fortes disparités entre les revenus des ménages, notamment celles où l'on observe de trop grands écarts entre les revenus les plus élevés et ceux les plus bas, peuvent au final se retrouver classées parmi les territoires à faibles revenus moyens.

C'est typiquement le cas de zones agroindustrielles comme la Sava, réputée notamment pour la culture de la Vanille, mais où la classe ouvrière pauvre tire la moyenne vers le bas. Idem pour les territoires fortement urbanisés comme Analamanga qui comprend la capitale Tana, et qui ne se retrouvent pas nécessairement dans les zones à fort revenu moyen. Dans ces zones aux revenus moyens qui s'avèrent finalement bas ou très bas, la capacité moyenne à payer un service électrique n'est donc pas nécessairement la plus élevée de l'île.

On constate ainsi que les régions de la bande côtière située à l'est de Madagascar semblent relativement beaucoup moins favorisées que les régions centrales des hauts plateaux ou des régions de plaines et plateaux plus bas de l'ouest du pays.

³¹ ENSOMD 2012-2013, publiée par l'Institut National de la Statistique de Madagascar (INSTAT)

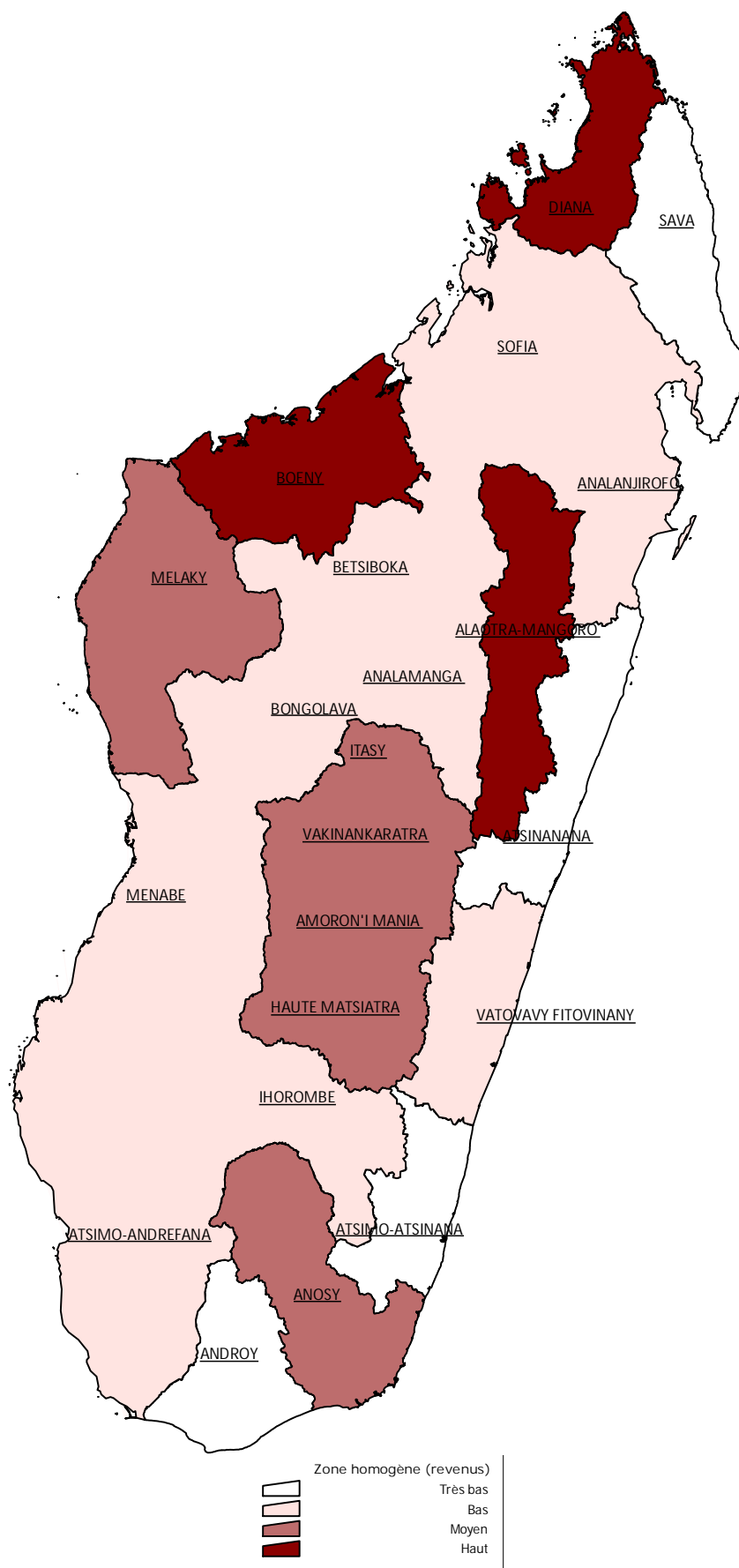


Figure 8: Zones homogènes en termes de revenus agricoles moyens

5.2.1.2. L'ÉLECTRIFICATION AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

La NPE s'inscrit dans le prolongement du Plan National de Développement (PND, 2015-2019) et de son Plan de Mise en Œuvre (PMO). En effet, *la NPE est alignée avec l'objectif énergétique "garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes à un coût abordable pour faire face aux changements climatiques", et avec l'axe stratégique n°3 du PND "croissance inclusive et ancrage territorial du développement", qui vise à un taux d'électrification de 17% en 2019, et une transition vers les énergies renouvelables. La NPE est donc la traduction sectorielle de ces ambitions, tout en permettant de les dépasser dans une vision de plus long-terme (2030)*³².

A la lecture de cet axe stratégique n°3 du PND³³, on comprend qu'au-delà de sa volonté de parvenir à terme à un accès universel à des services énergétiques fiables, durables et modernes, le Gouvernement malgache affiche également une préoccupation essentielle qui va plus loin que le développement des infrastructures électriques, et renvoie à une problématique de **décentralisation et d'aménagement du territoire** : *"La mise en œuvre de cet axe devrait être l'occasion privilégiée d'utiliser au mieux tous les avantages qu'on peut tirer d'une décentralisation effective, s'inscrire dans un processus de structuration de l'espace et se traduire par l'apparition d'espaces de croissance, de zones de solidarité et surtout le renforcement du développement régional et urbain. Ce, à travers l'exploitation optimale des outils d'aménagement du territoire conçus à cet effet et la promotion/attraction des investissements publics et des investissements privés locaux et étrangers"*³⁴.

Il s'agit également d'apporter un soutien aux entreprises dans les secteurs stratégiques et porteurs (tourisme, agriculture dont pêche, industries extractives, BTP, transports et infrastructures stratégiques). Pour le PND, les entreprises seront densifiées, en particulier celles qui sont orientées vers la transformation des produits agricoles.

Pour la SNE, il s'agira donc de donner une priorité aux **espaces de croissance**, qu'il conviendra **d'identifier, de promouvoir et de développer**, en y renforçant les **usages productifs de l'électricité**.

Pour y parvenir, la SNE préconise une méthode de priorisation des projets d'électrification en trois étapes successives :

- La sélection des localités candidates prioritaires pour des projets d'électrification par réseaux ou mini-réseaux (Pôles de développement) ;
- La hiérarchisation de ces localités ;
- L'identification des localités potentiellement isolées, candidates a priori aux solutions individuelles, telles que les kits solaires (SSD) et les lampes solaires.

³² Document d'Etude de la Politique et Stratégie de l'Energie, Ministère de l'Energie, EUEI PDF, 2015.

³³ Dans le cadre de cet axe stratégique n°3, le PND se rattache lui-même aux défis suivants de la Politique Générale de l'Etat (PDG) : Reprise économique / Création d'emplois / Infrastructures, grands travaux, équipements / Efficacité énergétique / Redynamisation du monde rural / Gestion des Ressources Stratégiques / Développement du tourisme / Développement du secteur privé.

³⁴ Plan National de Développement (PND), 2015-2015, page 59.

5.2.2. Sélection des localités candidates prioritaires pour des projets d'électrification par réseaux ou mini-réseaux

5.2.2.1. DE LA NOTION DE PÔLES DE DÉVELOPPEMENT

Un Pôle de Développement peut être défini comme étant un espace où l'habitat et les activités socio-économiques se concentrent pour atteindre une certaine consistance ; il s'agit d'un lieu offrant des opportunités d'équipements sanitaires et éducatifs, mais aussi d'emplois secondaires ou tertiaires, par opposition aux emplois primaires (agricoles), et qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires ruraux (**hinterland**). En zone rurale, un pôle de développement est un "embryon urbain".

Pour caractériser ces localités particulières qui se démarquent ainsi à l'échelle d'un territoire donné du fait de leur relative **attractivité**, c'est-à-dire une certaine capacité à attirer en leur sein les habitants d'autres localités, on introduit un outil d'évaluation spécifique, à savoir **l'IPD, l'Indicateur de Potentiel de Développement**. Construit sous le prisme de l'IDH³⁵, l'IPD mesure en effet la capacité d'une localité à enrayer la pauvreté et à induire une croissance économique significative sur le territoire constitué à la fois par elle-même et par les localités dites de sa "périphérie". Il peut être calculé pour l'ensemble des localités constituant le territoire, et dispose de trois composantes de poids équivalents, proches de celles de l'IDH : (i) l'accès à l'éducation, (ii) l'accès aux soins de santé et, (iii) la productivité économique locale :

$$IPD = 1/3 \sum_{composantes} [\sum_{critères} (poids \times valeur)]$$

Le poids indique le poids relatif du critère considéré. Pour chaque composante, la somme des **poids** relatifs de chaque critère est égale à 1. La **valeur** est celle du sous-critère permettant de mesurer le critère. Elle est comprise entre 0 et 1. La mesure d'un critère peut nécessiter plusieurs sous-indicateurs. Chaque composante de l'IPD (santé, éducation, économie locale) est en effet déterminée à partir de critères choisis par les pays, en tenant compte de la disponibilité des données nécessaires et des orientations du pays en termes d'aménagement du territoire (typiquement, la volonté politique de renforcer le développement des unités administratives).

Ainsi, pour une localité donnée, le fait d'être considérée comme pôle de développement dépend à la fois de la valeur intrinsèque de son IPD compte-tenu des sous-indicateurs retenus pour la mesure des trois critères ci-dessus, et du nombre maximal (N) de pôles à l'échelle du territoire considéré : les localités disposant des (N) meilleurs IPD sont effet les Pôles de développement de ce territoire. La notion de Pôle de développement devient ainsi une notion relative, propre au territoire concerné. Cette relativité est déterminante pour saisir les enjeux locaux de définition des priorités, parfois différentes des priorités nationales et pourtant pertinentes dans un contexte décentralisé.

Les pôles de développement sont ainsi, par définition, les localités prioritaires pour l'électrification, étant entendu que cette électrification bénéficiera non seulement à leurs populations intrinsèques, mais également à l'ensemble des habitants des hinterlands concernés.

³⁵ L'Indice de Développement Humain (IDH) est un indice statistique composite, créé par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) en 1990 pour évaluer le niveau de développement humain des pays du monde. L'IDH se fondait alors sur trois critères : le PIB par habitant, l'espérance de vie à la naissance et le niveau d'éducation.

5.2.2.2. IDENTIFICATION DES PÔLES DE DÉVELOPPEMENT À MADAGASCAR

Dans le contexte de Madagascar, et pour tenir compte de l'orientation pour la décentralisation introduite plus haut au paragraphe 5.2.1.2, l'analyse a été menée à partir des grilles socioéconomiques multisectorielles construites par l'ADER dans le cadre de ses démarches de planification régionales³⁶. Ces grilles ont cependant été harmonisées par zones socioéconomiques homogènes, telles que présentées ci-dessus à la section 5.2.1.1. Sachant que les travaux régionaux menés jusqu'ici par l'ADER permettent de couvrir chacune des zones homogènes, il a en effet été possible d'extrapoler ces différentes grilles à l'ensemble du pays.

La carte de la Figure 9 ci-dessous donne une représentation des **1790 pôles** (environ 10% de l'ensemble des localités dans chacune des zones socioéconomiques homogènes)³⁷, obtenus à l'issue de l'analyse.

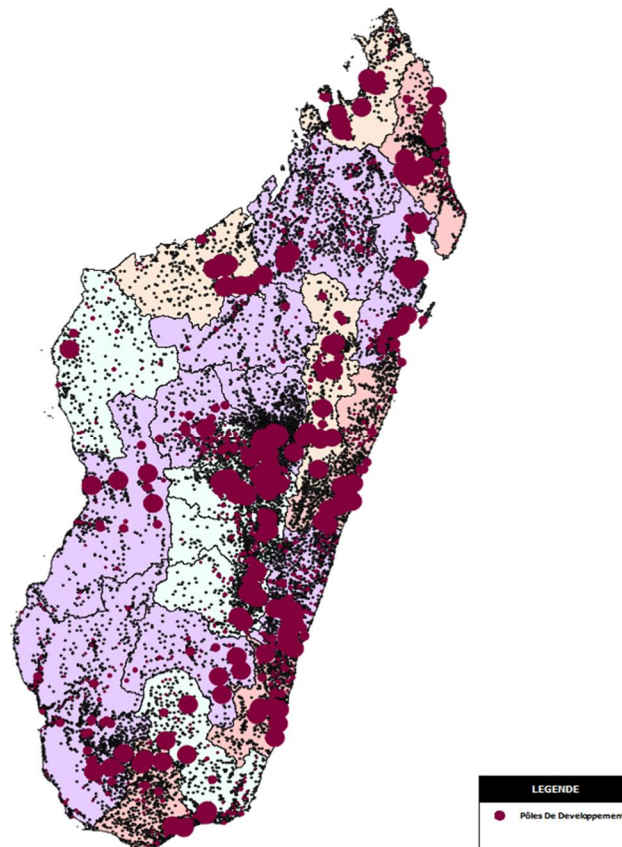


Figure 9 : Pôles de développement et zones socioéconomiques homogènes

³⁶ L'ADER a réalisé des plans indicatifs régionaux dans 14 des 22 régions que compte le pays. Le processus qui vise à termes une couverture du territoire national, a été engagé dès 2009, avec un appui financier de l'actuelle GIZ alors GTZ.

³⁷ Expérience du Consultant.

On constate que sur les 1790 localités identifiées comme pôles de développement, 583 sont d'ores et déjà électrifiées³⁸, comme illustré en jaune par la carte de la Figure 10 ci-dessous.

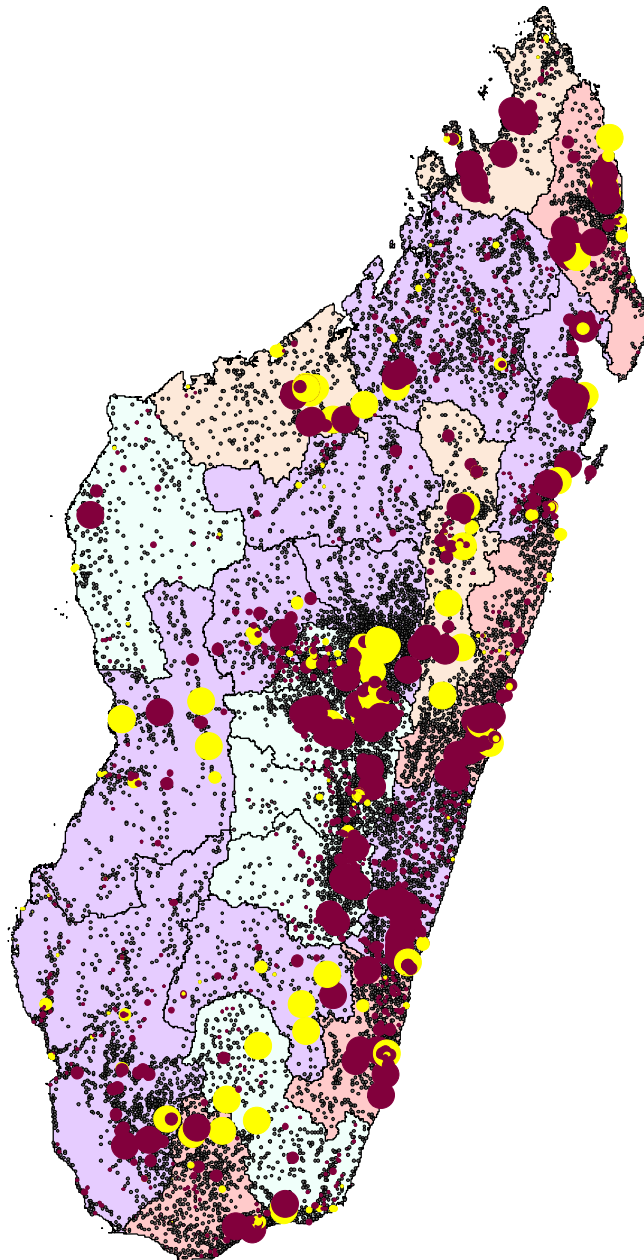


Figure 10 : Etat d'électrification des pôles de développement en 2017

³⁸ Il convient cependant de signaler que cette électrification présente de nombreuses lacunes, telles relevées par le rapport de diagnostic (tâche 1) élaboré dans le cadre de cette étude. Il s'agit notamment d'une faible qualité de service sur les systèmes gérés par la JIRAMA (recours systématique au délestage, surcharge des transformateurs qui font également l'objet de pannes régulières, vétusté des matériels et équipements et manque sensible de travaux de maintenance provoquant des coupures fréquentes, fourniture d'énergie à cause de la vétusté, qualité médiocre de la tension en MT et BT livrée chez les clients, vols fréquents des câbles en exploitation, niveau de pertes très élevés, de l'ordre de 35%), mais aussi d'une proportion élevée de systèmes à l'arrêt dans le cas des localités du périmètre ADER (près de 30% des projets réalisés par l'ADER sont déjà à l'arrêt, moins de dix années après leur mise en service. En proportion, les projets diesel dont plus de la moitié sont à l'arrêt sont les moins fiables). Dans les deux cas (ADER et JIRAMA), l'on relève une faible pénétration de l'électricité dans les localités électrifiées, avec un taux moyen de desserte de l'ordre de 35%. Source : Rapport de la tâche 1 (Evaluation du programme d'électrification en cours).

5.2.3. Hiérarchisation des localités candidates prioritaires pour des projets d'électrification par réseaux ou mini-réseaux

5.2.3.1. DE LA NOTION DE POPULATION DE COUVERTURE

La sélection des pôles étant acquise, il s'agit désormais de les hiérarchiser. Pour un accès du plus grand nombre aux bénéficiaires de l'électrification, la priorité est donnée aux localités qui si elles étaient électrifiées, rayonneraient sur le plus grand nombre de population. Autrement dit, les localités prioritaires sont celles pour lesquelles la **population de couverture**, à savoir le cumul de la population intrinsèque et de la population de l'hinterland, est la plus élevée. L'impact de l'électrification, dont il s'agit ici d'en maximiser les effets économiques et sociaux, ne se mesure donc pas uniquement de manière intrinsèque à la localité électrifiée, mais intègre les bénéfices indirects générés pour l'ensemble des localités de sa périphérie.

Le calcul de la population de couverture repose sur une modélisation gravitaire et probabiliste. En complément de la notion d'**attractivité** introduite précédemment et qui n'est autre que l'IPD de la localité, cette détermination de la population de couverture démarre par un calcul de l'**attraction** A_{ik} effectivement exercée par une localité i sur une localité k distante de d_{ik} , et qui est obtenue par la formule suivante :

$$A_{ik} = IPD_i \cdot (1/d_{ik}^2)$$

On peut ainsi déterminer, sur l'ensemble du territoire, la probabilité P_{ij} qu'une localité j fasse partie de l'hinterland d'une localité i , par la formule ci-dessous :

$$P_{ij} = \frac{\frac{\lambda_i}{d_{ij}^2}}{\sum_k \frac{\lambda_k}{d_{kj}^2}}$$

Cette probabilité d'attraction d'un Pôle i sur une localité j basée sur le modèle compétitif de Huff, est ainsi déterminée en établissant le rapport entre d'une part l'attraction absolue de ce Pôle sur la localité j , et d'autre part la somme des attractions des différents Pôles sur j , afin de tenir compte de la concurrence qui peut s'exercer entre les Pôles. Ainsi, pour toutes les localités j du territoire, il existe une probabilité P_{ij} non nulle, donnée par la formule précédente, qu'un habitant de cette localité se déplace vers le pôle i , à la recherche d'un service quelconque.

In fine, la population de couverture de la localité i est ainsi la somme des populations des localités du territoire concernée, affectées chacune de la probabilité qu'elles soient attirées par la localité i .

$$POP_{cov_i} = \sum_j P_{ij} \times POP_j = \sum_j \frac{\frac{\lambda_i}{d_{ij}^2}}{\sum_k \frac{\lambda_k}{d_{kj}^2}} POP_j$$

Aussi, pour un pôle i donné, le lieu géographique des localités j pour lesquelles le pôle i exerce la même influence (probabilité d'attraction identique) peut ainsi être déterminé aisément par la résolution d'une équation mathématique pour chaque valeur de P_{ij} . Cette zone d'égale probabilité d'attraction détermine ainsi les contours d'une frontière d'attraction du pôle sur l'ensemble des localités j contenues dans le périmètre ainsi fixé.

5.2.3.2. HIÉRARCHISATION DES PÔLES DE DÉVELOPPEMENT À MADAGASCAR

L'approche proposée donnant la priorité aux pôles disposant de la meilleure *population de couverture*, les **1790 pôles de développement** identifiés précédemment ont ainsi été classés sur la base de cette population de couverture. La démarche présente l'avantage d'un ciblage prioritaire des projets d'électrification induisant un meilleur impact économique et social sur les territoires concernés, et se démarque par conséquent des approches classiques qui suggèrent souvent des critères simplistes de priorisation tels que la seule taille des localités et/ou leur statut administratif.

Comme l'illustre le cas de la région de Sava représenté ci-dessous par la carte de la Figure 11, on constate que ces résultats sont, en effet, parfois contre-intuitifs : la localité de Sambava centre, pourtant chef-lieu de la Région, n'apparaît pas nécessairement comme le pôle le plus important, tandis qu'une localité comme Ambodimanga I, dont la population intrinsèque est de 2370 habitants, est propulsée parmi les pôles les plus importants de la région, avec une population de couverture de près de 35.500 habitants.

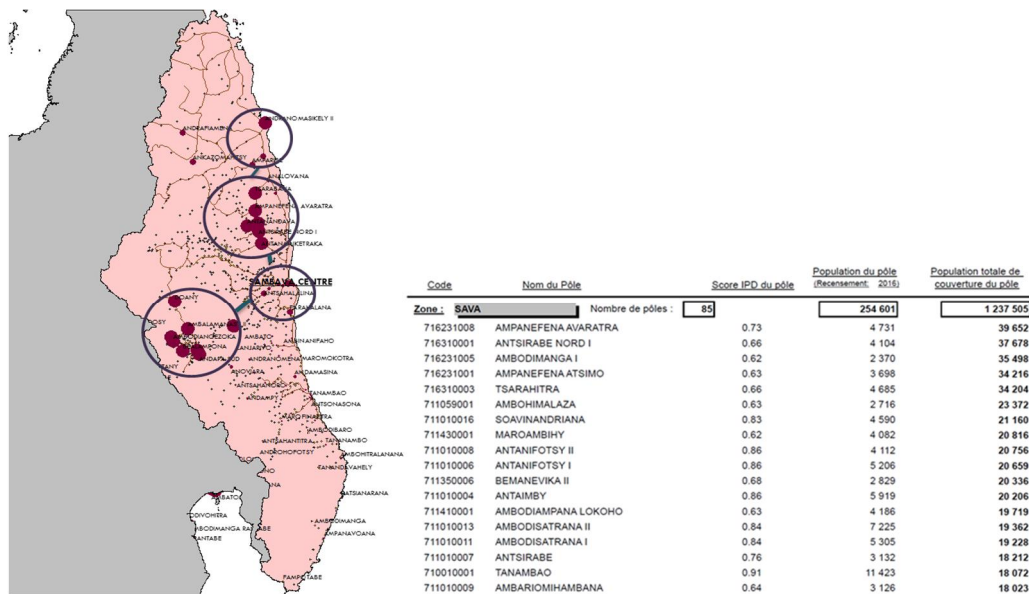


Figure 11 : Illustration des pôles de développement dans la SAVA

5.2.4. Identification des localités isolées des pôles de développement et candidates prioritaires aux solutions individuelles

5.2.4.1. DE LA NOTION DE POTENTIEL D'ACCESSIBILITÉ

Relativement à un territoire donné, les localités les plus éloignées des principaux pôles et qui ne bénéficieront pas d'une électrification "conventionnelle" (réseau ou mini-réseau) à l'issue du processus d'optimisation à moindre coût, constituent la cible prioritaire des solutions individuelles (énergies distribuées), programmes de pré-électrification tels que la diffusion de lampes solaires pour l'éclairage, la diffusion de kits solaires, l'installation d'équipements de force motrice pour des activités productives, ou toutes autres solutions individuelles qui seront retenues par le Gouvernement.

La modélisation précédente permet d'identifier aisément ce portefeuille de localités, qui seraient donc a priori candidates aux solutions individuelles pour autant qu'elles ne se retrouvent pas opportunément dans une grappe électrique à l'horizon de la planification³⁹.

Il suffit alors de déterminer, en tous points j du territoire, la qualité de l'accessibilité aux infrastructures d'éducation et de santé, ainsi qu'aux opportunités économiques disponibles au niveau des k pôles de développement du territoire : c'est le **potentiel U_j** , qui n'est rien d'autre que la somme des attractions exercées par chacun des k pôles du territoire sur la localité j .

$$U_j = \sum_k \frac{IPD_k}{d_{kj}^2}$$

³⁹ Une localité ainsi isolée du point de vue de l'analyse spatiale pourrait en effet contribuer opportunément à l'optimisation technico-économique de l'électrification d'un pôle de développement dans le cadre du processus itératif de minimisation du coût actualisé du kWh, et bénéficier ainsi incidemment d'un service électrique continu.

5.2.4.2. APPLICATION À MADAGASCAR

La carte ci-dessous donne ainsi une localisation des poches potentielles de distribution de solutions individuelles telles que les kits solaires. Il s'agit des localités (points noirs) situées en dehors des zones délimitées par les lignes vertes, au-delà desquelles les potentiels d'attraction U_j sont relativement des plus faibles, les pôles de développement étant représentés tâche de couleur violette.

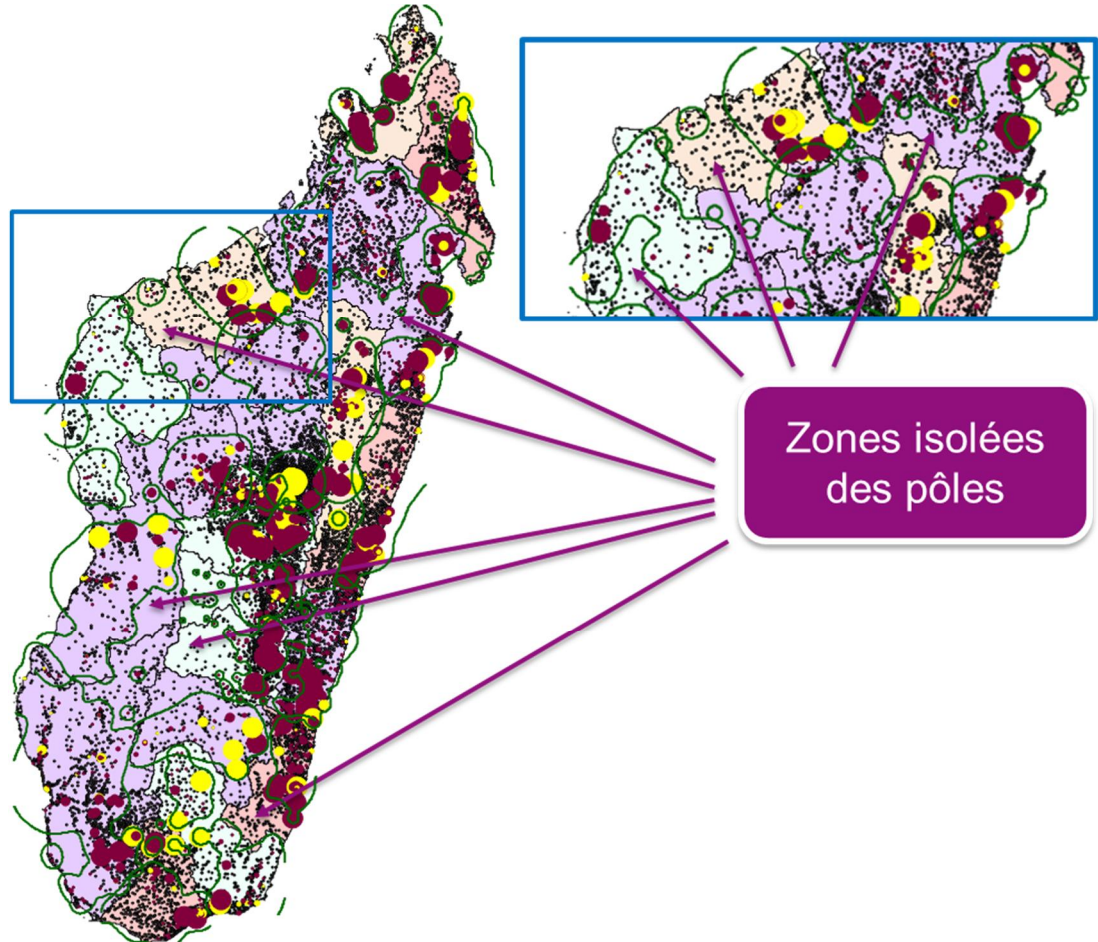


Figure 12 : Identification des localités isolées des pôles et candidates a priori aux solutions individuelles

5.3. Prédiction de la demande

5.3.1. Hypothèses et paramètres de prédiction de la demande

Les simulations d'encadrement du PNE sont basées sur une prédiction de la demande établie à l'horizon 2030, moyennant des paramètres et hypothèses en annexe, avec dans le cas du réseau un service 24h/24 et un service de 10h pour les mini-réseaux hors petite hydro. Ils tiennent compte de l'objectif de taux d'accès de 70% escompté par la NPE à cet horizon.

Ces hypothèses et paramètres s'inspirent de ceux utilisés par l'ADER dans le cadre de l'élaboration des plans directeurs régionaux d'électrification⁴⁰. Cependant, certaines de ces hypothèses ont été jugées élevées par le Consultant au regard de son expérience, dans la perspective d'une extrapolation aux quatre zones homogènes telles que rappelées en section 5.2.1.1 précédente, d'autant plus en les comparant aux hypothèses et paramètres tirés des analyses réalisées par le MEEH dans le cadre de l'élaboration de la NPE⁴¹. Une analyse croisée des hypothèses et paramètres de l'ADER avec ceux finalement retenus dans le cadre de cette étude est proposée en annexe, de même que quelques paramètres sur la base desquels la NPE a été élaborée.

5.3.2. Méthodologie

La méthodologie proposée pour l'analyse de la demande solvable (besoins domestiques, professionnels, collectifs, etc.), repose sur trois principales étapes :

- La segmentation du marché de l'électricité ;
- La modélisation de la charge ;
- L'analyse prévisionnelle de la charge à l'horizon 2030.

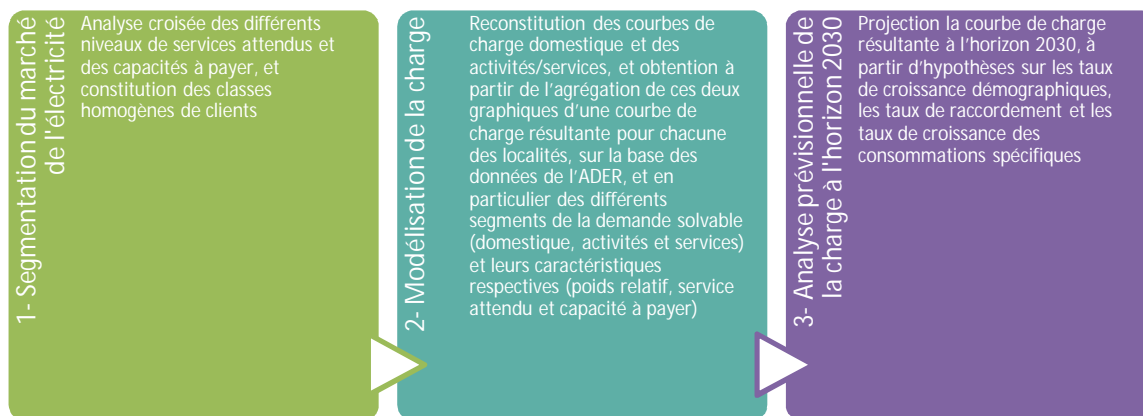


Figure 13: Etapes successives de l'analyse prévisionnelle de la demande

⁴⁰ Etudes menées par l'ADER dans les 14 Régions suivantes : Alaotra-Mangoro, Anamalanga, Amoron'i Mania, Anosy, Atsiananana, Boeny, Bongolava, Diana, Itasy, Ihorombe, Sava, Sofia, Vatovavy Fitovinany, Vakinankaratra

⁴¹ Annexes du Document d'Etude de la Politique et Stratégie de l'Energie, Ministère de l'Energie, EUEI PDF, 2015.

5.3.2.1. SEGMENTATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

A cette étape, il s'agit d'effectuer une analyse croisée entre les différents niveaux de services attendus et les différents niveaux de capacité à payer, de manière à constituer des classes homogènes de clients (poids relatif, service attendu et capacité à payer). La démarche s'appuie sur plusieurs outils d'analyses statistiques, tels que la classification en nuées dynamiques.

5.3.2.2. MODÉLISATION DE LA CHARGE

Sur la base des données recueillies auprès de l'ADER et ajustées conformément aux hypothèses et paramètres propres à cette étude, et en particulier des différents segments de la demande solvable (domestique, activités et services) et leurs caractéristiques respectives (poids relatif, service attendu et capacité à payer), la démarche consiste à cette étape en la reconstitution des courbes de charge domestique et des activités/services (explication horaire de la charge selon les classes identifiées mais aussi selon les différents usages)⁴² et en l'obtention à partir de l'agrégation de ces deux graphiques, d'une courbe de charge résultante pour chacune des localités.

Pour autant que les données correspondantes soient disponibles, l'analyse prend également en compte les demandes dites spécifiques, et correspondant aux usages productifs nécessitant des puissances importantes mais non nécessairement situés à l'intérieur des localités.

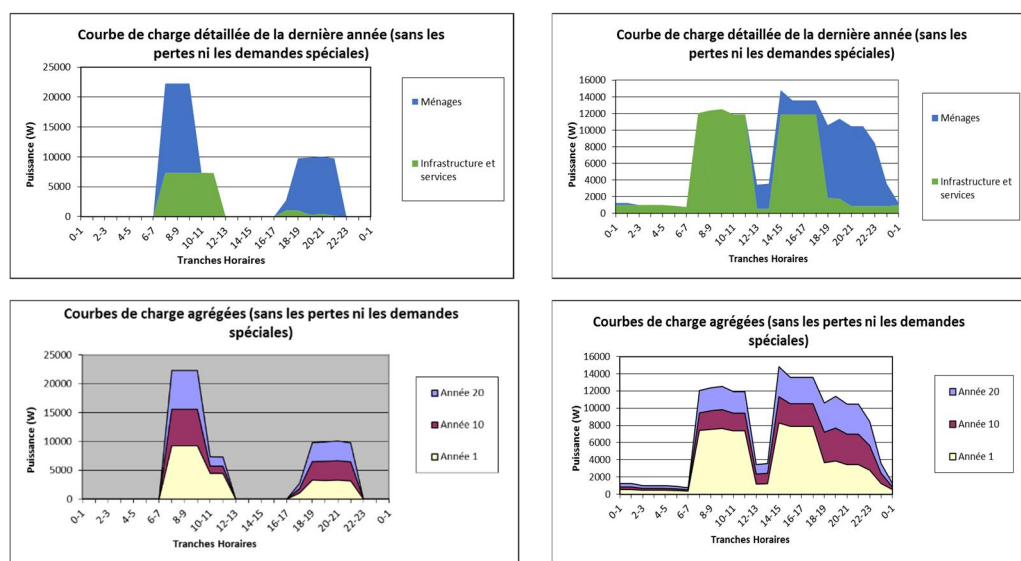


Figure 14 : Illustration de courbes de charge journalière dans une localité de la zone 1 (Ambalambato, 537 habitants, Région Sava) et de la zone 4 (Bedidy, 1148 habitants, Région d'Alaotra Mangoro)

⁴² Prise en compte des besoins en puissance et énergie exprimés par l'administration et les services publics (éclairage public, locaux administratifs, services sociaux tels que les centres de santé, les écoles, etc.), mais aussi par le secteur économique local (recensement des activités économiques susceptibles de consommer de l'énergie électrique et estimation de leurs besoins en puissance, énergie et type d'usage à travers la demande actuelle et l'envergure de chaque activité. Ce volet concerne essentiellement les secteurs de l'agriculture, de l'agro-industrie, du commerce, de l'artisanat et de la petite industrie).

5.3.2.3. ANALYSE PRÉVISIONNELLE DE LA DEMANDE À L'HORIZON 2030

A partir d'hypothèses sur les taux de croissance démographiques, les taux de raccordement et les taux de croissance des consommations spécifiques, une projection de cette courbe de charge est obtenue à l'horizon de la planification, à savoir 2030. L'ensemble des hypothèses proposées est disponible en annexe. Ci-dessous pour illustration les hypothèses d'évolution du taux de raccordement des ménages et infrastructures.

Années	1	1-8	8	8-13	13	
					Réseaux	Mini-réseaux
Taux de Raccordement						
Ménages	50%	-	70%	-	80%	70%
Infrastructure et services	65%	-	100%	-	100%	100%
Taux de croissance						
Ménages	-	4%	-	2%	-	-
Infrastructure et services	-	4%	-	4%	-	-

Tableau 4: Hypothèses d'évolution du taux de raccordement des ménages et infrastructures

5.3.3. Illustration des résultats obtenus

Les résultats détaillés de prévision de la demande dans les localités sont donnés en annexes. Ci-après quelques cartes illustratives.

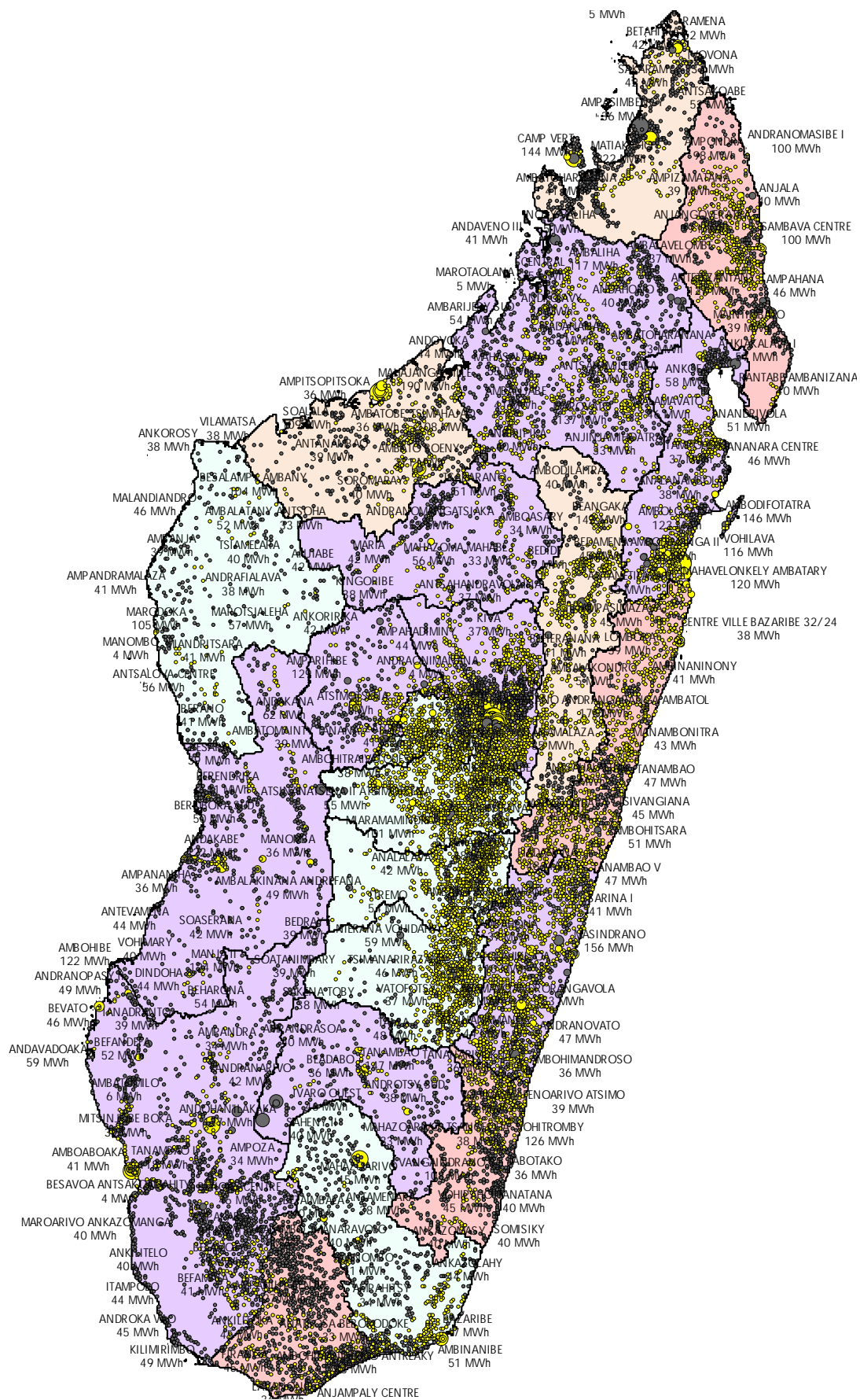


Figure 15 : Projection de la demande (MWh) (2018-2030)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

POINTE / DEMANDE PAR REGION
A L'HORIZON 2030



Figure 16 : Puissance de pointe et demande (MWh) par Région à l'horizon 2030

5.4. Optimisation des options d’approvisionnement

5.4.1. Principes fondateurs

L’optimisation des options technologiques pour l’alimentation d’une localité donnée repose sur **trois grands principes, tirés des orientations politiques de la NPE** :

- 1) **Moindre coût** : principe fondamental de la NPE, les options technologiques qui seront retenues seront celles pour lesquelles les coûts actualisés sont les plus faibles par rapport aux bénéfices économiques emportés ;
- 2) **Priorité au réseau et aux énergies renouvelables, avec une place spéciale pour l’hydroélectricité** : bien que la NPE affiche sa neutralité technologique a priori à travers le principe de moindre coût, l’on note à l’analyse des orientations fixées quant au mix énergétique visé à l’horizon 2030, que le taux d’accès de 70% ciblé sera expliqué à 70% par le réseau, à 20% par les mini-réseaux et 10% par des solutions individuelles. De plus, si les énergies renouvelables représenteront 85% du mix énergétique en 2030 tel qu’envisagé par la NPE, on relève que l’hydroélectricité représentera à elle-seule 62,5% de ce mix : 75% pour l’alimentation des réseaux interconnectés (70% de l’objectif) et 50% pour les mini-réseaux (20% de l’objectif). La SNE recommande ainsi que les pôles de développement soient préférentiellement raccordés au réseau pour assurer une disponibilité en qualité et en quantité de l’énergie nécessaire notamment pour les activités économiques de production, transformation et de conservation des produits agricoles, et secondairement par un mini-réseau alimenté si possible par de l’hydroélectricité ;
- 3) **Justice sociale** : la NPE introduit à juste titre la notion de *service d’éclairage moderne* en lieu et place de *service d’électricité*. Ainsi, pour les ménages qui ne peuvent pas être connectés à un réseau ou à un mini-réseau, des lampes solaires et systèmes photovoltaïques individuels sont économiquement et financièrement viables. La NPE fixe à 10% la part des usagers qui seront ainsi alimentés en énergie moderne, dont 5% par le biais de Systèmes Solaires Décentralisés (SSD) et 5% via des lampes solaires, par équilibrages territoriaux successifs, au fur et à mesure de la mise en œuvre de la SNE.

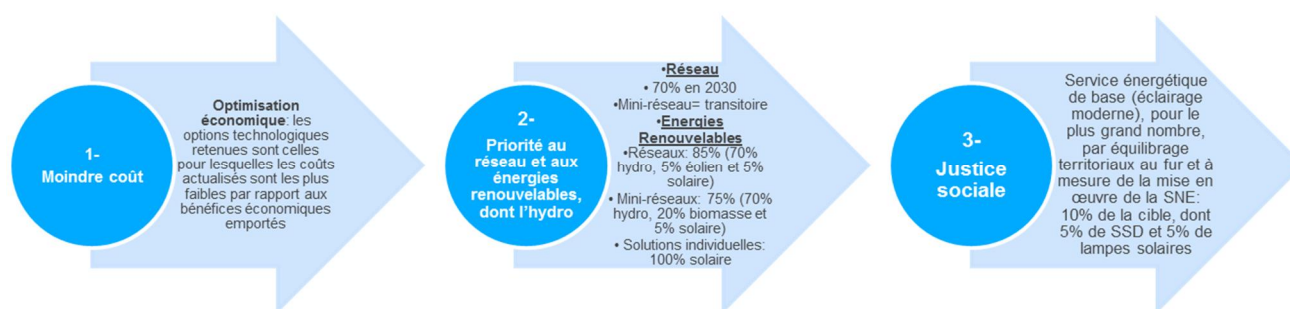


Figure 17: Principes fondateurs de la priorisation des projets d’électrification

5.4.2. Démarche préconisée

La démarche d'optimisation consiste en trois étapes successives :



Figure 18: Étapes successives d'optimisation de l'accès à l'électricité

- 1. Densification du service électrique dans les localités déjà électrifiées** : étant donné le faible taux de pénétration de l'électricité dans les localités d'ores et déjà électrifiées (en moyenne 35%), la densification pourrait permettre d'atteindre, à moindre coût, jusqu'à 14% des objectifs d'accès par le réseau qui sont de 49%. Elle constitue un axe stratégique majeur pour l'atteinte des objectifs d'accès à l'échelle nationale ;
- 2. Nouvelles électrifications** : elles reposent sur une analyse prévisionnelle de la demande en électricité des localités non électrifiées, et concernent d'une part l'extension des réseaux, et d'autre part le développement de grappes en mini-réseaux, dans le respect de contraintes technico-économiques. La NPE recommande un maximum de 20% de desserte via des solutions de type mini-réseaux à l'horizon 2030 ;
- 3. Solutions distribuées** : elles sont destinées prioritairement aux localités isolées spatialement et identifiées selon l'approche présentée au paragraphe 5.2.4.2 précédent, et n'ayant pas été retenues opportunément pour une des options d'électrification ci-avant. Elles seront utilisées comme *variable d'ajustement* pour atteindre à la fois les objectifs d'accès visés à l'horizon 2030, quitte à nécessiter, du point de vue de puissance publique, des efforts financiers relativement plus élevés par ménages ainsi desservis, dans un esprit de justice sociale.

5.5. Densification dans les localités déjà électrifiées

5.5.1. Principe général

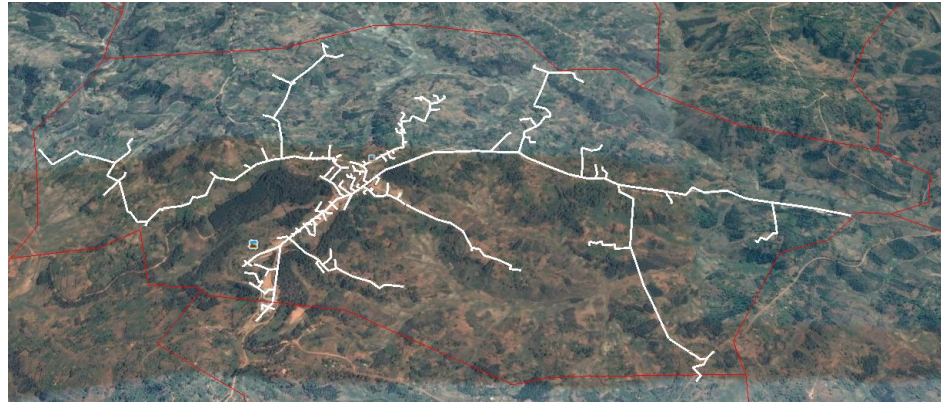
Les technologies utilisées pour les densifications seront a priori celles qui ont actuellement cours, et évaluées par un benchmarking.

Il s'agit d'extension/densification de réseau BT dans les localités rurales déjà électrifiées et d'extension/densification de réseau MT dans les centres urbains possédant plusieurs postes MT/BT.

Il s'agit de définir les besoins en investissements en infrastructures MT et BT sous forme globale. Ces évaluations consistent en une enveloppe d'investissement précisant par localité le budget global MT et BT et également une estimation des km de ligne BT, km de ligne MT, nombre de cabine, nombre de branchements...

Ces estimations peuvent être effectuées de deux façons différentes :

1. **Pour les localités ne disposant pas de réseau MT**, l'estimation en infrastructure BT est faite sur base d'un échantillon de localités représentatives. Ces localités sont alors étudiées en détail pour catégoriser les types de localités (concentrée, dispersée, longitudinale...), ainsi que les infrastructures typiques par branchement pour chaque type. Ces infrastructures typiques seront utilisées pour estimer les infrastructures BT de l'ensemble des localités à densifier.



Gakonko Burambi					charge (kW)	44
v	1	Population 2030	2321		répartition homogène?	hypothèse homogène
d	0.9	croissance à consi	1.0934245		conso annuelle (kWh)	229790
f	0.877	L	3.47 km/km ²		nombre ménages à raccorder	289
e	1.5	L tot	23.11 km		nombre abonnés domestiques	145
nombre départs BT k	4				nombre abonnés admin	26
mu(MV/LV)	0.3005202	M	0.16 km/km ²		nombre abonnés commerces	30
mu(LV clients)	30.352543	M tot	1.09 km		nombre abonnés industriels	1
theta	1				superficie (km ²)	6.655126155
		L + M tot	24.20 km		densité de consommateurs	30.35254258
# MV/LV cab	2				nombre transfos nécessaires	2
LV clients	202	L one feeder tot	2.89 km		taille transfo (kW)	60
		M one feeder tot	0.14 km		longueur MT nécessaire (km)	0
S (deg)	0.0005391	One feeder total	3.02 km		longueur BT nécessaire (km)	24.20
S (km ²)	6.6551262				nombre départs BT	4
		distance centroide	2.174964			
clients/départs	25.25					
conso annuelle (kWh)	229790					
P total	44 kW					
					eta	0.3333333
					chute de tension par km (V)	14.38202764
					Longueur à considérer chute de tension (km)	1.099247372
					Chute tension	15.80940609
					Admissible?	oui
P par client	0.2201018 kW					
P par départ	5.557571 kW					
Admissible?	oui					
35 mm ²	14250.7 €/km	Coût transfo	13452			
	433030.46 €	Coût raccordermer	74740			
	2143.7151 €/ client BT					
	53.592878 €/client BT/ an					
	4.4660732 €/client BT/ mois					

Figure 19: Illustration de la définition des besoins en investissements en infrastructures MT et BT pour les localités ne disposant pas de réseau MT

2. **Pour les localités possédant un réseau MT** telles que Tana et certaines villes de l'intérieur, un modèle plus détaillé est proposé à l'aide de l'outil Smart Sizing. Cet outil va étudier le réseau de distribution dans son ensemble afin d'y minimiser la somme des coûts d'investissement, d'exploitation et des pertes techniques. Les réseaux sont optimisés globalement, c'est-à-dire en tenant compte explicitement des interactions entre les différents plans de tension en plus de diverses contraintes d'exploitation, tout en minimisant les coûts d'investissement et des pertes sur l'ensemble des structures considérées.

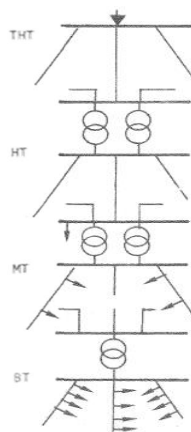


Figure 20: Schéma de principe des réseaux de distribution considérés avec l'outil Smart Sizing

La figure suivante illustre la recherche de la solution optimale minimisant le coût total (TOTEX) composé des coûts d'investissement dans les équipements (CAPEX) et le coût des pertes (OPEX).

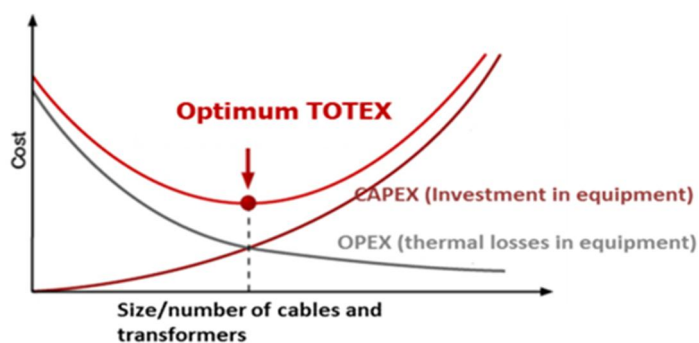


Figure 21: Niveau d'investissement optimum permettant de réduire le coût total du système

5.5.2. Approche simplifiée dans le contexte du PNE

La méthode générale présentée ci-dessus nécessite des niveaux de données et des besoins de temps inconséquents à cette étape d'élaboration du PNE. Une approche simplifiée a ainsi été développée pour encadrer les besoins en investissement afin d'atteindre les objectifs de densification.

Le coût d'investissement comprend le coût des lignes pour le raccordement de nouveaux abonnés dans les localités électrifiées, les transformateurs MT/BT nécessaires, ainsi que les compteurs.

La différenciation entre l'urbain et le rural est importante en raison des hypothèses différentes à prendre en compte selon le milieu dans lequel la densification sera effectuée.

5.5.3. Résultats obtenus

5.5.3.1. TAUX D'ACCÈS ATTEINT

La densification concerne l'ensemble des localités déjà électrifiées et qui font état d'un taux de pénétration (desserte) de l'ordre de 35% en moyenne⁴³. Dans le cadre des simulations effectuées pour le PNE sur la base du modèle simplifié présenté ci-avant, il s'agit donc de porter ce taux de desserte à 80% à l'horizon 2030.

Dans la base de données qui a servi de support aux simulations, ce sont ainsi 1134 localités (dont 583 pôles de développement) pour un total brut de 5.197.780 habitants en 2017, dont près de 67% en milieu urbain, qui bénéficieront de cette densification.

	2017
Population couverte	5 197 780
Pop couverte urbain	3 462 438
Pop couverte rural	1 735 342
Taux de desserte moyen	35%

Tableau 5: Population couverte et taux de desserte moyen en 2017

La densification dans les localités déjà électrifiées a été envisagée à l'horizon 2030, soit une moyenne de 87 localités par an et une cible potentielle de 1.488.533 habitants en 2030.

Avec une hypothèse de desserte fixée en 2030 à 80% sur les réseaux interconnectés et à 70% sur les mini-réseaux, la densification dans les localités électrifiées contribuera ainsi pour 15% au taux d'accès de 70% visé par la NPE en 2030 (21% des objectifs), dont 14,1% dans les localités JIRAMA et 0,9% sur les mini-réseaux existants.

En milieu urbain, des lignes de réseau MT et BT ont été considérées. La longueur totale estimée des lignes pour la densification d'ici 2030 a été estimée en calculant le nombre d'abonnés MT et BT à cet horizon multiplié par la longueur moyenne de lignes MT et BT nécessaire pour raccorder un abonné MT ou BT. Ces longueurs totales de lignes MT et BT représentent un coût total d'investissement de lignes obtenu par les coûts unitaires de ces lignes. Des transformateurs MT/BT ont également été pris en compte, ce pour un nombre donné par taille de localité. Enfin, des compteurs pour chaque abonné sont également repris dans le coût d'investissement total de densification.

⁴³ Il s'agit ici des statistiques commerciales de la JIRAMA et des opérateurs ADER, qui ne prennent donc pas en compte les phénomènes de branchements frauduleux en cascade, qui sont une pratique observée tout particulièrement en milieux périurbains mais aussi ruraux, en raison des contraintes (à la fois de coûts et de procédures) inhérentes à l'obtention d'un branchement pour de nombreux ménages. La SNE prévoit tout un axe stratégique qui fera la promotion des branchements réguliers, y compris pour des ménages à faibles revenus, afin non seulement d'éradiquer ce phénomène mais plus encore de maximiser les taux de connexion pour atteindre les objectifs ambitieux escomptés en terme d'accès des ménages à l'électricité.

En milieu rural, seules des lignes BT ont été prises en compte. De nouveaux abonnés en MT n'ont pas été considérés car il a été supposé que ces abonnés sont électrifiés en premier lors de l'électrification d'une nouvelle localité. Cette phase étant la phase de densification de localités rurales déjà électrifiées, tous les usagers en MT sont déjà couverts. La même méthodologie que celle en milieu urbain s'applique, hormis la prise en compte des abonnés MT et donc des lignes MT, transformateurs MT/BT et compteurs MT.

Ci-dessous la ventilation de la cible de densification entre la JIRAMA et l'ADER :

	2017	2030
Population couverte	5 197 780	7 442 664
Population couverte JIRAMA	4 900 496	7 016 985
urbain	3 312 331	4 742 903
rural	1 588 165	2 274 082
Population couverte ADER	297 284	425 679
urbain	150 107	214 937
rural	147 177	210 742
Taux de desserte		
JIRAMA	35,00%	80,00%
ADER	35,00%	70,00%
Population desservie	3 534 397	5 954 131
JIRAMA	1 715 174	5 613 588
urbain	1 159 316	3 794 322
rural	555 858	1 819 266
ADER	104 049	297 975
urbain	52 537	150 456
rural	51 512	147 519
Cible potentielle pour la densification		4 092 340
JIRAMA		3 898 414
urbain		2 635 006
rural		1 263 408
ADER		236 494
urbain		97 919
rural		96 007

Tableau 6: Ventilation de la cible potentielle de la densification entre JIRAMA et ADER

Il est également intéressant de distinguer cette densification entre les pôles de développement et les localités de l'hinterland (voir plus loin, la section 6.2.1 consacrée à la programmation budgétaire avec la prioritaire donnée aux pôles). Tous les pôles concernés par la densification sont dans le périmètre de la JIRAMA :

	2017	2030
Population couverte	5 197 780	7 442 664
Population couverte POLES	3 710 078	5 312 434
urbain	3 120 557	4 468 303
rural	589 521	844 131
Population couverte HINTERLAND	1 487 702	2 130 230
urbain	341 881	489 537
rural	1 145 821	1 640 693
Population desservie	1 298 527	5 954 131
POLES	1 092 195	4 249 947
urbain	206 332	3 574 642
rural	520 696	675 305
HINTERLAND	119 658	745 580
urbain	401 037	171 338
rural	1 298 527	574 242

	2017	2030
Cible potentielle pour la densification		4 092 340
POLES		2 951 420
urbain		2 482 447
rural		468 972
HINTERLAND		1 140 920
urbain		250 477
rural		890 443

Tableau 7: Ventilation de la cible potentielle de la densification entre Pôles et hinterland

5.5.3.2. BUDGETS D'INVESTISSEMENTS REQUIS

Les hypothèses et paramètres de coûts à la base de ces analyses sont présentés en annexe. Les investissements résultants sont donnés par le tableau ci-dessous :

Périmètre	Milieu	Nombre d'abonnés	Total (AR)		CAPEX/Abonné
			Milliards AR	Million US\$	US\$
JIRAMA					
	Urbain	548 960	205	64	117
	Rural	263 210	305	95	362
	Total	812 170	510	159	196
ADER					
	Urbain	20 400	8	2	117
	Rural	20 002	23	7	362
	Total	40 401	31	10	238
NATIONAL					
	Urbain	569 359	213	67	117
	Rural	283 211	328	103	362
	Total	852 571	540	169	198

Tableau 8: Budget d'investissement pour la densification entre JIRAMA et ADER

Le tableau ci-dessous opère une déclinaison de ce budget de **169 MUS\$** entre les Pôles et l'hinterland :

Localités	Milieu	Nombre d'abonnés	Total (AR)		CAPEX/Abonné
			Milliards AR	Million US\$	US\$
POLES					
	Urbain	517 177	193	60	117
	Rural	97 703	113	35	362
	Total	614 879	306	96	156
HINTERLAND					
	Urbain	569 359	19	6	117
	Rural	283 211	215	67	362
	Total	852 571	234	73	308

Localités	Milieu	Nombre d'abonnés	Total (AR)		CAPEX/Abonné
NATIONAL					
	Urbain	569 359	213	67	117
	Rural	283 211	328	103	362
	Total	852 571	540	169	198

Tableau 9: Budget d'investissement pour la densification entre Pôles et localités de l'hinterland

5.6. Analyse des scénarii pour les nouvelles électrifications et solutions individuelles

5.6.1. Critères d'optimisation technico-économique

5.6.1.1. EXTENSION DU RÉSEAU MT

Le modèle de simulation utilisé pour les extensions de réseaux interconnectés repose sur des calculs itératifs d'optimisation technico-économique permettant de minimiser les longueurs de lignes nécessaires au raccordement des localités visées, en optimisant leur tracé sur la base des contraintes de terrain et/ou en privilégiant le suivi des axes routiers.

Le critère d'optimisation sera la Valeur Actuelle Nette (coût-bénéfice) :

$$VAN = \sum_{i=1}^{\text{horizon}} \frac{\text{Bénéfices}(i) - \text{Coûts}(i)}{(1+r)^i}$$

Sous un ensemble de contraintes :

- Distance aux sous-stations existantes
- Distance au réseau
- Budget d'investissement
- Énergie disponible sur le réseau
- Nombre maximal de localités à électrifier / an

5.6.1.2. MINI-RÉSEAUX

Un mini-réseau sera constitué:

- D'une ou plusieurs localités
- D'un réseau local connectant ces localités lorsqu'elles sont plusieurs
- D'une source d'énergie (solaire, hydro, groupe diesel, hybride ...)

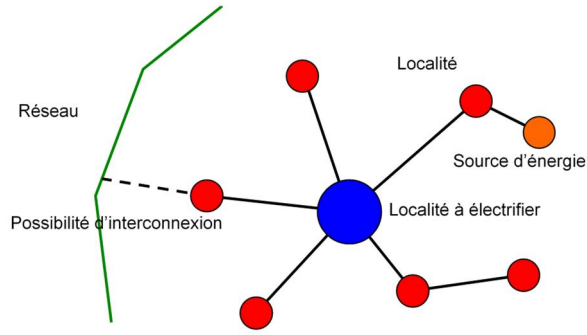


Figure 22: Schéma d'optimisation d'un mini-réseau

Le critère d'optimisation sera le **coût actualisé du kWh** :

$$\text{Coût actualisé du kWh} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{horizon}} \frac{\text{Coûts}(i)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{\text{horizon}} \frac{\text{Production}(i)}{(1+r)^i}}$$

Avec:

- Coûts (i): coûts en année i de la période de planification (investissements + coûts d'exploitation et de maintenance)
- Production(i): kWh vendus en année i
- r: taux d'actualisation économique
- Horizon: horizon de la planification (en années)

Le coût actualisé du kWh permettra ensuite de valider la capacité à payer des usagers, tel que déterminée à l'issue de la modélisation prévisionnelle de la demande.

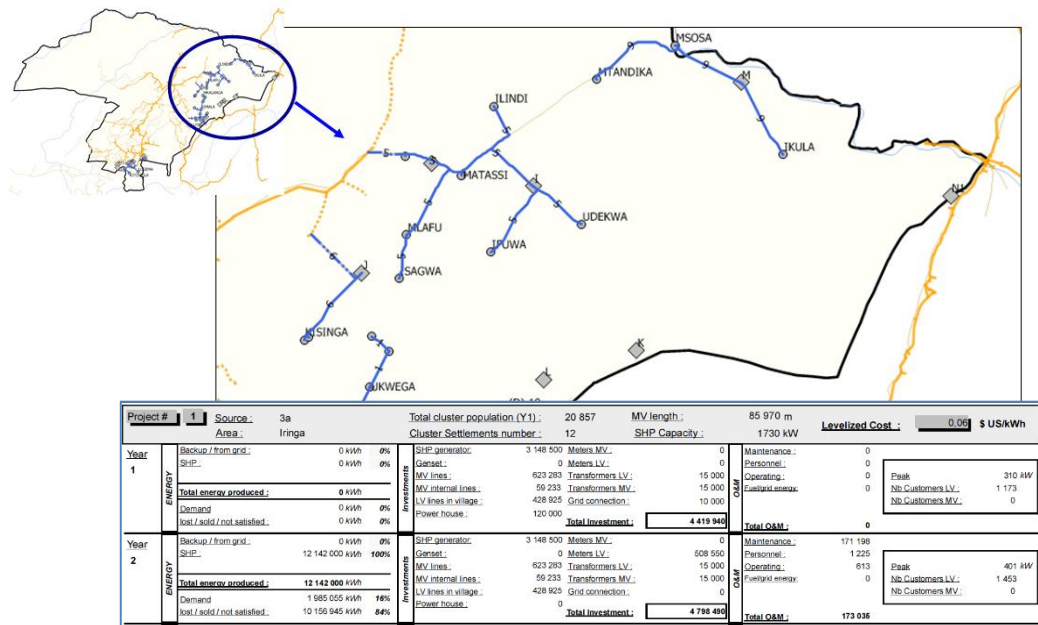


Figure 23: Illustration d'un mini-réseau

En plus des critères technico-économiques présentés ci-dessus, le **processus d'optimisation** sera le suivant :

- Démarrer par les options technologiques contraintes par la disponibilité de la ressource, et faire le point des taux d'accès atteints. Ainsi, la petite hydroélectricité et la biomasse seront traitées en premier, les optimisations s'opérant du point de vue de la ressource disponible et qu'il conviendra de valoriser au mieux du coût actualisé du kWh pour l'alimentation des pôles de développement non encore électrifiés ;
- Raccorder, en première hypothèse, l'ensemble des pôles non encore électrifiés à l'issue de l'étape ci-dessus par construction d'une grappe diesel. Le diesel, pouvant a priori être installé partout, servira in fine de variable d'ajustement des taux d'accès escomptés, dans la limite des 25% fixés par la NPE ;
- Etudier l'opportunité économique d'hybrider (voire substituer à 100%) certaines centrales diesel construites à l'étape précédente par du solaire. Le solaire servira en effet de variable d'ajustement pour maximiser la part d'énergie renouvelable sur les mini-réseaux en 2030, dans la mesure où les ressources hydroélectriques et biomasse sont naturellement contraintes. Cependant, cette hybridation/substitution tiendra compte de l'amélioration du coût actualisé du kWh grâce à la solarisation. Autrement dit, afin de tenir compte des coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX), ne seront retenus que les projets pour lesquels l'hybridation conduit à un meilleur coût actualisé du kWh comparé à une situation 100% diesel. Les projets solaires seront de préférence réalisés dans la grande moitié ouest de l'île, voire dans la partie sud-ouest, où le rayonnement solaire est le plus intéressant et les opportunités d'hydroélectricité et de biomasse plus rares.

La Figure 24 ci-dessous résume le processus d'optimisation des projets de mini-réseaux :

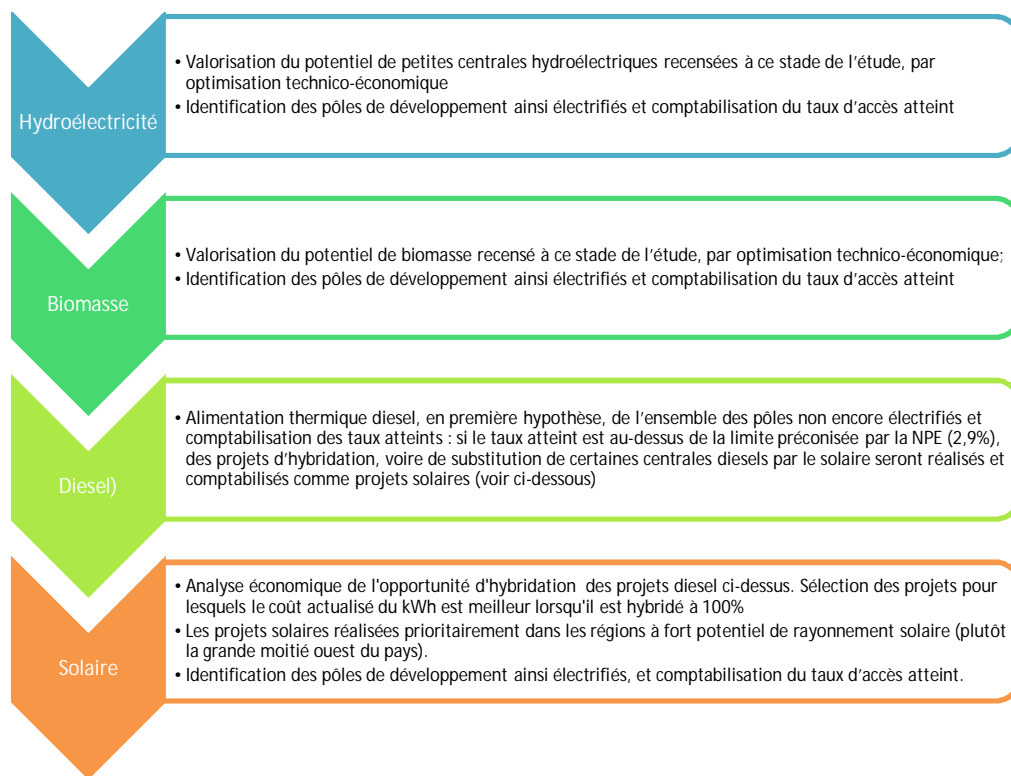


Figure 24: Processus d'optimisation des mini-réseaux

5.6.1.3. SOLUTIONS DISTRIBUÉES POUR LES LOCALITÉS ISOLÉES ET DE PETITES TAILLES

Comme expliqué précédemment au chapitre 5.2.4.2, le modèle mathématique d'analyse des dynamiques territoriales utilisé pour le PNE permet d'introduire une notion d'accessibilité aux pôles, et donc aux infrastructures et aux services, mesurable en tout point d'un territoire donné. Comme examiné ci-dessus, les contraintes technico-économiques peuvent conduire à l'inéligibilité de certaines localités comme candidates à l'extension des réseaux ou à une électrification par un mini-réseau.

Dans le but d'atteindre les objectifs d'accès fixés à l'horizon 2030 et de gommer progressivement les écarts d'accès entre les régions, les solutions distribuées permettent ainsi, à hauteur de 10% (dont 5% en SSD et 5% en lampes solaires) d'apporter un service énergétique de base (éclairage moderne), aux localités qui, à cet horizon :

- Présenteront les taux d'accessibilité les plus difficiles ;
- Ne seront pas électrifiées par extension du réseau ;
- Ne seront pas électrifiées par mini-réseau.

Véritables variables d'ajustement des taux d'accès, les solutions distribuées peuvent également être proposées aux populations des localités électrifiées et dans l'incapacité d'accéder durablement aux services conventionnels malgré d'éventuelles subventions des branchements, mais aussi à celles des localités, qui bien que programmées pour être électrifiées par réseau ou mini-réseau, ne le seront pas avant un délai "raisonnable" à l'horizon 2030 (voir proposition de scénarii pour le PNE en section 5.6.1.3).

La configuration des produits/services offerts et les modalités de contribution des populations dépendront ainsi des capacités de financement du Gouvernement.

5.6.2. Proposition de scénarisation pour le PNE

Trois scénarii sont envisagés par le PNE pour l'optimisation des coûts d'accès à l'électricité ou à un service d'éclairage moderne tel que préconisé par la NPE :

- Un scénario A de référence, tel que préconisé par la SNE, dit **Scénario "de départ"** ;
- Un scénario B, dit **Scénario "Pôles de développement"** et qui vise à accélérer l'électrification des pôles de développement, quitte à substituer des extensions de réseaux programmées tardivement pour certains pôles par des mini-réseaux. Il préconise cependant un assouplissement de l'important rythme moyen d'électrification prévu par le scénario A ;
- Un scénario C, qui recommande la minimisation des coûts d'accès (CAPEX) à l'électricité ou à une solution d'éclairage moderne, dit **"Scénario Economique"**, en apportant un service minimum aux ménages, quitte à ne pas toujours satisfaire la demande prévisionnelle. Il s'agit principalement de substituer les mini-réseaux dont le CAPEX par abonné serait relativement élevé par des solutions individuelles, en ciblant cependant spécifiquement les pôles de développement dont l'impact économique et social est relativement faible à l'échelle du pays ;
- Une variante "low cost" est proposée pour ces trois scénarii, avec comme principe le développement d'un réseau structurant triphasé uniquement pour les pôles de développement éligibles, tandis que des technologies de distribution de bas coûts sont préconisées pour le raccordement des localités de l'hinterland.

Ainsi, l'analyse des trois scénarii proposés peut se résumer comme suit :

- Le **scénario A** privilégie la satisfaction de la demande conformément aux niveaux de services requis et conformes aux recommandations du SE4ALL, grâce à une optimisation des solutions basée sur des critères technico-économiques qui minimisent le coût actualisé du kWh. Il donne la priorité au réseau interconnecté, considéré comme une solution définitive et durable, quitte à imposer un rythme significatif de nouvelles électrifications, et préconise la construction de mini-réseaux pour les pôles de développement non raccordés par extension des réseaux interconnectés ;
- Le **scénario B** donne la priorité aux pôles de développement pour lesquels une solution de type réseau ou mini-réseaux doit absolument être trouvée à court terme conformément aux orientations du PND, avec le risque d'un surcoût d'investissement pour le Gouvernement ; ce risque est atténué par un ralentissement du rythme des nouvelles électrifications par extension des réseaux, comparé au scénario précédent ;
- Le **scénario C**, dans le prolongement du B, fixe un plafond pour les investissements sur les mini-réseaux aux coûts prohibitifs, au risque d'exclure certains pôles de développement de cette solution, et de ne pas toujours répondre à la demande prévisionnelle, notamment pour des usages productifs. L'impact de ce risque est encadré par la prise en compte de la hiérarchisation des pôles de développement, en ne prenant en compte que les pôles de rangs relativement inférieurs et pour lesquels l'incidence économique et sociale d'une telle mesure serait relativement faible à l'échelle de l'ensemble du territoire.

Dans les trois cas, les solutions individuelles servent de variable d'ajustement, pour boucler les objectifs d'accès fixés à l'horizon 2030.

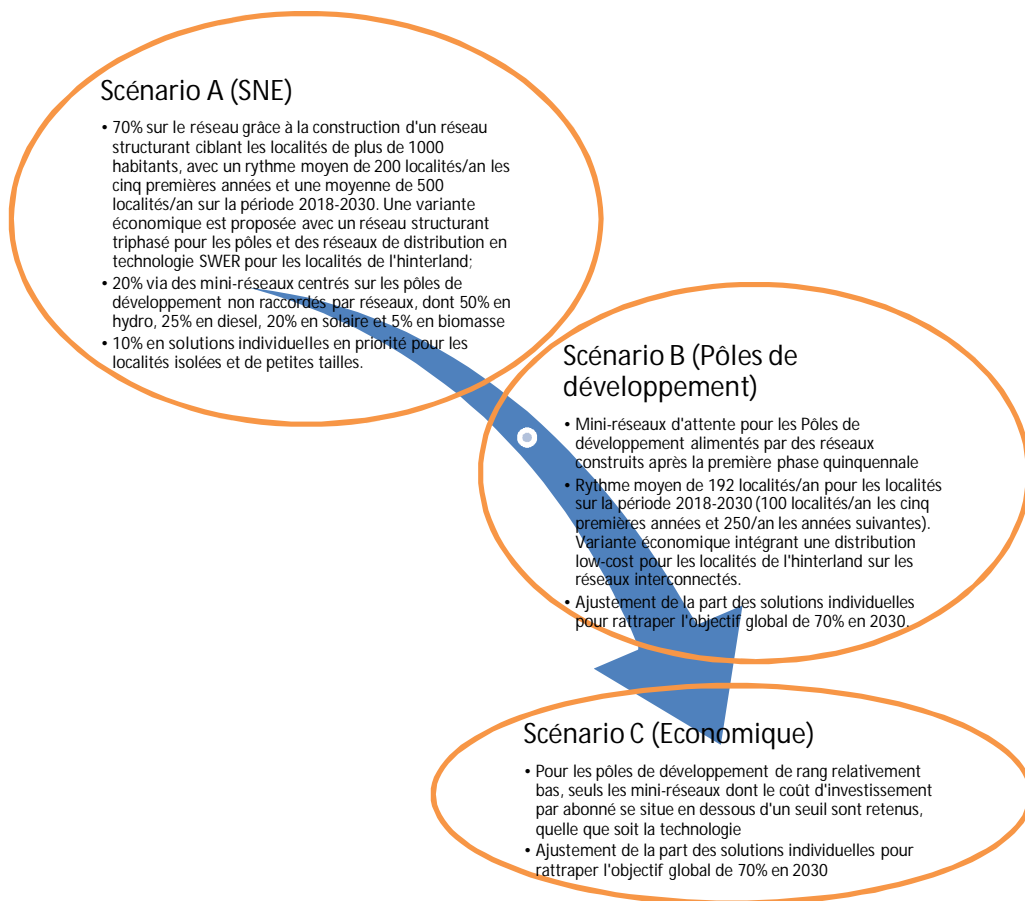


Figure 25: Présentation des scénarii du PNE

Chacun de ces trois scénarii vise à termes un objectif d'accès de 70% à l'horizon 2030 conformément aux ambitions de la NPE.

5.6.2.1. SCÉNARIO "SNE" : PRIVILÉGIER LES RÉSEAUX INTERCONNECTÉS ET LES MINI-RÉSEAUX

5.6.2.1.1. Option de base

Le Scénario A de référence, est celui préconisé par la NPE (scénario de départ), dont les principales orientations ont été rappelées au chapitre 4 précédent. Pour atteindre les 70% d'accès envisagés par la NPE, ce scénario prévoit notamment une part conséquente d'accès à l'électricité via les réseaux interconnectés en densification et nouvelles électrification (70%), suivie des électrifications par mini-réseaux (20%), et de la diffusion de solutions individuelles (10%).

Ce scénario consiste en :

- L'électrification par **extension des réseaux** des localités de plus de 1000 habitants⁴⁴ sur la base d'une démarche d'optimisation "coûts-bénéfices" tel que présentée à la section 5.6.1.1, avec un rythme moyen de 500 localités/an, dont une montée en puissance sur la période initiale 2018-2022, afin de tenir compte du faible rythme historique à Madagascar (moins de 50 localités par an), et donc des contraintes logistiques et d'apprentissage inhérentes à la mise en œuvre, pour l'inscription d'un tel rythme d'électrification dans la durée. Une densification des réseaux est opérée en fin de cycle à proximité des réseaux structurants ainsi construits, en levant la contrainte des 1000 habitants minimum, pour se rapprocher de la cible de 70% visés par la NPE ;

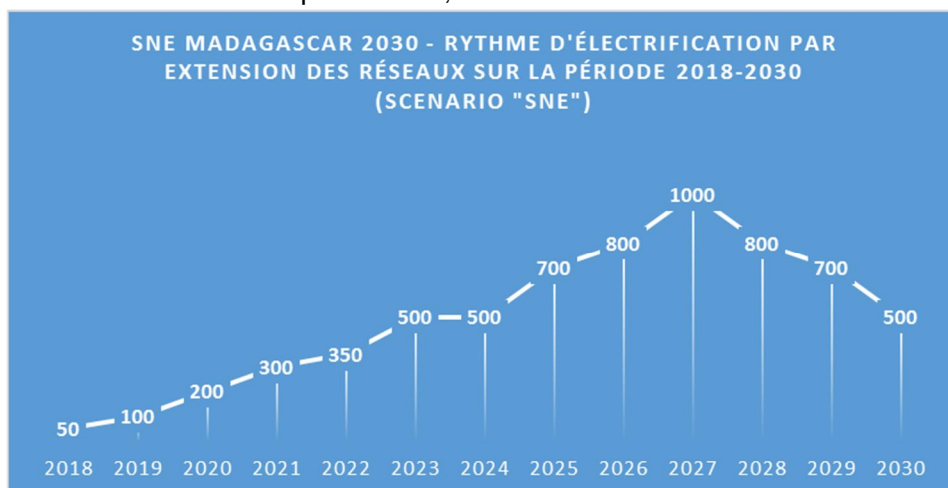


Figure 26: Scénario "de départ" - Rythme d'électrification par extension des réseaux

- L'électrification par des **mini-réseaux** de l'ensemble des pôles de développement non bénéficiaires de cette extension de réseau, de façon à atteindre la cible de 20% visée par la NPE, avec les objectifs spécifiques suivants : 50% hydro, 25% thermique, 20% solaire et 5% biomasse ;
- La diffusion des **solutions individuelles** en ciblant prioritairement les localités isolées au sens de l'analyse spatiale, pour atteindre les objectifs d'accès visés (10%).

Ce scénario induit en conséquence non seulement un rythme de nouvelles électrifications particulièrement significatif malgré sa dimension progressive sur la première période quinquennale, mais aussi, au-delà des budgets qui seront évalués dans le cadre de la présente étude sur le segment de la distribution, des besoins importants d'investissements de renforcement des réseaux existants et des capacités de production sur les réseaux interconnectés.

⁴⁴ En accord avec le PAGOSE, une première simulation ciblant l'ensemble des pôles de développement encore non électrifiés a été abandonnée en raison de la dispersion des pôles, du faible maillage actuel du réseau interconnecté et de la faible densité démo-spatiale à Madagascar. Elle conduisait en effet à la construction d'un réseau de distribution aberrant à l'horizon 2030, avec parfois des portées de plus de 150km pour des réseaux MT, et traversant souvent de grandes zones inhabitées, notamment dans l'ouest et le sud de l'île.

5.6.2.1.2. Variante low cost

Elle concerne principalement les réseaux de distribution interconnectés. Avec cette variante, la réticulation du réseau à l'horizon 2030 est menée en suivant les deux étapes successives suivantes :

- Un réseau triphasé structurant est initialement construit par extension des réseaux interconnectés, avec comme uniques cibles les pôles de développement électrifiés dans le cadre du scénario A à l'horizon 2030 ;
- Toutes les autres localités de l'hinterland, également électrifiées à l'horizon 2030 par extension des réseaux dans le scénario A et pour lesquels les besoins de puissance ne sont pas aussi exigeants qu'à l'échelle des pôles de développement, sont raccordées à partir d'antennes SWER à bas coûts, construites à partir du réseau triphasé de l'étape précédente.

5.6.2.2. SCÉNARIO "PÔLES DE DÉVELOPPEMENT" : ACCÉLÉRER L'ÉLECTRIFICATION DES PÔLES DE DÉVELOPPEMENT EN S'AFFRANCHISSANT DES CONTRAINTES SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET SUR LES CAPACITÉS DE PRODUCTION DES SYSTÈMES INTERCONNECTÉS

5.6.2.2.1. Option de base

Malgré le rythme conséquent de nouvelles électrifications escompté par le scénario "de départ", plusieurs pôles de développement ne seront électrifiés qu'en milieu, voir fin de période de planification (2030). **De plus, la mise en œuvre du scénario "de départ" suppose des investissements conséquents en renforcement des réseaux interconnectés et en capacités additionnelles de production d'énergie sur ces réseaux qui ne sont pas prises en compte dans le cadre de cette étude et qui constituent une contrainte majeure de la mise en œuvre de ce scénario "de départ".**

Il s'agit donc au global d'une situation en contradiction avec la nécessité d'aller au plus vite pour les localités à fort potentiel de croissance économique que sont les pôles de développement, dont l'électrification prioritaire aura des incidences positives sur le développement économique et social des localités de leur périphérie (hinterland) et donc sur l'ensemble du pays dans le cadre de la mise en œuvre du PND, tel que démontré à la section 5.7 précédente.

Pour y remédier, ce Scénario B consiste à accélérer l'électrification des pôles de développement par des solutions de type réseaux ou mini-réseaux, tout en adoptant un rythme modéré de nouvelles électrifications par extension des réseaux et s'affranchissant des contraintes de renforcement des réseaux de transport et de capacités additionnelles de production. Il suggère par conséquent l'introduction les aménagements significatifs suivants par rapport au scénario A :

- Tout d'abord, le rythme des nouvelles électrifications par extension des réseaux est fixé à **100 localités/an en moyenne pour les cinq premières années**, avec une montée en puissance progressive, et de **250 localités en moyenne pour les 8 années suivantes**. Ce scénario permettra ainsi l'électrification d'un **maximum de 2500 localités par extension des réseaux à l'horizon 2030** ;

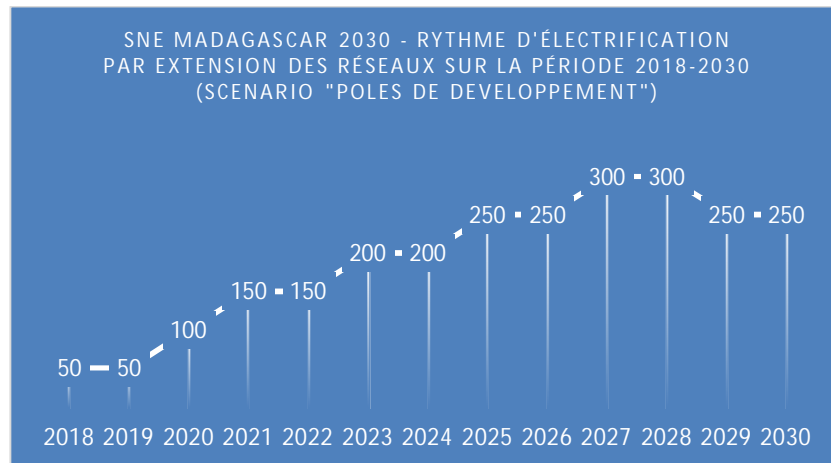


Figure 27: Scénario "Pôles de développement" - Rythme d'électrification par extension des réseaux

- **L'électrification de l'ensemble des pôles de développement est effective à l'issue du premier plan quinquennal d'investissement, soit donc avant 2022.** Ainsi, pour ceux des pôles pour lesquels l'électrification par extension des réseaux est programmée après 2022, des solutions d'attente devront être envisagées ;
- Pour tenir compte des besoins de puissance à l'échelle de ces pôles, la solution d'attente sera un mini-réseau optimisé sur la base du coût actualisé du kWh, tel qu'expliqué à la section 5.6.1.2 précédente, et ce en respect des niveaux de services fixés par le SE4ALL⁴⁵ ;

Avec le scénario B, la part d'accès visé via les réseaux interconnectés diminuera, tandis que celle via les mini-réseaux augmentera significativement, de même que celle des solutions individuelles servant de bouclage pour l'atteinte de l'objectif global d'accès maintenu à 70% à l'horizon 2030, tel que fixé par la Lettre de politique.

5.6.2.2.2. Variante low cost

Cette variante vise à réduire les investissements tout en maintenant le principe d'une électrification prioritaire et accélérée des pôles de développement avec des solutions de types réseaux ou mini-réseaux. Elle consiste, pour la composante "extension des réseaux", à :

- Construire un réseau triphasé structurant ciblant uniquement les pôles de l'option de base ;
- Réaliser les extensions de réseaux à bas coûts pour les localités de l'arrière-pays grâce à la construction d'antennes SWER depuis le réseau structurant précédent ;
- Assurer un rythme de nouvelles électrifications identique à celui de l'option de base : 100 localités/an avec une montée en puissance progressive sur la période 2018-2022, et 250 localités/an sur la période 2023-2030, permettant l'électrification d'un maximum de 2500 localités sur toute la période 2018-2030.

Avec ce scénario B économique, les coûts d'investissement subiront une baisse du fait d'une distribution à bas coût pour les localités de l'arrière-pays, en raison de la construction d'un réseau structurant ciblant uniquement les pôles éligibles. L'alternative économique permet ainsi d'atténuer les effets de la multiplication des mini-réseaux par l'option de base.

⁴⁵ A minima les services de niveaux Tier 3, sinon Tier 4, à défaut du Tier 5. Voir chapitre 3 du Rapport de Tâche 2, consacré aux considérations techniques, ainsi qu'aux niveaux de service du SE4ALL (Tableau 25).

5.6.2.3. SCÉNARIO "ECONOMIQUE" : MINIMISER LES COÛTS D'ACCÈS (CAPEX) À L'ÉLECTRICITÉ OU À UNE SOLUTION D'ÉCLAIRAGE MODERNE

5.6.2.3.1. Principe : fixer pour chaque mini-réseau un CAPEX/abonné à ne pas dépasser

Dans le prolongement du scénario B précédent, le scénario C vise fondamentalement à minimiser les coûts d'investissement. Il ne remet pas en question le plan d'extension des réseaux à l'horizon 2022, mais corrige la perspective de développement des mini-réseaux par l'introduction d'un critère de coût d'investissement plafonné par abonné (CAPEX/abonné), l'objectif étant de ne pas dépasser un niveau maximum obtenu par benchmark. Ce coût d'investissement plafond a été fixé pour les besoins de cette étude à **1500 US\$/abonné**, quelles que soient les technologies, sur la base d'expériences et rapports d'études menés notamment au Ghana⁴⁶, au Niger⁴⁷ et au Kenya⁴⁸.

A titre d'illustration, ci-dessous un résumé des coûts d'investissement par abonné (US\$) pour l'extension des réseaux, les mini-réseaux et les solutions individuelles au Kenya (NRECA, 2017). Il est d'environ 1350 US\$ en année 1 pour les mini-réseaux.

Intervention / Year	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Grid expansion	\$ 825	\$ 1,128	\$ 1,377	\$ 1,345	\$ 1,313	\$ 1,283	\$ 1,253	\$ 1,224	\$ 1,196	\$ 1,168
Intensification w/1 600mts	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500
Intensification beyond 600mts	\$ 1,176	\$ 1,227	\$ 1,234	\$ 1,215	\$ 1,196	\$ 1,178	\$ 1,160	\$ 1,142	\$ 1,125	\$ 1,109
Mini grids	\$ 1,347	\$ 1,343	\$ 1,346	\$ 1,314	\$ 1,284	\$ 1,254	\$ 1,225	\$ 1,196	\$ 1,169	\$ 1,142
Average cost - [Public sector investment]	\$ 644	\$ 730	\$ 715	\$ 709	\$ 702	\$ 696	\$ 690	\$ 684	\$ 678	\$ 673
Solar Home System [Private Investment]	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210	\$ 210
Average total costs	\$ 389	\$ 485	\$ 514	\$ 510	\$ 507	\$ 503	\$ 499	\$ 496	\$ 492	\$ 489

Tableau 10: coûts d'investissement par abonné (US\$) pour l'extension des réseaux et les mini-réseaux au Kenya (NRECA, 2017)

Dans le contexte spécifique du Niger (TRACTEBEL, 2017), ce CAPEX était en moyenne d'environ 1902 US\$/abonné pour les mini-réseaux diesel.

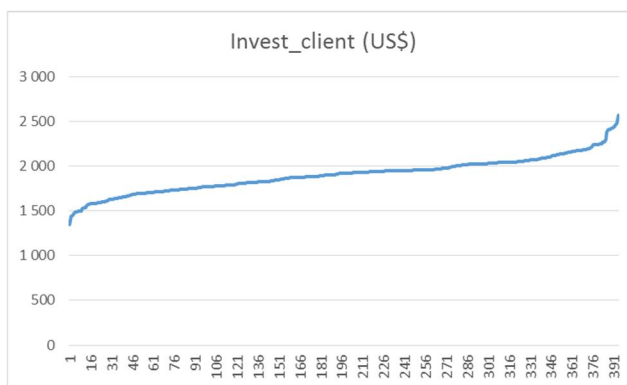


Figure 28: Coût d'investissement par abonné pour les mini-réseaux diesel au Niger (TRACTEBEL, 2017)

⁴⁶ Estimating the cost of electrification technology options to aid electricity access scale up: The case of Ghana (The Energy Center, KNUST, Kumasi, Ghana / Earth Institute, Columbia University, New York, USA).

⁴⁷ Stratégie Nationale d'Accès à l'Electricité au Niger à l'horizon 2035, Novembre 2017 (TRACTEBEL ENGINEERING). Les mini-réseaux diesel ne comptent que pour 4% des 80% d'accès visé à cet horizon, l'essentiel, à savoir 69% étant assuré par extension des réseaux interconnectés, et 7% par des solutions individuelles).

⁴⁸ Kenya Electrification Strategy Project - Investment Plan (NRECA International, May 2017, page 24).

En se référant à la tendance baissière des coûts relatifs aux équipements solaires et à l'amélioration concomitante de leurs performances technologiques, l'on pourrait faire l'hypothèse que ce seuil de 1500US\$ puisse être revu à la baisse dans les prochaines années.

Contrairement aux scénarii A et B précédents, ce scénario C privilégie par conséquent la minimisation des coûts d'investissement (CAPEX) pour un service d'éclairage de base dans certaines localités tel que l'a également recommandé la Lettre de Politique, quitte à ne pas satisfaire entièrement la demande prévisionnelle telle qu'elle ressort notamment des travaux de terrain menés par l'ADER. Il s'agit en effet, conformément à la NPE, de gagner le pari de l'accès à l'électricité ou à des un éclairage moderne pour 70% des malgaches à l'horizon 2030, en évitant de se contraindre par des solutions qui bien qu'optimisées au sens du coût actualisé du kWh pour la satisfaction de la demande prévisionnelle, conduiraient à des enveloppes d'investissement irréalistes pour le Gouvernement de Madagascar.

5.6.2.3.2. Une exception cependant pour les pôles à fort impact économique et social

Dans le respect de l'esprit qui a guidé la modélisation tout le long de cette étude, à savoir celui de donner une priorité aux pôles de développement du fait de l'impact positif de leur électrification sur l'ensemble des localités de leur hinterland, et donc du territoire national, une exception sera faite pour les pôles de rang élevé, conformément à la hiérarchisation proposée en section 5.2.3.2, et dont la population de couverture serait donc relativement élevée.

Comme présenté à la section 5.2.3.1, le calcul de la population de couverture d'un pôle de développement repose sur une modélisation gravitaire et probabiliste, et représente la somme des populations du pôle concernés et des localités de son hinterland. Autrement dit, la somme des populations de couverture n'est rien d'autre que la population totale de Madagascar.

C'est ainsi qu'un programme d'électrification visant à minima les 1790 pôles de développement identifiés à Madagascar, permettrait un impact économique et social indirect sur l'ensemble des fokontany malgaches. Comme indiqué par ce modèle d'encadrement des dynamiques de polarisation à l'échelle d'un territoire, les pôles ne se valent cependant pas sur un plan socioéconomique et peuvent être hiérarchisés en fonction de leur population de couverture.

Ainsi, sur la base du modèle d'analyse spatiale, l'on peut aisément identifier, à l'échelle de Madagascar, l'ensemble des pôles de développement disposant de faibles populations de couverture, et dont l'incidence socioéconomique territoriale est relativement faible, comparée à l'ensemble des pôles.

Pour autant que l'électrification de tels pôles de rang inférieur exige la construction d'un mini-réseau, et que le coût résultant de raccordement d'un ménage au service électrique se situera au-dessus d'un seuil maximum arrêté, l'on pourra ainsi conclure de l'impact économique et social relativement mineur de la substitution d'un tel mini-réseau au coût relativement élevé par des solutions individuelles.

Il s'agit donc ici d'identifier l'ensemble des pôles de développement disposant de faibles populations de couverture, et dont l'incidence socioéconomique territoriale est relativement faible, comparée à l'ensemble des pôles. La démarche proposée pour y parvenir s'inspire de la loi de PARETO. Elle consiste à identifier les pôles de développement de rangs inférieurs et dont la population de couverture cumulée est de moins de 20% de la population totale de Madagascar (voir Figure 29 ci-dessous).

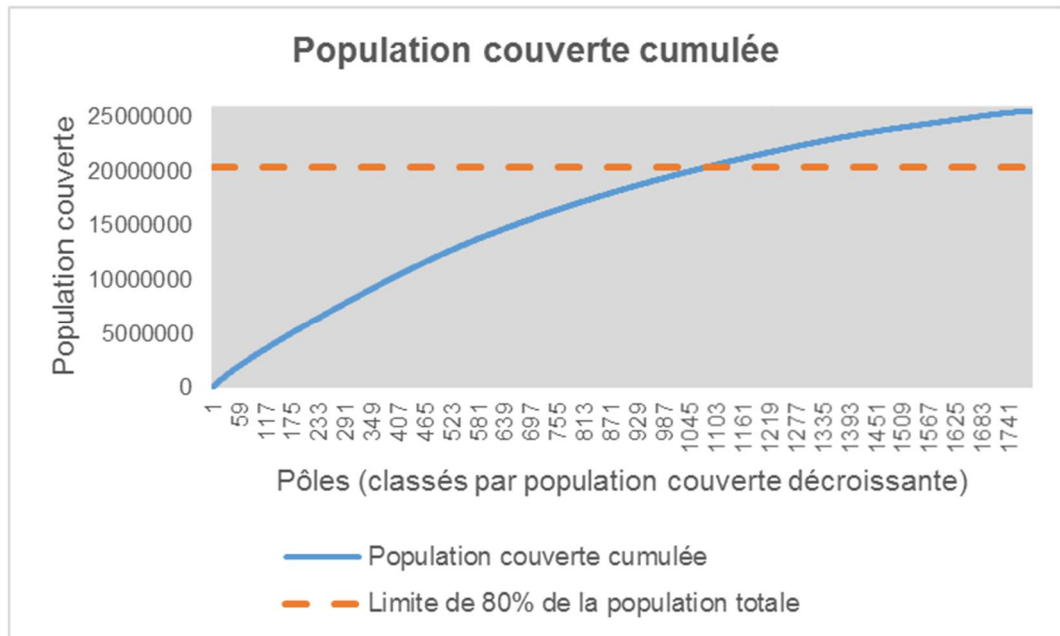


Figure 29: Classement des pôles selon la population de couverture

Dans le cadre de ce scénario économique, il a ainsi été convenu, dans la mesure où l'incidence de cette mesure est relativement faible sur l'ensemble du territoire national, que les 354 pôles dont la population de couverture est inférieure à 7000 habitants pourront bénéficier de solutions individuelles dans le cas où :

- Ils ne sont pas raccordés par extension de réseaux ;
- L'optimisation des mini-réseaux qui permettraient de les alimenter conduit à des coûts d'investissement par abonné supérieurs au plafond fixé à 1500 US\$.

5.6.2.3.3. Variante à bas-coûts

Bien que déjà qualifié d'économique, le Scénario C dispose également d'une variante low-cost dont le principe est identique à celui du scénario précédent. Par rapport à l'option de base, il privilégie la construction d'un réseau structurant triphasé pour l'alimentation des pôles éligibles et préconise une distribution à bas coût pour les localités de l'hinterland, avec un rythme modéré de 250 localités en moyenne chaque année.

5.6.2.4. SYNTHÈSE DES SCENARII DU PNE

Les principales caractéristiques des trois scénarii peuvent être résumées comme suit :

- Le Scénario A de départ reprend fidèlement les orientations de la NPE, moyennant notamment un rythme conséquent de nouvelles électrifications en extension de réseaux (en moyenne 500 localités/an) et d'importants investissements en production et en transport, afin que les réseaux interconnectés puissent soutenir de charges supplémentaires notamment en distribution rurale à l'horizon 2030⁴⁹. La phase initiale (2018-2022) vise l'électrification de 1000 localités par extension des réseaux ;

⁴⁹ Ces besoins en investissements ne sont estimés par la présente étude et devront être pris en compte dans le cadre d'un Plan Directeur Production et Transport.

- Les Scénarii alternatifs B et C permettent de réduire cette importante part du réseau et donc de s'affranchir des contraintes liées aux besoins de renforcement des réseaux de transport et d'augmentation des capacités de production sur les réseaux interconnectés :
 - Par introduction de mini-réseaux d'attente pour les pôles de développement qui ne pourront pas être électrifiés par extension des réseaux à l'issue du premier plan quinquennal d'investissement, et ;
 - Grâce à un rythme modéré des nouvelles électrifications (en moyenne 250 localités/an) à l'issue de la cette phase initiale consacrée prioritairement aux pôles de développement, dès la sixième année (et donc en conséquence une augmentation de la part des mini-réseaux).
- Ces deux scénarii entraînent par conséquent une augmentation équivalente de la part des solutions individuelles, afin de maintenir les objectifs d'accès fixés :
 - Pour le Scénario B
 - § Augmentation significative de la part des mini-réseaux ;
 - § La période 2018-2022 est consacrée en priorité aux pôles de développement non électrifiés (~1200 localités) à la fois en réseaux et mini-réseaux ;
 - § Augmentation de la part des solutions individuelles (niveaux 1 et 2 au sens du SE4ALL), de manière à maintenir l'objectif global d'accès à 70%. Aucun pôle de développement concerné.
 - Pour le Scénario C :
 - § Diminution de la part des mini-réseaux grâce à l'introduction d'un coût d'investissement maximum par abonné limitant le développement de certains projets aux coûts prohibitifs ;
 - § Ralentissement du rythme des électrifications par mini-réseaux sur toute la période ;
 - § Augmentation significative de la part des solutions individuelles (niveaux 1, 2 et 3 au sens du SE4ALL), de manière à maintenir l'objectif global d'accès à 70%. Solutions de niveau 3 pour les pôles de développement concernés.
- Pour les trois scénarii, la priorité pour les solutions individuelles est donnée aux localités les plus isolées au sens de l'analyse spatiale.

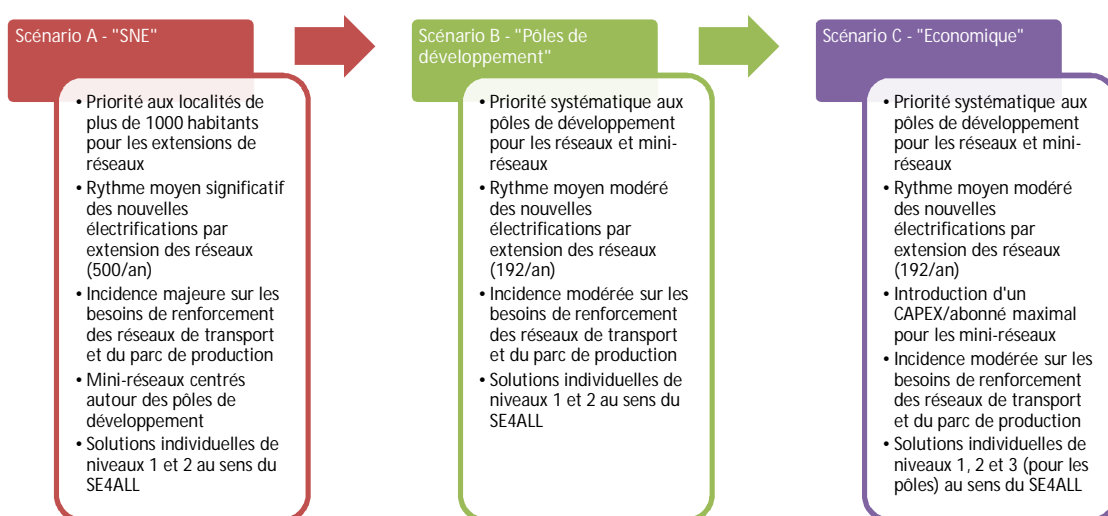


Figure 30: Principales caractéristiques des différents scénarii en option de base

Caractéristiques principales	Scénario A	Scénario B	Scénario C
Extension des réseaux interconnectés			
<i>Accélération de l'électrification des pôles de développement</i>	<i>Non*</i>	<i>Oui</i>	<i>Oui</i>
<i>Rythme moyen (localité/an)</i>			
<i>2018-2030</i>	<i>500</i>	<i>192</i>	<i>192</i>
<i>2018-2022</i>	<i>200</i>	<i>100</i>	<i>100</i>
<i>2023-2030</i>	<i>688</i>	<i>250</i>	<i>250</i>
Mini-réseaux			
<i>Accélération de l'électrification des pôles de développement</i>	<i>Non</i>	<i>Oui</i>	<i>Oui</i>
<i>CAPEX maximum /abonné pour les mini-réseaux</i>	<i>Non</i>	<i>Non</i>	<i>Oui</i>
Solutions individuelles (SE4ALL)			
<i>Tiers 1 et 2</i>	<i>Oui</i>	<i>Oui</i>	<i>Oui</i>
<i>Tier 3</i>	<i>Non</i>	<i>Non</i>	<i>Oui</i>
<i>Pôles de développement</i>	<i>Non</i>	<i>Non</i>	<i>Oui</i>

* Priorité aux localités de plus de 1000 habitants

**1500 US\$

Tableau 11: Principales caractéristiques des différents scénarii

- Pour les trois scénarii, une variante économique propose de ne construire des réseaux de distribution triphasés (réseau structurant) que pour les pôles de développement retenus, tandis que des réseaux monophasés à bas coût sont déployés pour l'ensemble des localités éligibles de l'hinterland.

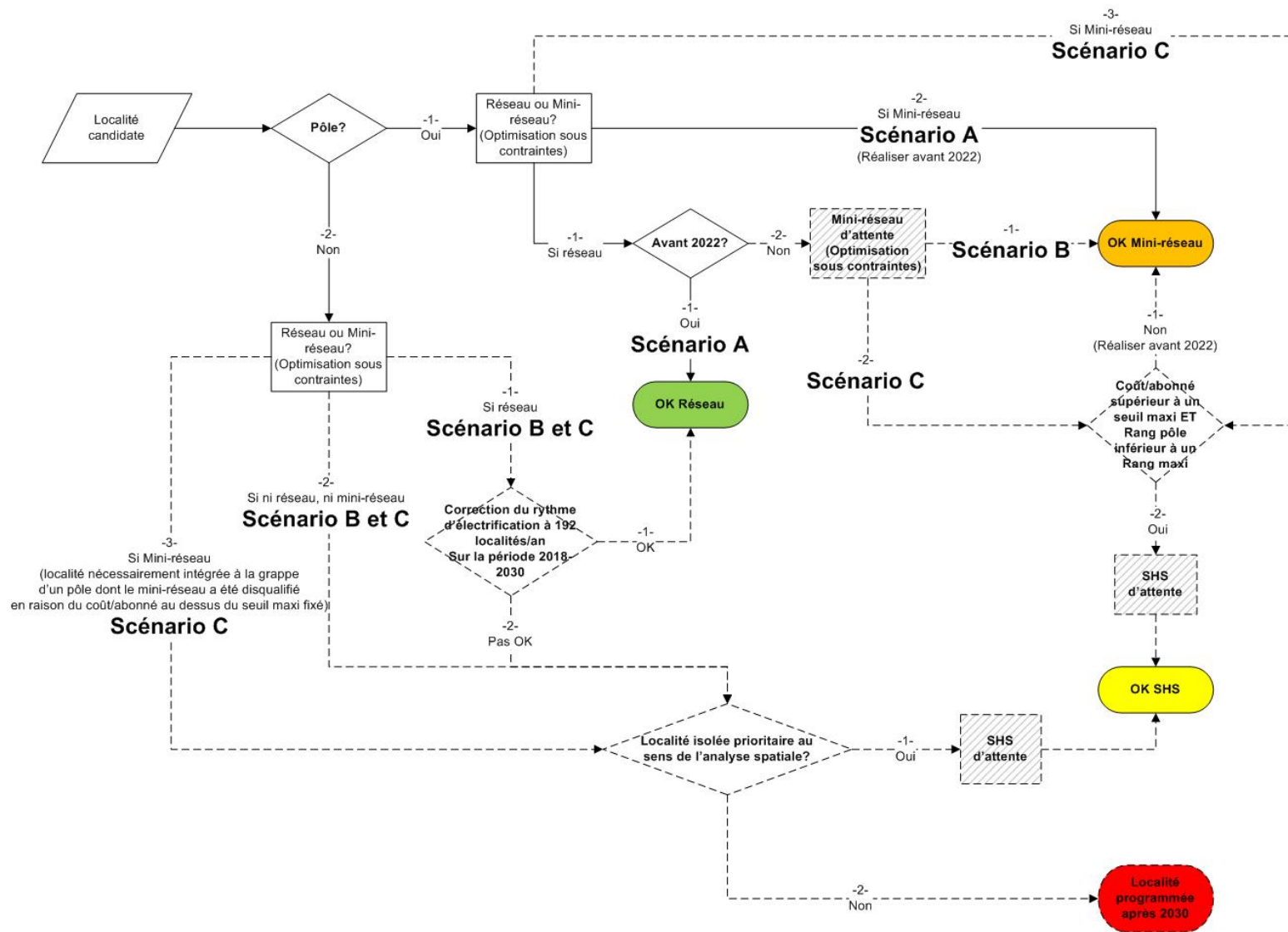


Figure 31: Algorithme d'aménagement du scénario A ("de départ") en vue des scénarii B (Pôles de développement) et C (Economique)

5.7. Résultats obtenus pour les nouvelles électrifications et solutions individuelles

5.7.1. Scénario "de départ"

5.7.1.1. EXTENSION DES RÉSEAUX

5.7.1.1.1. Réseau structurant triphasé ciblant les localités de plus de 1000 habitants

Ce sont 6500 localités, dont **700 pôles de développement**, regroupant 16.684.480 habitants supplémentaires (population de 2030) qui sont nouvellement couverts par le réseau interconnecté à l'horizon 2030. Sur la base d'un taux de desserte de 80%, 2.780.747 ménages seraient ainsi nouvellement raccordés, soit un taux d'accès additionnel de 33,6%.

5.7.1.1.2. Maillage local du réseau interconnecté avec des localités de proximité

Sachant que la densification dans les localités déjà électrifiées permettrait de porter le taux d'accès à 14,1% au maximum en 2030 (avec un objectif de desserte de 80%, voir paragraphe 5.5.3 précédent), cette étape de **maillage local**, ou encore de **densification de proximité**, proposée en complément de la précédente et qui a permis d'atteindre un taux additionnel de 33,6%, permet à son tour un taux d'accès supplémentaire de 0,6%, soit au final un taux cumulé de 48,3%, proche des 49% escomptés.

Le fait de s'affranchir de la limite de 1000 habitants par localités visées, permet en effet l'électrification en 2030 de 64 localités additionnelles cumulant 214.534 habitants supplémentaires, dont **48 pôles de développement supplémentaires**, au voisinage du réseau structurant développé précédemment, et présentant les meilleures valeurs actualisées du coût du kWh. Ce maillage est opéré sans une modification fondamentale du rythme moyen d'électrification de 500 localités/an déjà conséquent à cet horizon, avec cependant un objectif de desserte de 80%.

5.7.1.1.3. Résultats de la variante à bas-coûts

Dans cette variante économique, le **réseau structurant triphasé** est construit en ciblant uniquement les 748 pôles de développement de l'option de base, tandis que l'ensemble des 5816 localités de l'hinterland précédemment raccordés également en triphasé bénéficient d'extensions depuis ce réseau structurant alternatif à l'aide d'antennes monophasées SWER, en **phase de maillage**.

Cette variante économique respecte ainsi le principe d'une énergie en qualité et quantité suffisante à l'échelle des pôles de développement conformément aux orientations du PND, avec cependant des extensions à bas coûts pour les localités des profondeurs du terroir et où les usages productifs de l'électricité sont a priori de plus faibles enjeux économiques et sociaux.

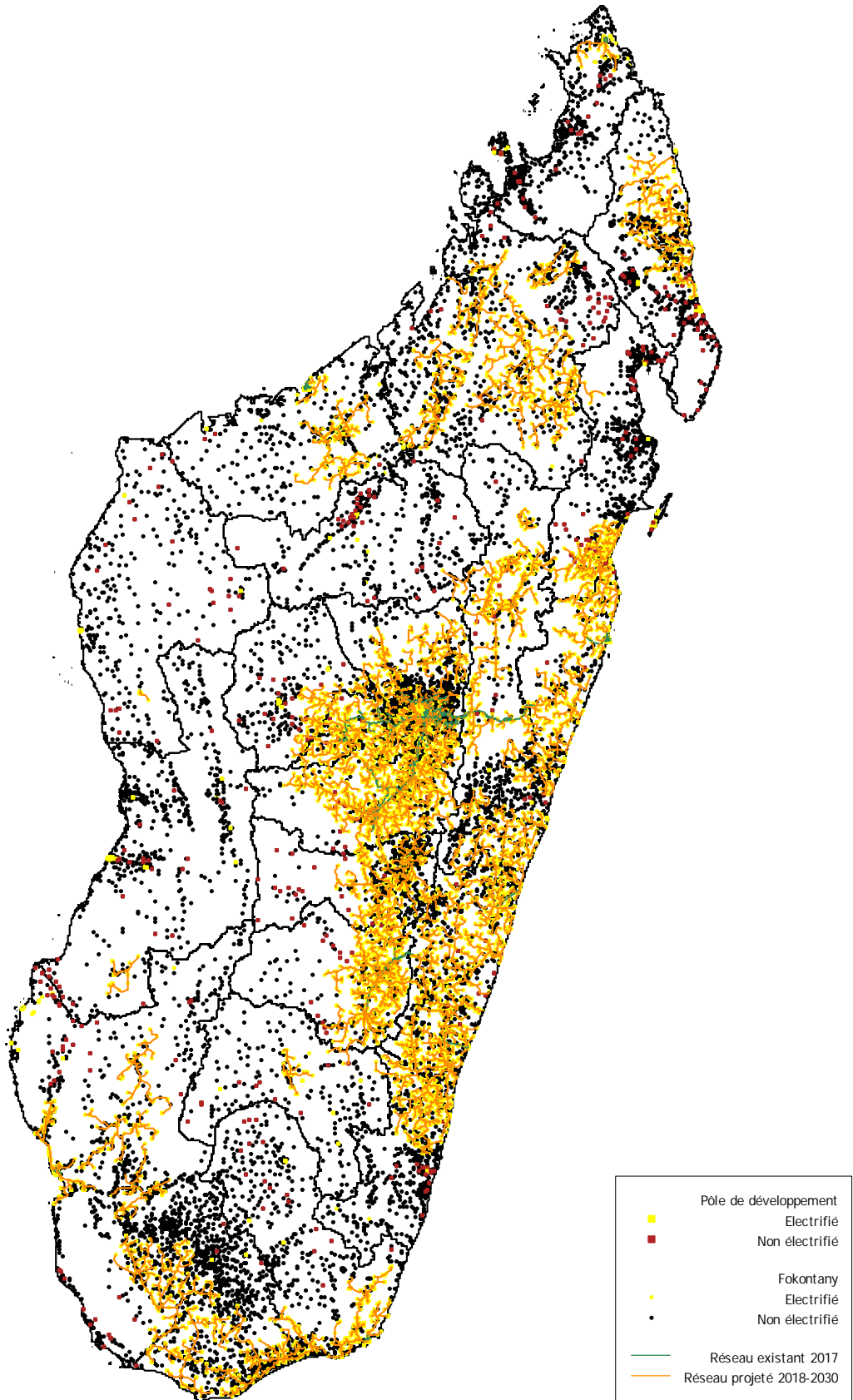


Figure 32: Scénario "de départ" - Réseau projeté à l'horizon 2030

5.7.1.1.4. Budgets d'investissement requis

Le scénario économique permet d'économiser environ 492 milliards d'Ariary, soit **154 millions de US\$** en distribution, pour le même taux d'accès à l'horizon 2030. Les extensions de réseaux permettent d'alimenter **2.831.945 ménages** et le CAPEX moyen par abonné est d'environ **409US\$** pour l'option de base et de **354US\$** pour la variante économique.

Les budgets d'investissement sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Phase	Option de base			Variante économique		
	Ménage	Budget (MGA)	CAPEX/abonné (US\$)	Ménages	Budget (MGA)	CAPEX/abonné (US\$)
Phase 1-1 (réseau structurant)	2 780 747	3 642 964 521 440	410	545 433	723 989 187 200	415
Phase 1-2 (maillage)	51 198	58 828 435 136	360	2 286 511	2 481 261 383 936	340
TOTAL	2 831 945	3 701 792 956 576	409	2 831 945	3 205 250 571 136	354

Tableau 12: Scénario "de départ" - Budget d'investissement pour l'extension des réseaux interconnecté

5.7.1.1.5. Conclusion

Ce scénario permettra ainsi d'attendre un taux d'accès à l'électricité de 48,4% via les réseaux interconnectés à l'horizon 2030 sur un objectif de 70% (dont 14,1% en densification et 34,2% en extension des réseaux), soit **69% sur une base de 100%**, proche des 70% préconisés par la SNE.

Les réseaux permettront ainsi de raccorder 1331 pôles (583 par densification et 748 par extension) sur les 1790 recensés, soit 74,3% des pôles de développement, soit pratiquement les 3/4 de la cible.

L'on relève que la réalisation de ce scénario repose sur trois conditions critiques :

- Un rythme d'électrification qui, bien que progressif, correspondrait à une moyenne de l'ordre de 500 localités nouvellement électrifiées par extension du réseau chaque année à Madagascar, sur la période 2018-2030, impliquant de moyens logistiques conséquents au-delà des budgets d'investissement requis ;
- Un taux moyen de desserte de 80% dans les localités électrifiées, alors que ce taux n'est aujourd'hui que de l'ordre de 35% en moyenne, impliquant une véritable stratégie de branchement en accompagnement du déploiement des réseaux nouvellement construits;
- Des besoins de renforcement des réseaux sur les segments de la production et du transport, pour répondre à la demande prévisionnelle en électricité.

Il s'agit par conséquent d'un véritable challenge, à la fois en terme de rythme d'électrification, de densification des branchements et de renforcement des réseaux de transport et des capacités additionnelles de production.

La variante économique indique que la construction a minima d'un réseau structurant bâti sur les 748 pôles de développement dont les avantages technico-économiques sont validés à l'horizon de la planification pour les extensions de réseaux permettrait à Madagascar d'assurer un impact économique et social pour l'ensemble des populations des hinterlands concernés.

Il s'agirait par conséquent du réseau structurant minimum à viser pour les extensions de réseaux, pour **un investissement direct de l'ordre de 227 millions de US\$ sur le segment de la distribution pour la phase initiale 2018-2022**, alors que le budget global des extensions de réseaux en variante économique est de l'ordre de 1 milliard de US\$ pour toute la période 2018-2030.

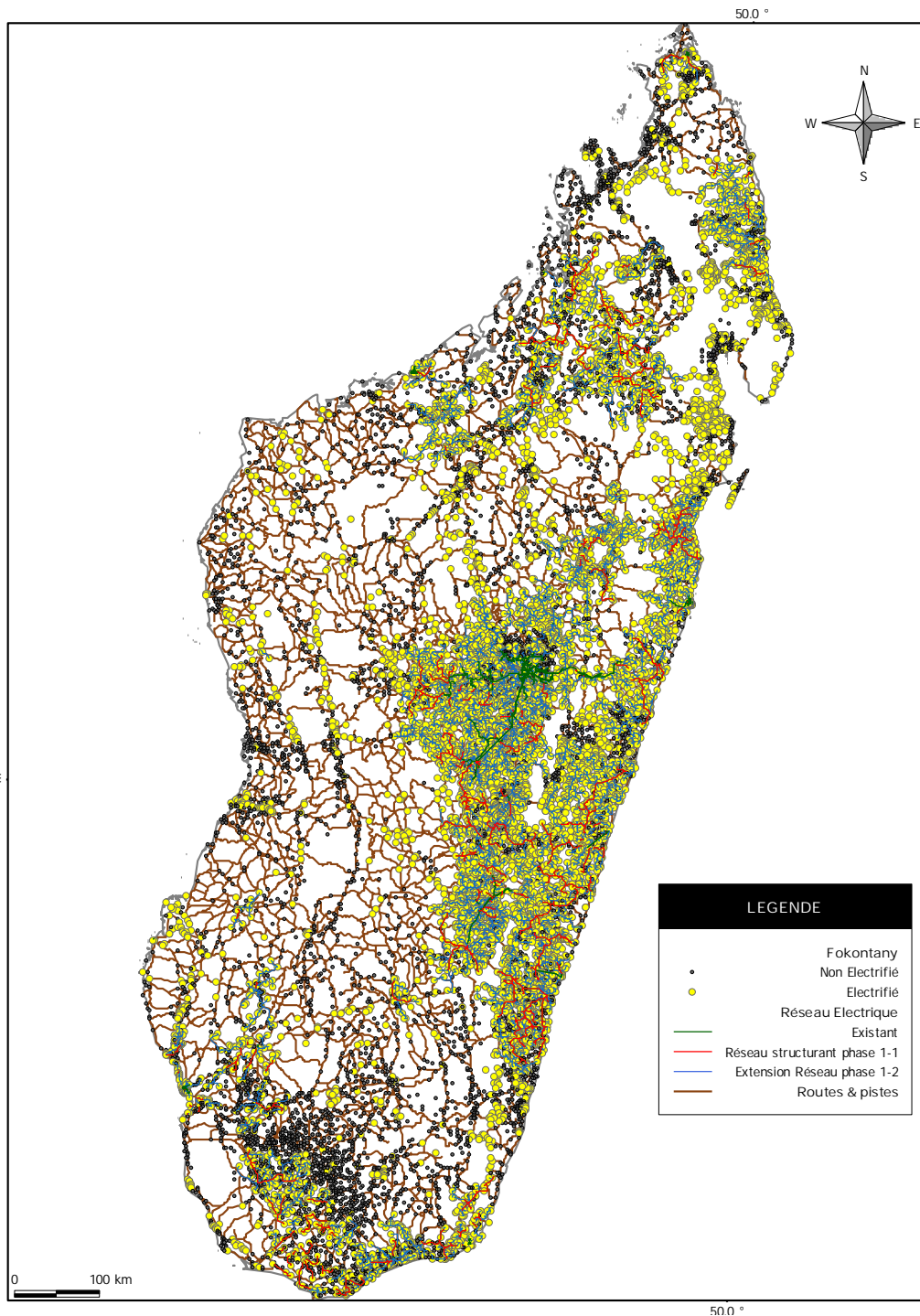


Figure 33: Scénario "de départ" - Réseau projeté à l'horizon 2030 - Variante low cost

5.7.1.2. MINI-RÉSEAUX

5.7.1.2.1. Taux d'accès atteint

A l'issue des phases précédentes de densification et d'extension des réseaux interconnectés, 459 pôles de développement n'ont pas pu être raccordés aux réseaux à l'horizon 2030 en raison de contraintes technico-économiques et de rythme d'électrification déjà conséquent. Ces 459 localités bénéficieront d'un mini-réseau pour assurer les besoins en puissance requis compte-tenu de leur qualité de pôles de développement, avec grappes construites conformément à la démarche d'optimisation présentée à la section 5.6.1.2.

Sur la base des données à disposition et relatives aux potentiels hydroélectrique et biomasse existants, et d'une hypothèse de desserte de 70% en 2030 dans les localités électrifiées en mini-réseau, les résultats obtenus sont comme suit :

- La valorisation des ressources de **petites centrales hydroélectriques** conduit à l'électrification de 2286 localités dont 129 pôles, et à un taux d'accès global de 6,9%, proche des 7% préconisés par la NPE ;
- La valorisation des ressources **biomasse** conduit à l'électrification de 85 localités dont aucun pôle, et à un taux d'accès global de 0,2% ;
- L'optimisation de l'alimentation par des mini-réseaux diesel des 330 pôles non encore électrifiés (aucun pôle n'est concerné par la densification dans les localités déjà électrifiées par mini-réseaux) conduit à l'électrification en première hypothèse de 589 localités dont les 330 pôles de développement.
- L'analyse de l'opportunité économique d'une hybridation solaire (substitution à 100%) sur les 330 projets 100% diesel de l'étape précédente ne conduit à des meilleurs coûts actualisés du kWh que pour 94 mini-réseaux qui alimentent un total de 162 localités (dont 94 pôles).
- In fine, les mini-réseaux diesel et solaires sont retenus comme suit :
 - **Mini-réseaux 100% diesel** pour 236 pôles de développement, avec des grappes regroupant au total 388 localités et représentant un taux global d'accès de 3,6% hors densification ;
 - **Mini-réseaux 100% solaire** pour 94 pôles, avec des grappes regroupant au total 162 localités et représentant un taux d'accès de 1,1% hors densification.
- Au final, les mini-réseaux permettent de raccorder **969.749 ménages supplémentaires** et d'atteindre un taux d'accès cumulé de **18,0%** en 2030, dont 6,8% en densification (70.946 ménages).

5.7.1.2.2. Budget d'investissement requis

D'un **CAPEX/abonné moyen de 1468US\$ (dont 2215US\$ pour l'hydro)**, il est consacré pour un grand maximum (84,2%) à la filière hydroélectrique :

Filière	Ménages	Budget (MGA)	%	CAPEX/abonné (US\$)
Petite hydroélectricité	567 087	3 832 027 088 768	84,2	2215
Solaire	90 260	263 766 988 928	5,8	915
Biomasse	15 394	53 868 628 576	1,2	1095
Diesel	297 008	400 017 863 104	8,8	422
TOTAL	969 749	4 549 680 569 376	100,0	1137

Tableau 13: Scénario "de départ" - Budget d'investissement pour les mini-réseaux

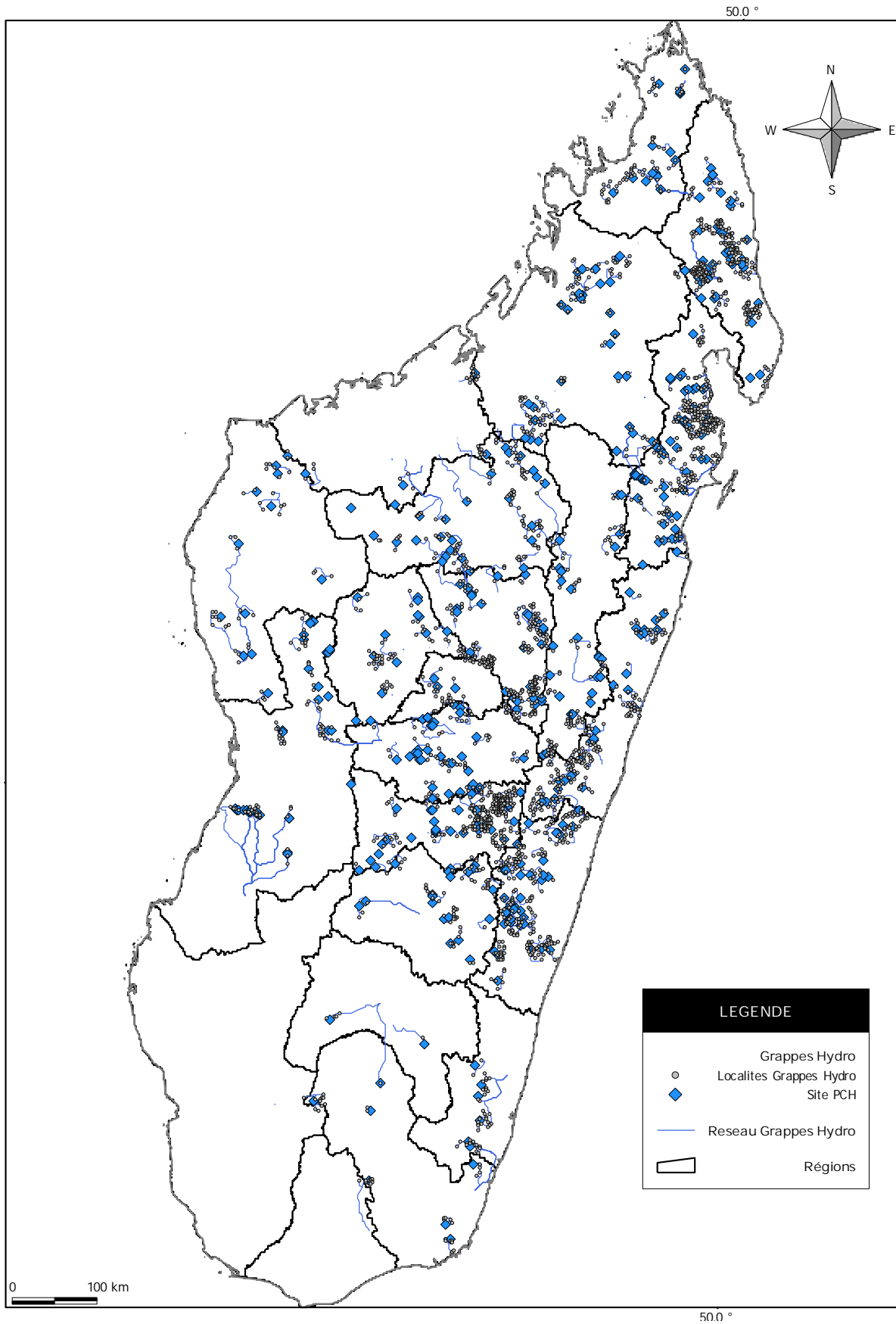


Figure 34: Scénario "de départ" - Mini-réseaux hydro projetés à l'horizon 2030

5.7.1.3. SOLUTIONS INDIVIDUELLES

Les solutions individuelles seront destinées aux localités des zones prioritaires identifiées au paragraphe 5.2.4.2 et qui n'auront bénéficié ni d'un raccordement au réseau ni d'un raccordement à un mini-réseau.

Sachant qu'il s'agit de solutions qui reposent davantage sur un principe de justice sociale que sur un impératif d'optimisation technico-économique et/ou de disponibilité d'une ressource naturelle comme c'est le cas pour les réseaux et mini-réseaux, l'atteinte de l'objectif d'accès global fixés à 70% par la NPE à l'horizon 2030 sera effective avec une part différentielle de **9,1% pour les solutions individuelles**, dès lors que les ressources financières et autres moyens logistiques nécessaires pourront être mises à disposition du MEEH. En effet, les étapes précédentes ont permis d'atteindre 48,4% via les réseaux interconnectés, puis 12,6% via les mini-réseaux. Les énergies distribuées représentent ainsi pratiquement **13% des objectifs sur une base de 100%**.

Les budgets correspondants à cette composante ont été déterminés sur la base d'hypothèses proposées par le programme Lighting Africa de la Banque Mondiale⁵⁰. Dans le cadre du scénario A et conformément aux orientations de la NPE, la cible des solutions individuelles sera partagée pour moitié entre l'équivalent de lampes solaires (Tier1) et des Systèmes Solaires Décentralisés de niveau 2 (Tier 2) dans la hiérarchie des services du SE4ALL.

Le budget d'investissement requis pour cette composante est de **215 395 133 576 MGA (soit environ 67 millions de US\$)** pour une cible de **749.012 ménages**, soit environ 90US\$/ménage bénéficiaire.

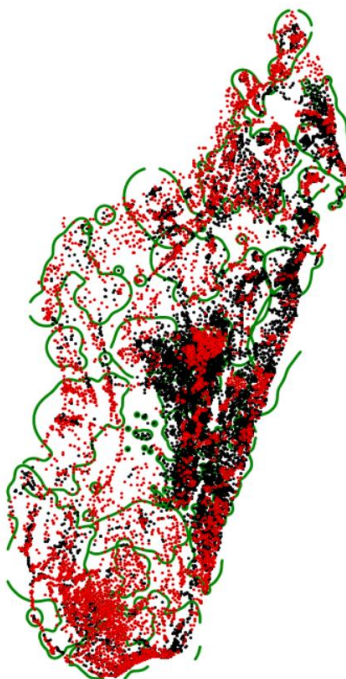


Figure 35: Scénario A - Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes

⁵⁰ Tier 1 (6Wc/20Wh/3 points lumineux) - 50US\$ / Tier 2 (20Wc/150Wh/ points lumineux) - 130US\$ / Tier 3 (200Wc/1500Wh/4-5 points lumineux) - 500US\$.

5.7.1.4. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS OBTENUS POUR LE SCÉNARIO "DE DÉPART"

5.7.1.4.1. Taux d'accès par technologies et sources d'alimentation

Au final, le scénario "de départ" permet d'atteindre l'objectif d'accès de 70% fixé à l'horizon 2030 par la NPE, avec la déclinaison suivante :

- **Réseau : 48,4%** (14,1% par densification / 34,2% par de nouvelles électrifications en extension des réseaux interconnectés) ;
- **Mini-réseaux : 12,6%** (0,9% par densification / 6,9% avec la petite hydroélectricité / 0,2% avec la biomasse / 1,1% avec le solaire / 3,6% avec le diesel) ;
- **Solutions individuelles : 9,1%** (partagé pour moitié entre Tier 1 et Tier 2).

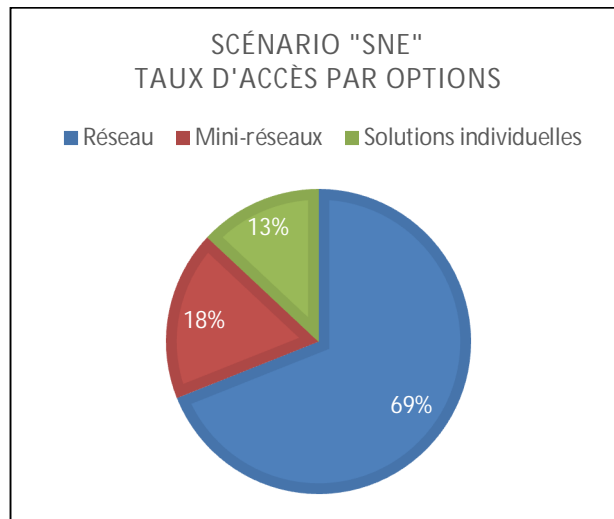


Figure 36: Scénario "de départ" – Taux d'accès par options d'approvisionnement à l'horizon 2030

Sur une base de 100%, le mix par options technologiques se répartit comme suit : **Réseau 69%, Mini-réseau 18% et Solutions individuelles 13%**.

Pour les mini-réseaux, les contributions sont les suivantes :

- Densification : 6,8% ;
- Petite hydroélectricité : 54,5% ;
- Solaire : 8,7% ;
- Biomasse : 1,5% ;
- Diesel : 28,5%.

Les énergies renouvelables contribuent ainsi pour environ **68% du taux d'accès sur les mini-réseaux à l'horizon 2030**⁵¹.

5.7.1.4.2. Budget d'investissement

Le budget global d'investissement pour le scénario "de départ" est de **2819 MUS\$ pour l'option de base** (en moyenne **487 US\$/abonné**) et de **2664 MUS\$ pour l'option low cost** (en moyenne **460 US\$/abonné**).

⁵¹ En faisant l'hypothèse de la répartition suivante pour les mini-réseaux existants : 56% en diesel, 20% en hydro, 14% en solaire, 4% en biomasse et 6% autres renouvelables.

5.7.1.4.3. Synthèse des résultats obtenus pour le Scénario "de départ"

	SITUATION ACTUELLE		OBJECTIFS NPE		Résultats des simulations du PNE									
	Population desservie_2017	Taux d'accès_2017	Part dans le mix_2030	Taux d'accès_2030	Population desservie_2030	Ménages desservis_2030	Taux d'accès (Desserte à 80% sur les réseaux et 70% sur les mini-réseaux)	Part dans le mix_2030	Localités électrifiées	Pôles	Population Couverte_2030	Investissement Total (MGA)	Investissement Total (Million US\$)	CAPEX/abonné (US\$)
Réseaux	1 715 174	6,2%	70%	49%	19 206 924	4 001 442	48,4%	69,1%	7 518	1331	24 008 655	4 211 361 058 632	1 318	329
Densification (localités électrifiées)	1 715 174				5 613 588	1 169 497	14,1%	29,2%	954	583	7 016 985	509 568 102 056	159	196
Nouvelles électrifications														
Extension Réseau Phase 1-1					13 347 584	2 780 747	33,6%	69,5%	6500	700	16 684 480	3 642 964 521 440	1 140	410
Extension Réseau Phase 1-2					245 752	51 198	0,6%	1,3%	64	48	307 190	58 828 435 136	18	360
Mini-Réseaux	104 049	0,4%	20%	14%	4 995 339	1 040 696	12,6%	18,0%	3 101	459	7 075 387	4 580 443 557 596	1 434	1 377
Densification (localités électrifiées)	104 049				340 543	70 946	0,9%	6,8%	180	0	425 679	30 762 988 220	10	195
Nouvelles électrifications														
Hydro			50%	7,0%	2 722 017	567 087	6,9%	54,5%	2 286	129	3 888 595	3 832 027 088 768	1 199	2 115
Diesel			25%	3,5%	1 425 637	297 008	3,6%	28,5%	388	236	2 036 624	400 017 863 104	125	422
Biomasse			20%	2,8%	73 892	15 394	0,2%	1,5%	85	0	105 561	53 868 628 576	17	1 095
Solaire (Hybridation 100%)			5%	0,7%	433 250	90 260	1,1%	8,7%	162	94	618 928	263 766 988 928	83	915
Solutions individuelles			10%	7%	3 595 256	749 012	9,1%	12,9%	6 860	0	3 595 256	215 395 133 576	67	90
TOTAL	1 819 223	6,6%	100%	70%	27 797 518	5 791 150	70%	100,0%	17 479	1 790	34 679 297	9 007 199 749 804	2 819	487

	SITUATION ACTUELLE		OBJECTIFS NPE		Résultats des simulations du PNE									
	Population desservie_2017	Taux d'accès_2017	Part dans le mix_2030	Taux d'accès_2030	Population desservie_2030	Ménages desservis_2030	Taux d'accès (Desserte à 80% sur les réseaux et 70% sur les mini-réseaux)	Part dans le mix_2030	Localités électrifiées	Pôles	Population Couverte_2030	Investissement Total (MGA)	Investissement Total (Million US\$)	CAPEX/abonné (US\$)
Réseau	1 715 174	6,2%	70%	49%	19 206 924	4 001 442	48,4%	69,1%	7 518	1331	24 008 655	3 714 818 673 192	1 163	291
Densification (localités électrifiées)	1 715 174				5 613 588	1 169 497	14,1%	29,2%	954	583	7 016 985	509 568 102 056	159	196
Nouvelles électrifications														
Extension Réseau Phase 1-1 (Pôles)					2 618 081	545 433	6,6%	13,6%	748	748	3 272 601	723 989 187 200	227	415
Extension Réseau Phase 1-2 (Hinterland)					10 975 255	2 286 511	27,6%	57,1%	5816	0	13 719 069	2 481 261 383 936	777	340
Total Mini Réseau	104 049	0,4%	20%	14%	4 995 339	1 040 696	12,6%	18,0%	3 101	459	7 075 387	4 580 443 557 596	1 434	1 377
Densification (localités électrifiées)	104 049				340 543	70 946	0,9%	6,8%	180	0	425 679	30 762 988 220	10	195
Nouvelles électrifications														
Hydro			50%	7,0%	2 722 017	567 087	6,9%	54,5%	2 286	129	3 888 595	3 832 027 088 768	1 199	2 115
Diesel			25%	3,5%	1 425 637	297 008	3,6%	28,5%	388	236	2 036 624	400 017 863 104	125	422
Biomasse			20%	2,8%	73 892	15 394	0,2%	1,5%	85	0	105 561	53 868 628 576	17	1 095
Solaire (hybridation 100%)			5%	0,7%	433 250	90 260	1,1%	8,7%	162	94	618 928	263 766 988 928	83	915
Solutions individuelles			10%	7%	3 595 256	749 012	9,1%	12,9%	6 860	0	3 595 256	215 395 133 576	67	90
TOTAL	1 819 223	6,6%	100%	70%	27 797 518	5 791 150	70%	100%	17 479	1 790	34 679 297	8 510 657 364 364	2 664	460

Tableau 14: Scénario "de départ" – Synthèse des résultats pour l'option de base (en haut) et la variante bas coûts (en bas)

5.7.2. Scénario "Pôles de développement"

5.7.2.1. EXTENSION DES RÉSEAUX

Ce sont 2500 localités, dont **105 pôles de développement**, regroupant 5.839.516 habitants supplémentaires (population de 2030) qui sont nouvellement couverts par le réseau interconnecté à l'horizon 2030. Sur la base d'un taux de desserte de 80%, **973.253 ménages** seraient ainsi nouvellement raccordés, soit un taux d'accès additionnel de 11,8%.

5.7.2.1.1. Résultats de la variante low cost

Dans cette variante économique, un **réseau structurant triphasé** est construit en ciblant uniquement les 105 pôles de développement de l'option de base, tandis que 2395 localités supplémentaires de l'hinterland sont raccordées via des antennes monophasées SWER construites depuis le réseau structurant.

5.7.2.1.2. Budgets d'investissement requis

Le scénario économique permet d'économiser environ 158 milliards d'Ariary, soit environ **50,3 millions de US\$** en distribution, pour le même taux d'accès à l'horizon 2030. Le CAPEX moyen par abonné est d'environ **385US\$** pour l'option de base et de **334US\$** pour la variante économique.

Les budgets d'investissement sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Phase	Option de base			Variante économique		
	Ménage	Budget (MGA)	CAPEX/abonné (US\$)	Ménages	Budget (MGA)	CAPEX/abonné (US\$)
Phase 1-1 (réseau structurant)	973 253	1 198 695 774 400	385	61 042	75 798 603 840	389
Phase 1-2 (maillage)	-	-	-	912 211	962 168 405 728	330
TOTAL	973 253	1 198 695 774 400	385	973 253	1 037 967 009 568	334

Tableau 15: Scénario "Pôles de développement" - Budget d'investissement pour l'extension des réseaux interconnecté

5.7.2.1.3. Conclusion

Ce scénario permettra ainsi d'attendre un taux d'accès à l'électricité de 25,9% via les réseaux interconnectés à l'horizon 2030 sur un objectif de 70% (dont 14,1% en densification et 11,8% en extension des réseaux), soit **37,0% sur une base de 100%**.

Les réseaux permettront ainsi de raccorder 688 pôles (583 par densification et 105 par extension) sur les 1790 recensés, soit 38,4% des pôles de développement.

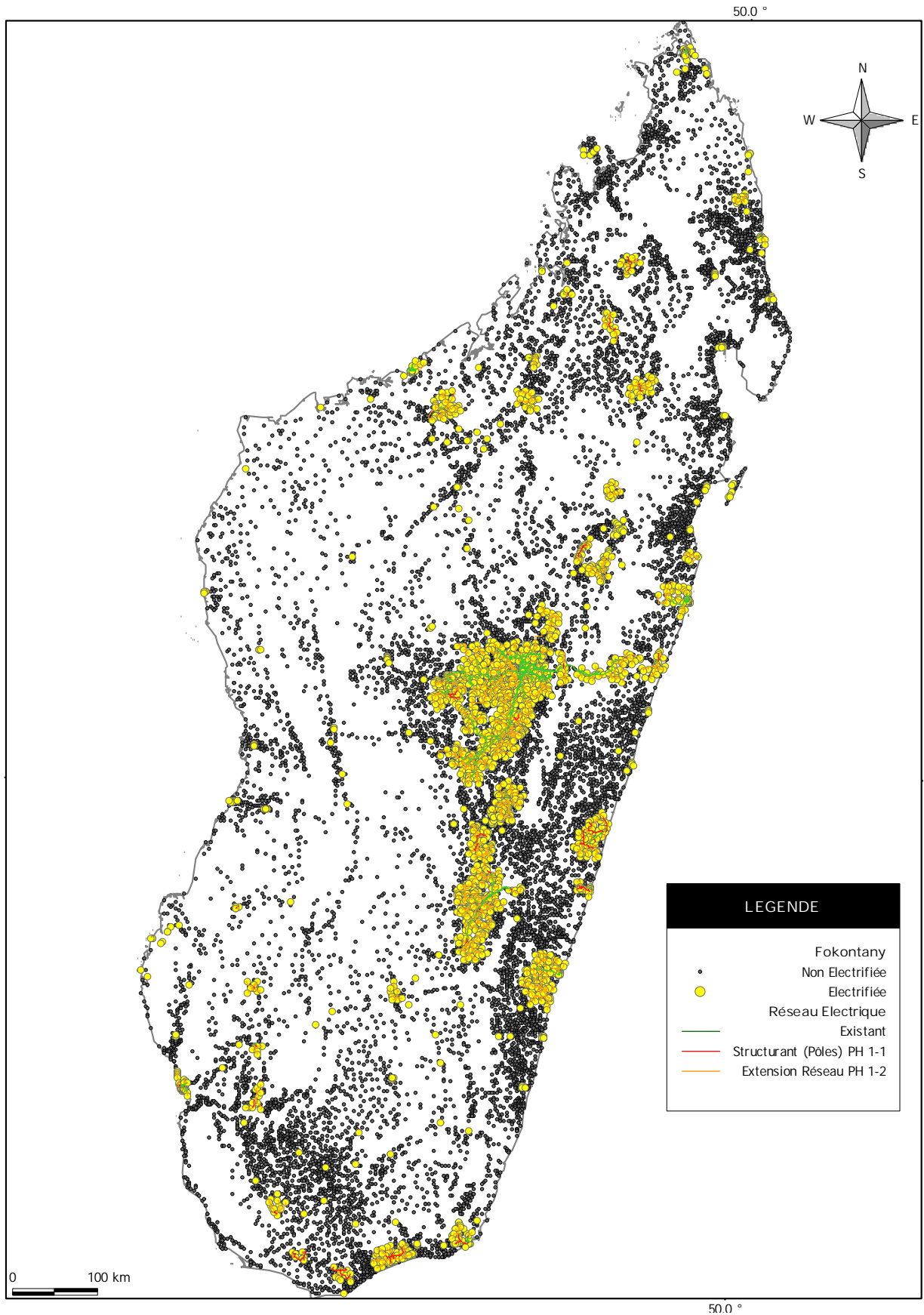


Figure 37: Scénario "Pôles de développement" - Réseau projeté à l'horizon 2030 - Variante low cost

5.7.2.2. MINI-RÉSEAUX

5.7.2.2.1. Taux d'accès atteint

A l'issue des phases précédentes de densification et d'extension des réseaux interconnectés, 1102 pôles de développement n'ont pas pu être raccordés aux réseaux à l'horizon 2030. Ils bénéficient d'un mini-réseau pour assurer les besoins en puissance requis compte-tenu de leur qualité de pôles de développement.

Les résultats des optimisations pour la construction des grappes sont comme suit :

- La valorisation des ressources de **petites centrales hydroélectriques** conduit à l'électrification de 3167 localités dont 285 pôles, et à un taux d'accès global de 11,9% ;
- La valorisation des ressources **biomasse** conduit à l'électrification de 93 localités dont 18 pôles, et à un taux d'accès global de 0,4% ;
- Sur les 799 mini-réseaux alimentés en première hypothèse par du diesel, 369 peuvent bénéficier d'une alimentation 100% solaire avec une amélioration du coût actualisé du kWh. Ainsi, les mini-réseaux diesel et solaires sont répartis in fine comme suit :
 - **Mini-réseaux 100% diesel** pour 440 pôles de développement, avec des grappes regroupant au total 863 localités et représentant un taux global d'accès de 8,9% hors densification ;
 - **Mini-réseaux 100% solaire** pour 369 pôles, avec des grappes regroupant au total 686 localités et représentant un taux d'accès de 3,9% hors densification.
- Au final, les mini-réseaux permettent de raccorder **2 077 899 ménages supplémentaires** et d'atteindre un taux d'accès cumulé de **37,1%** en 2030, dont 3,3% en densification (70.946 ménages).

5.7.2.2.2. Budget d'investissement requis

Les budgets d'investissement requis, consacrés à **73,5% pour la filière hydroélectrique**, et qui consistent en un **CAPEX/abonné moyen de 1026 US\$ (dont 1594US\$ pour l'hydro)**, sont donnés par le tableau ci-dessous :

Filière	Ménages	Budget (MGA)	%	CAPEX/abonné (US\$)
Petite hydroélectricité	982 533	5004 042 836 544	73,5	1594
Solaire	323 914	966 022 543 040	14,2	933
Biomasse	36 524	116 646 673 088	1,7	1000
Diesel	734 927	723 845 825 568	10,6	308
TOTAL	2 077 899	6 810 557 878 240	100,0	1026

Tableau 16: Scénario "Pôles de développement" - Budget d'investissement pour les mini-réseaux

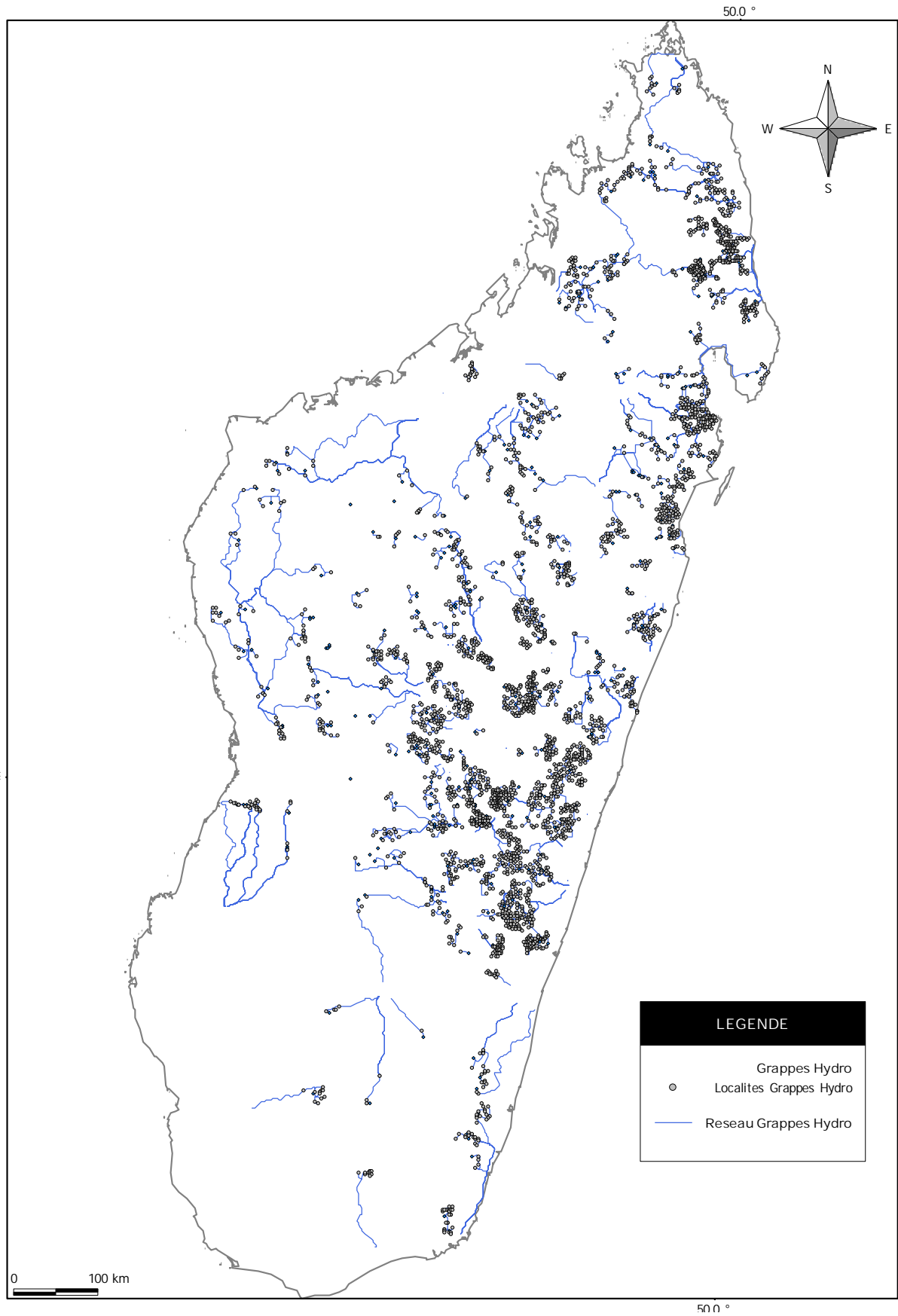


Figure 38: "Pôles de développement" - Mini-réseaux hydro projetés à l'horizon 2030

5.7.2.3. SOLUTIONS INDIVIDUELLES

L'atteinte de l'objectif d'accès global fixés à 70% par la NPE à l'horizon 2030 sera effective avec une part différentielle de **18,1% pour les solutions individuelles**, de manière à ce que ces énergies distribuées représentent pratiquement **26% des objectifs**.

Les budgets correspondants à cette composante sont déterminés dans les mêmes conditions que celles du scénario précédent et s'établissent à **431 230 572 566 MGA** (soit environ 135 millions de US\$), pour un investissement moyen de 90US\$/ménage.

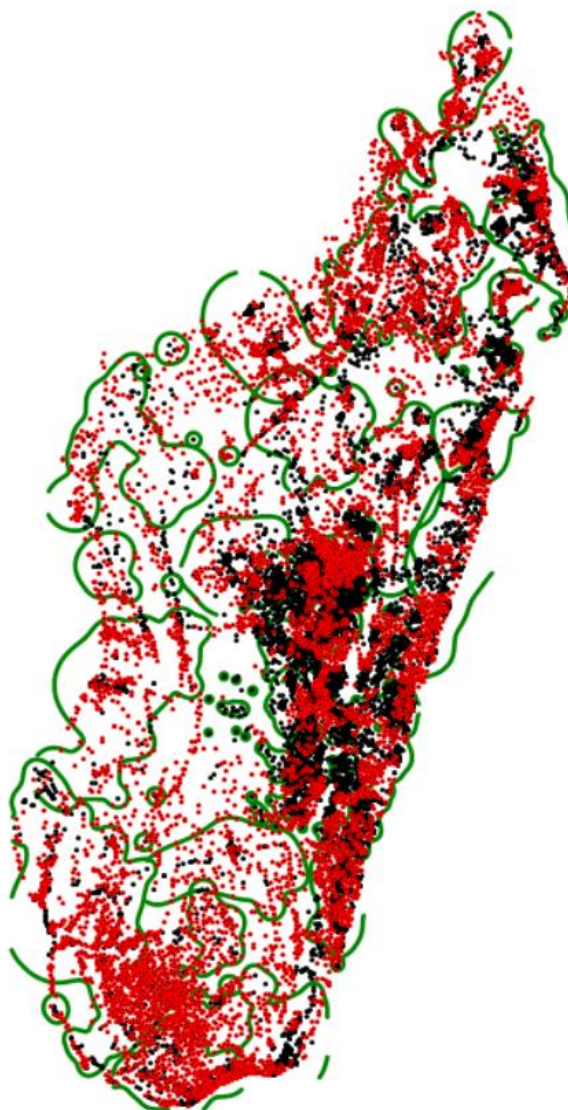


Figure 39: Scénario B - Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes

5.7.2.4. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS OBTENUS POUR LE SCÉNARIO "PÔLES DE DÉVELOPPEMENT"

5.7.2.4.1. Taux d'accès par technologies et sources d'alimentation

Au final, le scénario "Pôles de développement" permet d'atteindre l'objectif d'accès de 70% fixé à l'horizon 2030 par la NPE, avec les déclinaisons suivantes :

Option techno	Taux d'accès		Mix
Réseau	25,9%	14,1% par densification / 11,8% par de nouvelles électrifications en extension des réseaux interconnectés	37,0%
Mini-réseau	26,0%	0,9% par densification / 11,9% avec la petite hydroélectricité / 0,4% avec la biomasse / 3,9% avec le solaire / 8,9% avec le diesel	37,1%
Solutions individuelles	18,1%	50% Tier 1 et 50% Tier 2	25,9%
Total	70,0%		100,0%

Tableau 17: Scénario "Pôles de développement" - Taux d'accès et mix énergétique par option technologique

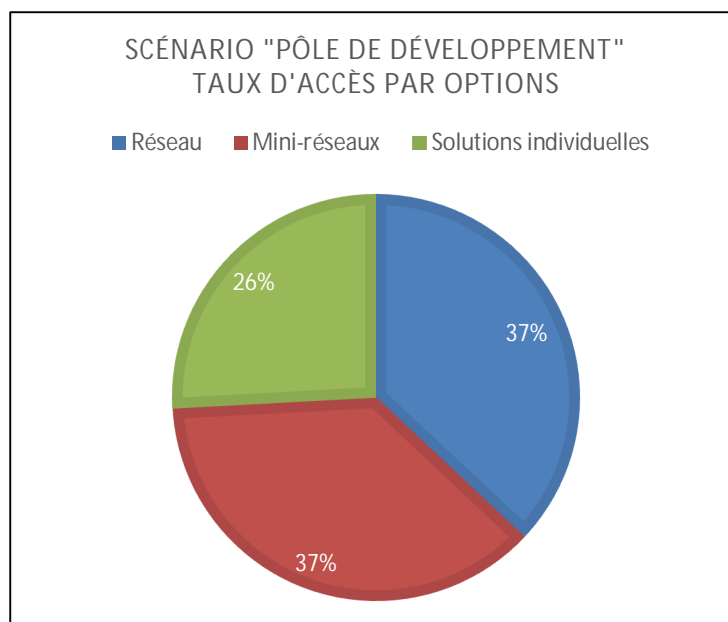


Figure 40: Scénario "Pôles de développement" – Taux d'accès par options d'approvisionnement à l'horizon 2030

Les contributions à l'accès sont comme suit pour les mini-réseaux :

Filière	Part dans les objectifs d'accès
Densification	3,3%
Petite hydroélectricité	45,7%
Solaire	15,1%
Biomasse	1,7%
Diesel	34,2%
Total	100,0%

Tableau 18: Scénario "Pôles de développement" - Taux d'accès et mix énergétique par filière

Les énergies renouvelables contribuent pour environ **64% du taux d'accès sur les mini-réseaux à l'horizon 2030**⁵².

5.7.2.4.2. Budget d'investissement

Le budget global d'investissement pour le scénario "Pôles de développement" est de **2810 MUS\$ pour l'option de base** (en moyenne **485 US\$/abonné**) et de **2760 MUS\$ pour l'option low cost** (en moyenne **477 US\$/abonné**).

⁵² En faisant l'hypothèse de la répartition suivante pour les mini-réseaux existants : 56% en diesel, 20% en hydro, 14% en solaire, 4% en biomasse et 6% autres renouvelables.

5.7.2.4.3. Synthèse des résultats obtenus pour le Scénario "Pôles de développement"

	SITUATION ACTUELLE		OBJECTIFS NPE		Résultats des simulations du PNE									
	Population desservie_2017	Taux d'accès_2017	Part dans le mix_2030	Taux d'accès_2030	Population desservie_2030	Ménages desservis_2030	Taux d'accès (Desserte à 80% sur les réseaux et 70% sur les mini-réseaux)	Part dans le mix_2030	Localités électrifiées	Pôles	Population Couverte_2030	Investissement Total (MGA)	Investissement Total (Million US\$)	CAPEX/abonné (US\$)
Réseaux	1 715 174	6,2%	70%	49%	10 285 201	2 142 750	25,9%	37,0%	3 454	688	12 856 501	1 708 263 876 456	535	250
Densification (localités électrifiées)	1 715 174				5 613 588	1 169 497	14,1%	54,6%	954	583	7 016 985	509 568 102 056	159	196
Nouvelles électrifications														
Extension Réseau					4 671 613	973 253	11,8%	45,4%	2500	105	5 839 516	1 198 695 774 400	375	385
Mini-Réseaux	104 049	0,4%	20%	14%	10 314 457	2 148 845	26,0%	37,1%	4 989	1 102	14 674 127	6 841 320 866 460	2 141	996
Densification (localités électrifiées)	104 049				340 543	70 946	0,9%	3,3%	180	0	425 679	30 762 988 220	10	195
Nouvelles électrifications														
Hydro			50%	7,0%	4 716 158	982 533	11,9%	45,7%	3 167	285	6 737 369	5 004 042 836 544	1 566	1 594
Diesel			25%	3,5%	3 527 652	734 927	8,9%	34,2%	863	430	5 039 502	723 845 825 568	227	308
Biomasse			20%	2,8%	175 315	36 524	0,4%	1,7%	93	18	250 449	116 646 673 088	37	1 000
Solaire (Hybridation 100%)			5%	0,7%	1 554 789	323 914	3,9%	15,1%	686	369	2 221 128	966 022 543 040	302	933
Solutions individuelles			10%	7%	7 197 861	1 499 554	18,1%	25,9%	9 036	0	7 197 861	431 230 572 566	135	90
TOTAL	1 819 223	6,6%	100%	70%	27 797 518	5 791 150	70%	100,0%	17 479	1 790	34 728 489	8 980 815 315 482	2 811	485

	SITUATION ACTUELLE		OBJECTIFS NPE		Résultats des simulations du PNE									
	Population desservie_2017	Taux d'accès_2017	Part dans le mix_2030	Taux d'accès_2030	Population desservie_2030	Ménages desservis_2030	Taux d'accès (Desserte à 80% sur les réseaux et 70% sur les mini-réseaux)	Part dans le mix_2030	Localités électrifiées	Pôles	Population Couverte_2030	Investissement Total (MGA)	Investissement Total (Million US\$)	CAPEX/abonné (US\$)
Réseaux	1 715 174	6,2%	70%	49%	10 285 201	2 142 750	25,9%	37,0%	3 454	688	12 856 501	1 547 535 111 624	484	226
Densification (localités électrifiées)	1 715 174				5 613 588	1 169 497	14,1%	54,6%	954	583	7 016 985	509 568 102 056	159	196
Nouvelles électrifications														
Extension Réseau Phase 1-1 (Pôles)					293 002	61 042	0,7%	2,8%	105	105	366 252	75 798 603 840	24	389
Extension Réseau Phase 1-2 (Hinterland)					4 378 611	912 211	11,0%	42,6%	2395	0	5 473 264	962 168 405 728	301	330
Mini-Réseaux	104 049	0,4%	20%	14%	10 314 457	2 148 845	26,0%	37,1%	4 989	1 102	14 674 127	6 841 320 866 460	2 141	996
Densification (localités électrifiées)	104 049				340 543	70 946	0,9%	3,3%	180	0	425 679	30 762 988 220	10	195
Nouvelles électrifications														
Hydro			50%	7,0%	4 716 158	982 533	11,9%	45,7%	3 167	285	6 737 369	5 004 042 836 544	1 566	1 594
Diesel			25%	3,5%	3 527 652	734 927	8,9%	34,2%	863	430	5 039 502	723 845 825 568	227	308
Biomasse			20%	2,8%	175 315	36 524	0,4%	1,7%	93	18	250 449	116 646 673 088	37	1 000
Solaire (Hybridation 100%)			5%	0,7%	1 554 789	323 914	3,9%	15,1%	686	369	2 221 128	966 022 543 040	302	933
Solutions individuelles			10%	7%	7 197 861	1 499 554	18,1%	25,9%	9 036	0	7 197 861	431 230 572 566	135	90
TOTAL	1 819 223	6,6%	100%	70%	27 797 518	5 791 150	70%	100,0%	17 479	1 790	34 728 489	8 820 086 550 650	2 760	477

Tableau 19: Scénario "Pôles de développement" – Synthèse des résultats pour l'option de base (en haut) et la variante bas coûts (en bas)

5.7.3. Scénario "Economique"

5.7.3.1. EXTENSION DES RÉSEAUX

Les résultats de ce scénario sont identiques à ceux du scénario "Pôles de développement" pour cette composante "extension des réseaux".

5.7.3.2. MINI-RÉSEAUX

5.7.3.2.1. Taux d'accès atteint

La contrainte d'un CAPEX/abonné plafonné à 1500US\$ conduit à l'élimination de 12 mini-réseaux (11 hydroélectriques et 1 biomasse) par rapport au scénario B précédent, centrés autour de 12 pôles de développement à relatifs faibles potentiels économiques tel que stipulé par la méthodologie présentée en section 5.6.2.3.

Le nombre de localités à électrifier en mini-réseaux est ainsi réduit de 1381, et la répartition des 1090 projets de mini-réseaux est comme suit pour ce scénario :

- La valorisation des ressources de **petites centrales hydroélectriques** conduit à l'électrification de 1828 localités (contre 3167 pour le scénario précédent), dont 274 pôles, pour un taux d'accès global de 8,2% (contre 11,9% pour le scénario précédent) ;
- La valorisation des ressources **biomasse** conduit à l'électrification de 51 localités dont 18 pôles (contre 93 pour le scénario précédent), et à un taux d'accès global de 0,3% (contre 0,4% pour le scénario précédent) ;
- Comme indiqué ci-dessus, il n'y a aucun changement pour les projets diesel et solaire, dont les CAPEX/abonné sont en dessous des 1500US\$ fixés comme plafond. Dans ce contexte, ils conduisent respectivement comme précédemment à des taux d'accès cumulés de 8,9% et 3,9%.
- Au final, les mini-réseaux permettent de raccorder **1 758 575 ménages supplémentaires** (contre 2148845 pour le scénario précédent), et d'atteindre un taux d'accès cumulé de **31,6%** en 2030 (contre 37,1% pour le scénario précédent), dont 3,3% en densification.

5.7.3.2.2. Budget d'investissement requis

Les budgets requis, consacrés à 56,2% pour la filière hydroélectrique (et à 24,2% aux projets de mini-réseaux solaires), et d'un **CAPEX/abonné moyen de 710US\$ (1040 pour l'hydro)**, sont donnés par le tableau ci-dessous :

Filière	Ménages	Budget (MGA)	%	CAPEX/abonné (US\$)
Petite hydroélectricité	675 448	2 244 253 609 088	56,2	1040
Solaire	323 914	966 022 543 040	24,2	933
Biomasse	24 285	58 106 210 240	1,5	749
Diesel	734 927	723 845 825 568	18,1	308
TOTAL	1 758 575	3 992 228 187 936	100,0	710

Tableau 20: Scénario "Economique" - Budget d'investissement pour les mini-réseaux

5.7.3.3. SOLUTIONS INDIVIDUELLES

L'élimination de certains mini-réseaux conduit à une augmentation de la contribution des solutions individuelles pour atteindre l'objectif d'accès global fixés à 70% par la NPE à l'horizon 2030 dans le cadre de ce scénario spécifique. Cette contribution est désormais de **22,0% pour les solutions individuelles** (contre 18,1% pour le scénario précédent), de manière à ce que ces énergies distribuées représentent pratiquement **31,4% des objectifs d'accès à l'horizon 2030** (contre 26% pour le scénario précédent).

Les budgets correspondants à cette composante sont déterminés dans les mêmes conditions que celles des deux scénarii précédents, avec cependant la proposition d'une solution de niveau Tier 3 pour les 12 pôles éliminés du fait du CAPEX/abonné maximum, et le partage du reste de la cible pour moitié entre des équipements de type lampes solaires (Tier1) et des Systèmes Solaires Décentralisés (Tier 2), conformément à la hiérarchie des services du SE4ALL. Les hypothèses de coûts sont toujours ceux proposés par le programme Lighting Africa de la Banque Mondiale⁵³.

Le budget résultant s'établit à **537 259 417 921 MGA** (soit environ 168 millions de US\$), pour un investissement moyen de 92US\$/ménage.



Figure 41: Scénario C - Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes

⁵³ Tier 1 (6Wc/20Wh/3 points lumineux) - 50US\$ / Tier 2 (20Wc/150Wh/ points lumineux) - 130US\$ / Tier 3 (200Wc/1500Wh/4-5 points lumineux) - 500US\$.

5.7.3.4. SYNTHÈSE DES RÉSULTATS OBTENUS POUR LE SCÉNARIO "ECONOMIQUE"

5.7.3.4.1. Taux d'accès par technologies et sources d'alimentation

Au final, le scénario "Economique" permet d'atteindre l'objectif d'accès de 70% fixé à l'horizon 2030 par la NPE, avec la déclinaison suivante :

- **Réseau : 25,9%** (14,1% par densification / 11,8% par de nouvelles électrifications en extension des réseaux interconnectés) ;
- **Mini-réseaux : 22,1%** (0,9% par densification / 8,2% avec la petite hydroélectricité / 0,3% avec la biomasse / 3,9% avec le solaire / 8,9% avec le diesel) ;
- **Solutions individuelles : 22,0%** (0,1% en Tier 3 et 21,9% partagés pour moitié entre Tier 1 et Tier 2).

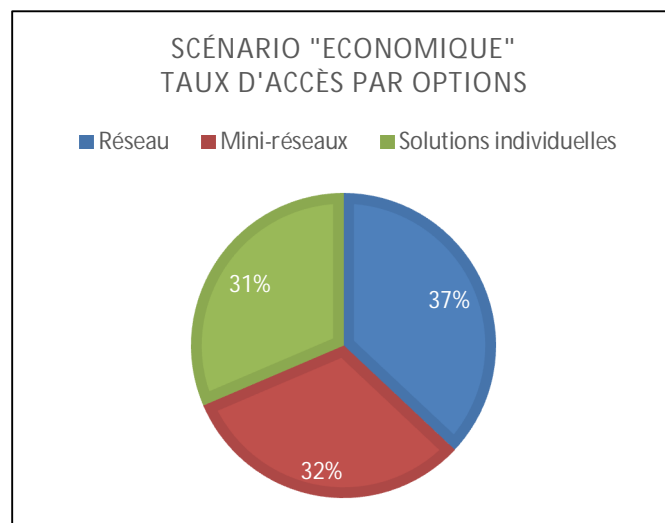


Figure 42: Scénario "Economique" – Taux d'accès par options d'approvisionnement à l'horizon 2030

Sur une base de 100%, les contributions aux objectifs d'accès sont comme suit : **Réseau 37%, Mini-réseau 31,6% et Solutions individuelles 31,4%**.

Pour les mini-réseaux, les contributions sont les suivantes :

- Densification : 3,9% ;
- Petite hydroélectricité : 36,9% ;
- Solaire : 17,7% ;
- Biomasse : 1,3% ;
- Diesel : 40,2%.

Les énergies renouvelables représentent environ **58% sur les mini-réseaux à l'horizon 2030**⁵⁴.

5.7.3.4.2. Budget d'investissement

Le budget global d'investissement pour le scénario "de départ" est de **1961 MUS\$ pour l'option de base** (en moyenne **339 US\$/abonné**) et de **1912 MUS\$ pour l'option low cost** (en moyenne **330 US\$/abonné**).

⁵⁴ En faisant l'hypothèse de la répartition suivante pour les mini-réseaux existants : 56% en diesel, 20% en hydro, 14% en solaire, 4% en biomasse et 6% autres renouvelables.

5.7.3.4.3. Synthèse des résultats obtenus pour le Scénario "Economique"

	SITUATION ACTUELLE		OBJECTIFS NPE		Résultats des simulations du PNE									
	Population desservie_2017	Taux d'accès_2017	Part dans le mix_2030	Taux d'accès_2030	Population desservie_2030	Ménages desservis_2030	Taux d'accès (Desserte à 80% sur les réseaux et 70% sur les mini-réseaux)	Part dans le mix_2030	Localités électrifiées	Pôles	Population Couverte_2030	Investissement Total (MGA)	Investissement Total (Million US\$)	CAPEX/abonné (US\$)
Réseaux	1 715 174	6,2%	70%	49%	10 285 201	2 142 750	25,9%	37,0%	3 454	688	12 856 501	1 705 316 543 928	534	249
Densification (localités électrifiées)	1 715 174				5 613 588	1 169 497	14,1%	54,6%	954	583	7 016 985	509 568 102 056	159	196
Nouvelles électrifications														
Extension Réseau					4 671 613	973 253	11,8%	45,4%	2500	105	5 839 516	1 195 748 441 872	374	385
Mini-Réseaux	104 049	0,4%	20%	14%	8 781 705	1 829 522	22,1%	31,6%	3 608	1 090	12 484 481	4 022 991 176 156	1 259	688
Densification (localités électrifiées)	104 049				340 543	70 946	0,9%	3,9%	180	0	425 679	30 762 988 220	10	195
Nouvelles électrifications														
Hydro			50%	7,0%	3 242 150	675 448	8,2%	36,9%	1 828	274	4 631 643	2 244 253 609 088	702	1 040
Diesel			25%	3,5%	3 527 652	734 927	8,9%	40,2%	863	430	5 039 502	723 845 825 568	227	308
Biomasse			20%	2,8%	1 165 700	24 285	0,3%	1,3%	51	17	1 666 529	58 106 210 240	18	749
Solaire (Hybridation 100%)			5%	0,7%	1 554 789	323 914	3,9%	17,7%	686	369	2 221 128	966 022 543 040	302	933
Solutions individuelles			10%	7%	8 730 613	1 818 878	22,0%	31,4%	10 417	12	8 730 613	537 259 417 921	168	92
Cible Tiers 1 et 2			10%	7,0%	8 678 584	1 808 038	21,9%	99,4%	10 405	0	8 678 584	519 942 076 559	163	90
Cible Tier 3			10%	7,0%	52 029	10 839	0,1%	0,6%	12	12	52 029	17 317 341 363	5	500
TOTAL	1 819 223	6,6%	100%	70%	27 797 518	5 791 150	70%	100%	17 479	1 790	34 071 595	6 265 567 138 005	1 961	339

	SITUATION ACTUELLE		OBJECTIFS NPE		Résultats des simulations du PNE									
	Population desservie_2017	Taux d'accès_2017	Part dans le mix_2030	Taux d'accès_2030	Population desservie_2030	Ménages desservis_2030	Taux d'accès (Desserte à 80% sur les réseaux et 70% sur les mini-réseaux)	Part dans le mix_2030	Localités électrifiées	Pôles	Population Couverte_2030	Investissement Total (MGA)	Investissement Total (Million US\$)	CAPEX/abonné (US\$)
Réseaux	1 715 174	6,2%	70%	49%	10 285 201	2 142 750	25,9%	37,0%	3 454	688	12 856 501	1 547 535 111 624	484	226
Densification (localités électrifiées)	1 715 174				5 613 588	1 169 497	14,1%	54,6%	954	583	7 016 985	509 568 102 056	159	196
Nouvelles électrifications														
Extension Réseau Phase 1-1 (Pôles)					293 002	61 042	0,7%	2,8%	105	105	366 252	75 798 603 840	24	389
Extension Réseau Phase 1-2 (Hinterland)					4 378 611	912 211	11,0%	42,6%	2395	0	5 473 264	962 168 405 728	301	330
Mini-Réseaux	104 049	0,4%	20%	14%	8 781 705	1 829 522	22,1%	31,6%	3 608	1 090	12 484 481	4 022 991 176 156	1 259	688
Densification (localités électrifiées)	104 049				340 543	70 946	0,9%	3,9%	180	0	425 679	30 762 988 220	10	195
Nouvelles électrifications														
Hydro			50%	7,0%	3 242 150	675 448	8,2%	36,9%	1 828	274	4 631 643	2 244 253 609 088	702	1 040
Diesel			25%	3,5%	3 527 652	734 927	8,9%	40,2%	863	430	5 039 502	723 845 825 568	227	308
Biomasse			20%	2,8%	1 165 700	24 285	0,3%	1,3%	51	17	1 666 529	58 106 210 240	18	749
Solaire (Hybridation 100%)			5%	0,7%	1 554 789	323 914	3,9%	17,7%	686	369	2 221 128	966 022 543 040	302	933
Solutions individuelles			10%	7%	8 730 613	1 818 878	22,0%	31,4%	10 417	12	8 730 613	537 259 417 921	168	92
Cible Tiers 1 et 2			10%	7,0%	8 678 584	1 808 038	21,9%	99,4%	10 405	0	8 678 584	519 942 076 559	163	90
Cible Tier 3			10%	7,0%	52 029	10 839	0,1%	0,6%	12	12	52 029	17 317 341 363	5	500
TOTAL	1 819 223	6,6%	100%	70%	27 797 518	5 791 150	70%	100%	17 479	1 790	34 071 595	6 107 785 705 701	1 912	330

Tableau 21: Scénario "Economique" – Synthèse des résultats pour l'option de base (en haut) et la variante à bas coûts (en bas)

5.7.4. Conclusion : analyse comparative des résultats des trois scenarii

Au final, le PNE a fait l'objet de six (6) scenarii :

- Trois scenarii en **option de base** :
 - **Un scénario A ou "de départ"**, conforme aux orientations de la NPE et qui privilégie le raccordement aux réseaux interconnectés, suivi des mini-réseaux dans une démarche d'optimisation technico-économique basée sur la minimisation du coût actualisé du kWh, les solutions individuelles servant de variables d'ajustement. Il peut être considéré comme étant **un scénario "réseaux"** ;
 - **Un scénario B ou "Pôles de développement"**, qui vise une accélération du raccordement des pôles de développement étant donné l'impact économique et social d'une telle orientation y compris sur les localités de l'hinterland, et ce en accord avec le Programme National de Développement de Madagascar (PND). Il conduit par conséquent à la multiplication des mini-réseaux pour l'alimentation des pôles pour lesquels une solution en extension des réseaux interconnectés interviendrait relativement sur le tard. Il peut être considéré comme étant **un scénario "mini-réseaux"** ;
 - **Un scénario C ou "Economique"**, dans le prolongement du scénario précédent, et dont la principale caractéristique est la minimisation du coût d'investissement par abonné, avec de fait une augmentation de la part des solutions individuelles pour un service minimum accessible à moindre coût au plus grand nombre, quitte à ne pas toujours satisfaire la demande prévisionnelle en électricité. Il peut être considéré comme étant **un scénario "solutions individuelles"**.
- **Une variante low-cost** est proposée pour chacun des trois scenarii précédents. Conformément aux recommandations établies à l'issue de l'analyse des options technologiques⁵⁵, elle suggère une construction en monophasés SWER des réseaux de distribution destinés à l'alimentation des localités de l'hinterland, seuls les pôles de développement bénéficiant d'un réseau structurant en triphasé.

Pour rappel, les trois scenarii permettent chacun d'atteindre l'objectif de 70% de taux d'accès en 2030, tel que prescrit par la NPE.

Cette section fait une analyse croisée de ces six (6) scenarii, sur la base des sept (7) principaux critères suivants, mesurés à l'horizon 2030 :

- Le nombre de ménages desservis ;
- Le taux d'accès atteint ;
- La proportion d'accès par options technologiques ;
- Le nombre de localités électrifiées
- Le nombre de pôles électrifiés ;
- Le budget d'Investissement ;
- Le CAPEX/abonné.

L'incidence des variantes low cost est ensuite évaluée, et une synthèse est donnée en guise de conclusion de cette section.

⁵⁵ Rapport de la Tâche 2

5.7.4.1. ANALYSE CROISÉE DES OPTIONS DE BASE

5.7.4.1.1. Ménages desservis et taux d'accès atteint

Comme prévu, le scénario "de départ" est celui qui réserve le plus important taux d'accès (presque 50%) aux réseaux interconnectés, conformément aux orientations de la NPE. Ce sont ainsi plus de 4 millions de ménages qui seront connectés par ce moyen. Les proportions d'accès sont plus équilibrées entre les réseaux et les mini-réseaux pour le scénario "Pôles de développement" au détriment des solutions individuelles, dont la part la plus élevée s'observe dans le cadre du scénario "Economique" (près de 1.820.000 ménages), quasiment équivalente à celle des mini-réseaux. Dans les trois cas, le réseau reste cependant la solution majoritaire.

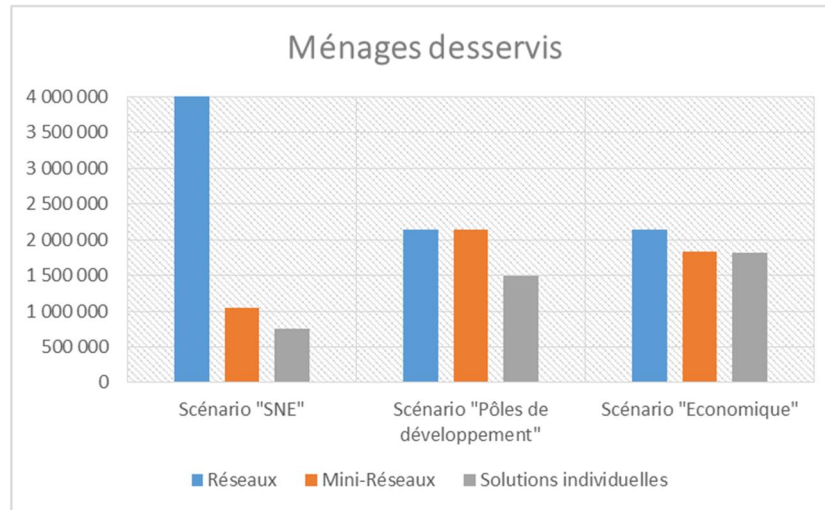


Figure 43: Ménages desservis en fonction des scénarii et options technologiques

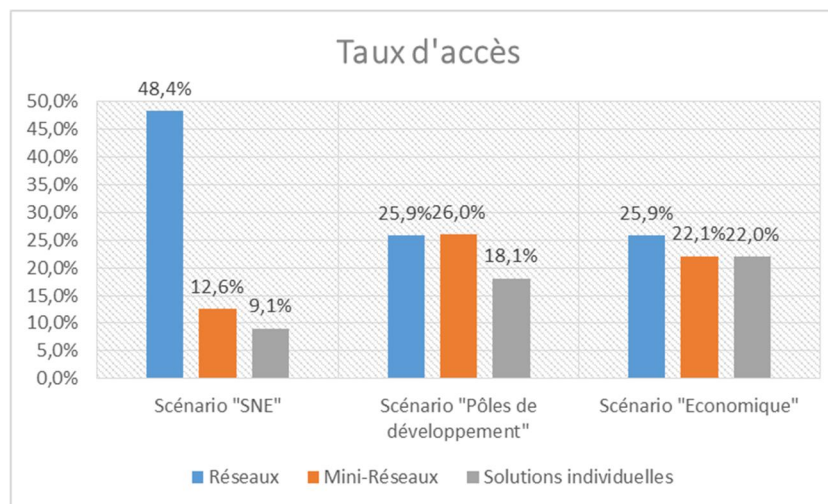


Figure 44: Taux d'accès en fonction des scénarii et options technologiques

5.7.4.1.2. Proportion d'accès par options technologiques

Il apparaît clairement que le scénario "de départ" est celui qui fait la "part belle" aux raccordements via les réseaux interconnectés, tandis que le scénario "Pôles de développement" conduit à des parts relativement égales entre les réseaux et les mini-réseaux. Le scénario "Economique" est celui qui accorde le plus de proportion d'accès aux solutions individuelles, quasiment égale aux mini-réseaux, et légèrement en dessous de celle des réseaux qui restent majoritaire.

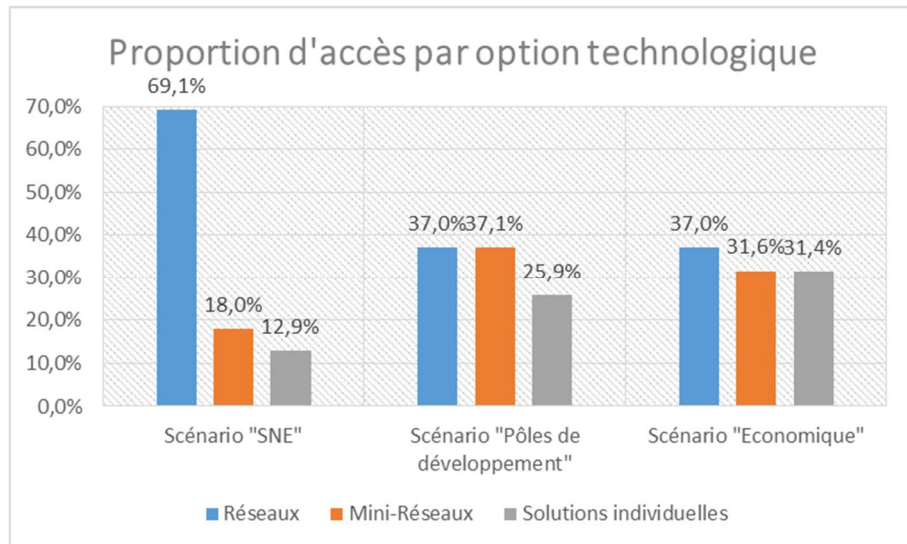


Figure 45: Proportion d'accès en fonction des scenarii et options technologiques

Ainsi, l'on pourrait considérer le scénario "de départ" comme étant une option plutôt "réseaux", tandis que les scenarii "Pôles de développement" et "Economique" seraient respectivement des options davantage "mini-réseaux" et "solutions individuelles".

5.7.4.1.3. Localités et pôles de développement électrifiés

La caractéristique précédente est manifeste quant à la distribution des localités électrifiées ou bénéficiant d'une solution d'éclairage moderne à l'horizon 2030. Le plus grand nombre de localités électrifiées par extension des réseaux (7518 localités) s'observe dans le cadre du scénario "de départ", tandis que le plus important par mini-réseaux (4989 localités) est recensé pour le scénario "Pôles de développement", et les solutions individuelles prédominent (10417 localités) dans le cadre du scénario "Economique".

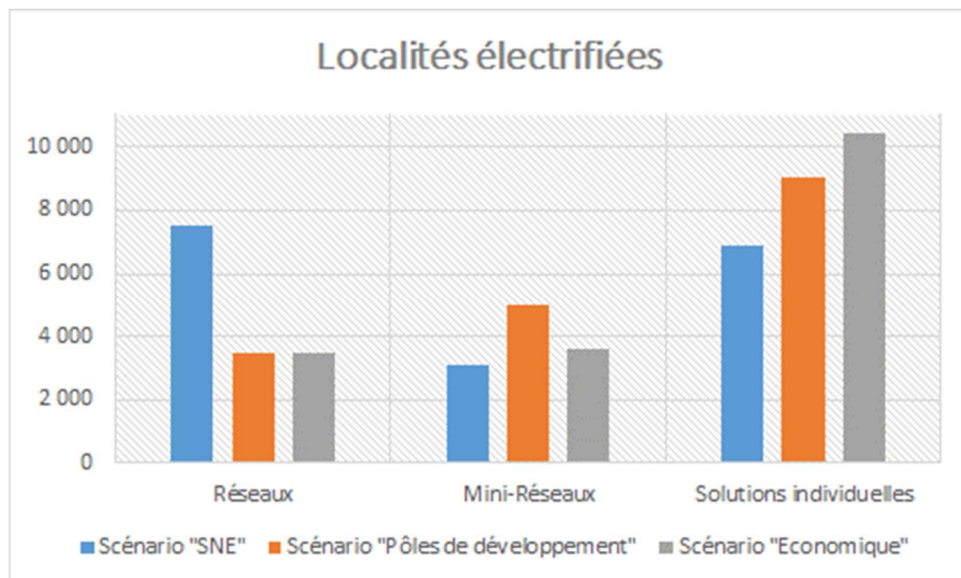


Figure 46: Nombre de localités électrifiées en fonction des scenarii et options technologiques

Conformément à l'esprit de la démarche préconisée tout le long de cette étude, chaque scénario conduit cependant in fine à l'électrification de l'ensemble des 1790 pôles de développement. L'on relève néanmoins que la proportion des pôles électrifiés par les réseaux est nettement plus importante pour le scénario "de départ", tandis que le scénario "Pôles de développement" privilégie les mini-réseaux, en proportion plus importante. L'objectif de ce dernier scénario étant en effet d'accélérer l'électrification des pôles dont le raccordement par extension des réseaux interviendrait tardivement en raison du rythme d'électrification.

Dans ces deux scénarii, tous les pôles sont alimentés soit par réseaux, soit par un mini-réseau. Dans le cas du scénario "Economique", une proportion marginale de pôles (au nombre de 12 sur 1790) est alimentée par des solutions individuelles⁵⁶.

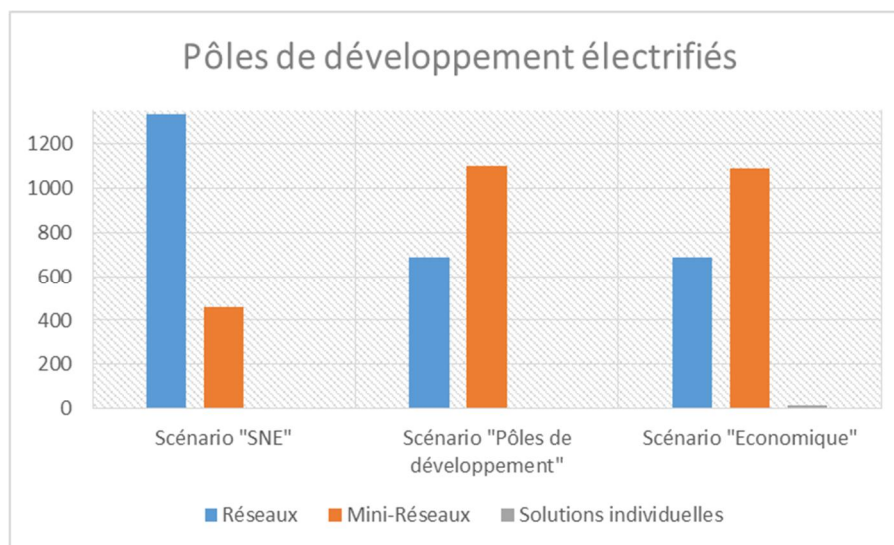


Figure 47: Nombre de localités électrifiées en fonction des scénarii et options technologiques

5.7.4.1.4. Budget d'Investissement et CAPEX/abonné

Sans surprise, le scénario "Economique" est de loin le plus efficient, avec 1961 millions US\$ d'investissement contre 2818 et 2810 respectivement pour les scénarii "de départ" et "Pôles de développement", dont les budgets sont relativement proches.

A l'analyse, le budget d'investissement souligne une fois encore la principale caractéristique des trois scénarii :

- Il est le plus élevé pour les extensions de réseaux dans le cadre du scénario "de départ" (1317MUS\$) et diminue considérablement pour les scénarii "Pôles de développement" et "Economique" pour lesquels il est identique (534MUS\$) ;
- Il est particulièrement significatif dans le cadre du scénario "Pôles de développement" où il atteint les sommets (2141MUS\$), soit à lui-seul plus des ¾ du budget de l'ensemble de ce scénario (76,2%), au-dessus du budget total qui serait consacré à la réalisation du scénario "Economique" dans sa globalité ;
- Il atteint son maximum pour les solutions individuelles dans le cadre du scénario "Economique" (168MUS\$), mais reste cependant largement en dessous des budgets consacrés aux autres options quels que soient les scénarii, y compris dans le cadre du scénario "Pôles de développement" où l'écart en terme de proportion d'accès avec les deux autres options est de l'ordre de 10 points seulement.

⁵⁶ Ils ont cependant été choisis parmi ceux ayant un impact économique et social relativement limité sur l'ensemble du territoire (voir section 5.6.2.3.2).

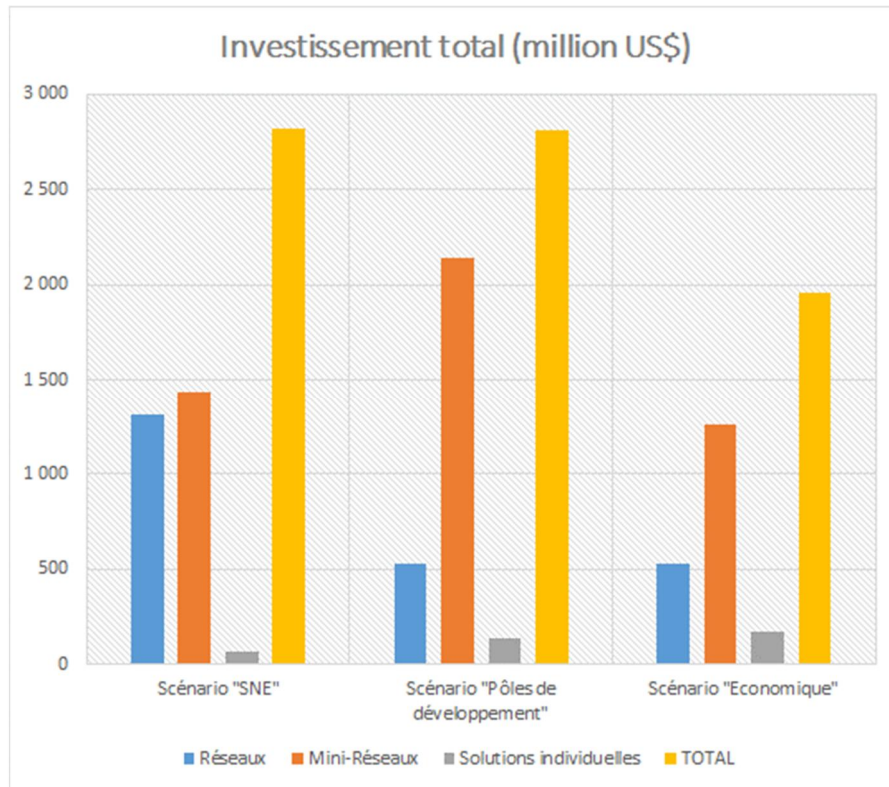


Figure 48: Budget d'investissement en fonction des scénarii et options technologiques

Le nombre de ménages bénéficiant d'un service électrique à l'horizon 2030 étant identique pour les trois scénarii, le CAPEX moyen par abonné (US\$) est évidemment le plus bas pour le scénario "Economique" (339US\$), contre 485US\$ pour le scénario "Pôles de développement" et 487US\$ pour le scénario "de départ".

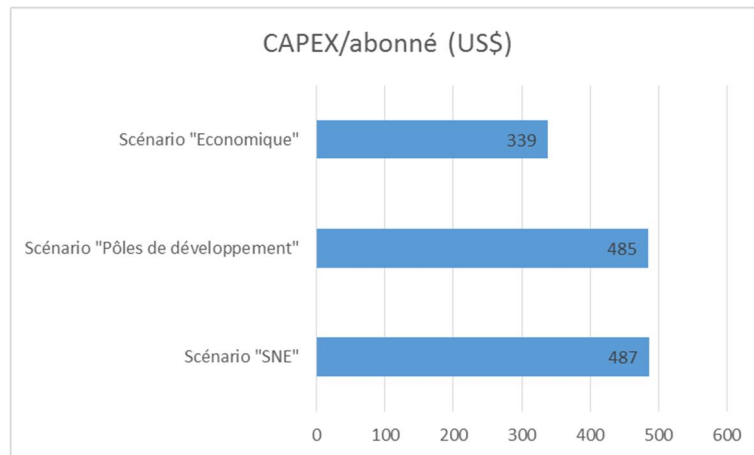


Figure 49: CAPEX/abonné en fonction des scénarii

Les mini-réseaux sont caractérisés par des CAPEX/abonné (US\$) relativement élevés, avec cependant une baisse successive entre les scénarii "de départ" (1377), "Pôles de développement" (996) et "Economique" (688).

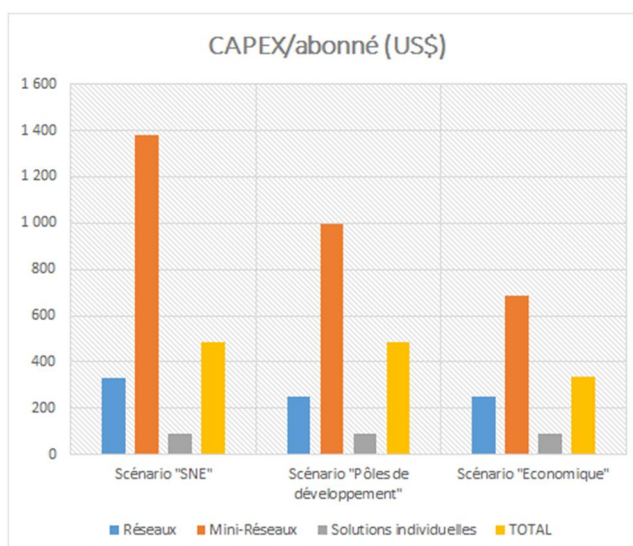


Figure 50: CAPEX/abonné en fonction des scénarii et options technologiques

Les solutions individuelles présentent les CAPEX les plus bas, avec cependant un niveau de service également plus bas (Tiers 1, 2 et éventuellement 3) que pour les réseaux et mini-réseaux (Tiers 4 et 5) au sens de la hiérarchie du SE4ALL.

5.7.4.2. VARIANTES LOW COST

L'unique différence fondamentale entre les variantes low cost se situe au niveau des budgets consacrés aux extensions de réseaux, qui diminue considérablement en raison du recours au monophasé pour les extensions concernant les localités de l'hinterland. L'on relève ainsi, une réduction nette du CAPEX moyen par abonné pour les extensions de réseaux. Il passe :

- De 409US\$ à 354US\$ pour la variante low cost du scénario A (de 410US\$ à 415US\$ pour le réseau structurant qui se limite désormais aux pôles, mais de 360US\$ à 340US\$ pour le réseau maillé qui s'étend à l'ensemble de l'hinterland) ;
- De 385US\$ à 334US\$ en moyenne pour les variantes low cost des scénarii B et C (il est certes désormais de 389US\$ en moyenne au niveau des pôles qui structurent un réseau triphasé, mais de 330US\$ pour l'ensemble des localités de l'hinterland) ;

De façon globale, le CAPEX moyen passe de 487US\$ à 460US\$ pour le scénario A, de 485US\$ à 477US\$ pour le scénario B, et de 339US\$ à 330US\$ pour le scénario C.

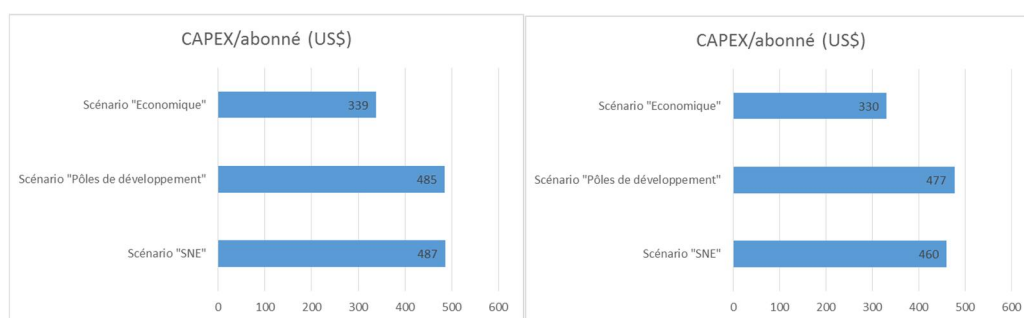


Figure 51: Evolution du CAPEX/abonné en fonction des scénarii entre les options de base (à gauche) et les variantes low cost (à droite)

Les investissements globaux passent de 2819MUS\$ à 2664MUS\$ pour le scénario A, de 2811MUS\$ à 2760MUS\$ pour le scénario B, et de 1961MUS\$ à 1912MUS\$ pour le scénario C.

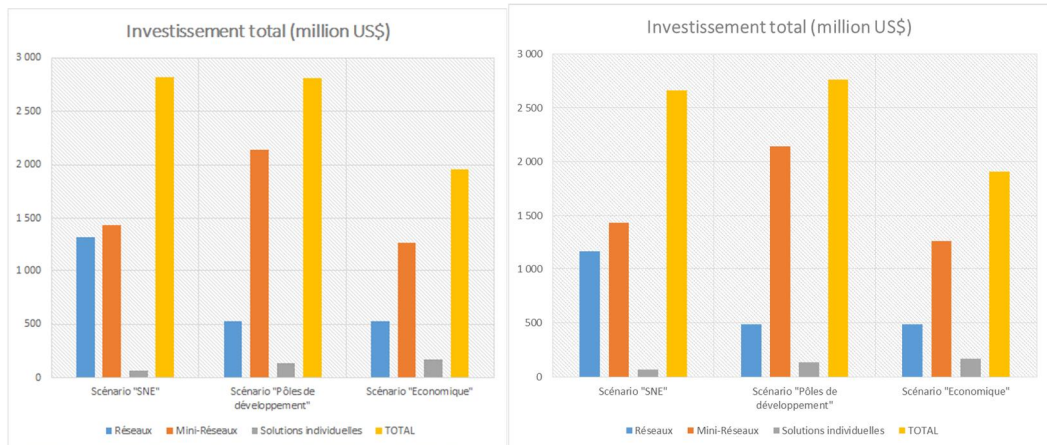


Figure 52: Evolution du budget d'investissement en fonction des scénarii et options technologiques entre les options de base (à gauche) et les variantes low cost (à droite)

5.7.4.3. SYNTHÈSE DE L'ANALYSE

La différence fondamentale entre les scénarii A et B se situe moins dans le budget d'investissement résultant que dans l'équilibre d'efforts que le scénario B apporte entre les investissements en réseaux et ceux en mini-réseaux. Si le B réduit la pression sur les réseaux interconnectés avec un rythme particulièrement élevé des nouvelles électrifications, et les incidences conséquentes non prises en compte par la présente étude (renforcement des réseaux de transport et des capacités de production), il conduit en contrepartie à un nombre beaucoup plus significatif d'électrifications par des mini-réseaux, avec donc une répartition de la charge entre l'ADER et la JIRAMA.

Quitte à opter pour le B, il est recommandé d'adopter le scénario C qui peut être considéré comme une variante du B, atténué les efforts sur la composante consacrée aux mini-réseaux avec une plus grande proportion de localités bénéficiaires de solutions individuelles, et l'avantage d'une réduction considérable (de l'ordre de 30%) du budget d'investissement global par rapports aux scénarii A et B.

Les variantes low cost permettent de faire une économie respectivement de 154MUS\$ pour le scénario A et de 50,3MUS\$ pour les scénarii B et C. Le scénario C low cost est le plus efficace, avec un budget global d'investissement de 1912MUS\$, contre 2818MUS\$ pour le scénario A, le moins efficace.

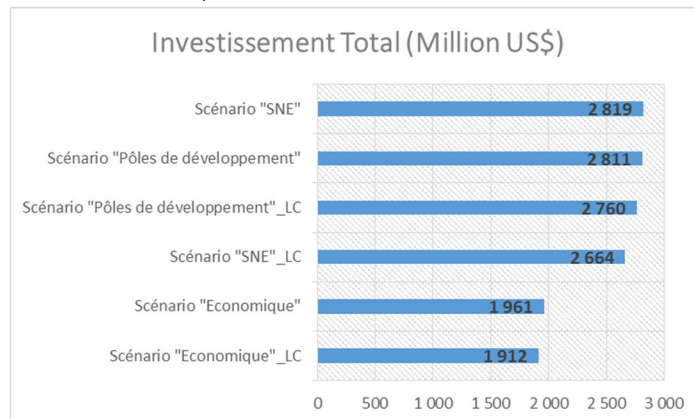


Figure 53: Budget d'investissement pour les six (6) scénarii

5.7.4.4. PÉRIMÈTRE DE LA JIRAMA : BÂTIR UNE SOLIDE ÉCONOMIE DE RÉSEAU...

Quel que soit le scénario, et encore plus dans le cadre du scénario "de départ" où le taux d'accès correspondant est proche de 50%, les réseaux interconnectés constitueront une option d'électrification conséquente à l'horizon 2030. Ce sont ainsi 7518 localités pour le scénario "de départ", et 3454 localités pour les scénarii "Pôles de développement" et "Economique" qui seront raccordées aux réseaux interconnectés, dont respectivement 6564 et 2500 nouvellement électrifiées sur la période 2018-2030.

Le PNE permettra de ce fait à terme un développement substantiel des réseaux de distribution MT à Madagascar, particulièrement dans le cadre de ce scénario "de départ" mais aussi pour les deux autres. Bien qu'il s'agisse essentiellement de réseaux de distribution rurale (respectivement 6403 et 2388 localités rurales pour le scénario "de départ" d'une part, et 3454 localités pour les scénarii "Pôles de développement" et "Economique", soit 97,5% et 95,5% de la cible), il est recommandé que les localités ainsi électrifiées soient reversées dans le périmètre de la JIRAMA, afin de construire progressivement une véritable dynamique économique sur les réseaux de distribution. Il s'agira alors d'adopter un modèle de tarification rigoureux permettant à la fois d'assurer une rémunération acceptable à la JIRAMA et aux clients les plus modestes, de bénéficier d'un service électrique de qualité grâce à des mécanismes de péréquation. De tels équilibres seraient en effet plus difficile, voire impossible à atteindre dans le cadre de périmètres de tailles modestes gérés par une multitude de petits opérateurs autres que la JIRAMA, et ne permettant pas d'assurer des économies d'échelle.

La Figure 54 donne un aperçu de ce que serait ce périmètre JIRAMA à l'horizon 2030 dans le cadre du scénario "de départ". Il ne s'agit pas d'un continuum topologique, mais d'un ensemble discret constitué des localités raccordées au réseau. En effet, des zones hors "concession" JIRAMA peuvent se retrouver à l'intérieur de ce périmètre, interstices correspondant aux localités non éligibles au raccordement en raison de contraintes technico-économiques.

Cette recommandation pour une JIRAMA forte sur le segment de la distribution, y compris en zone rurale, est particulièrement soutenue dans le cadre du scénario "de départ" par le fait que la construction du réseau structurant à l'horizon 2030 et la densification dans les localités déjà électrifiées ciblent près des 3/4 des pôles de développement, en synergie avec la stratégie des espaces de croissance économique du PND. L'on pourrait donc raisonnablement espérer des demandes économiquement solvables sur le réseau, et donc à terme une économie de rente.

Une étude tarifaire est fortement recommandée dans cette optique, car un mauvais signal tarifaire constituerait de ce point de vue un risque majeur pour la JIRAMA en particulier et pour toute la SNE en général, dans un contexte où le réseau interconnecté expliquera près de la moitié de l'accès à l'électricité à Madagascar à l'horizon 2030.

Cependant, une telle orientation stratégique n'implique pas nécessairement que la réalisation des investissements requis soient exclusivement portée par la JIRAMA. Si les opérations de densification dans les localités déjà électrifiées seront a priori le fait de la JIRAMA, l'ADER pourra également, comme par le passé, participer en synergie avec la JIRAMA, à la réalisation de projets concernant la densification périurbaine ou l'extension des réseaux en zones rurales comme l'y autorise la réglementation⁵⁷. Il convient néanmoins de souligner qu'il s'agirait d'un véritable challenge pour l'ADER au regard des défis à relever dans le cadre des projets de mini-réseaux mais aussi de la diffusion des solutions individuelles⁵⁸.

En tous les cas, comme recommandé ci-dessus, il conviendra que l'ensemble de ces investissements en extension des réseaux soit reversé dans le périmètre de la JIRAMA pour exploitation, ce qui implique une clarification réglementaire des conditions techniques de réalisation de tels projets et donc de leur raccordement. Par ailleurs, le modèle tarifaire évoqué ci-dessus, devra prendre en compte, le devenir de tels investissements et la nécessité de les tracer au plan comptable au bénéfice des investisseurs, y compris s'il s'agit de la puissance publique.

⁵⁷ L'article 2 du Décret 2003-510 précise que l'« Electrification Rurale » recouvre une partie du secteur de l'électricité auquel s'appliquent des normes et réglementations spécifiques et qui recouvre (i) l'ensemble des zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar sur lesquelles aucune installation électrique (réseau de distribution basse tension et/ou centrale de production) n'est implantée à la date de promulgation du présent décret, et (ii) l'ensemble des Centres Autonomes existants à ladite date et dont la puissance installée est inférieure à 250kW (iii) à l'exclusion de toutes les Installations d'Autoproduction...

⁵⁸ Voir section suivante consacrée aux territoires d'électrification hors JIRAMA.

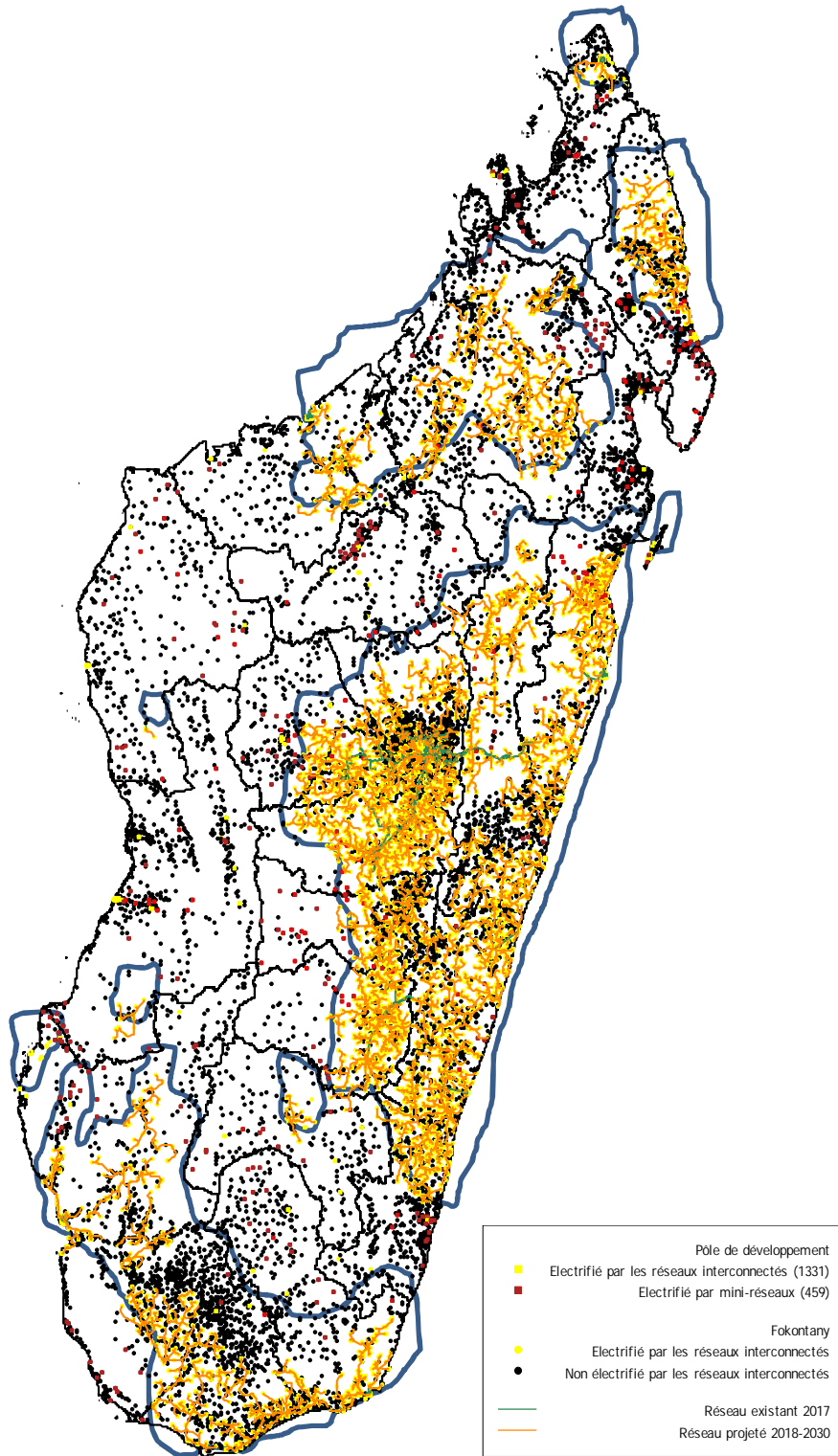


Figure 54: Scénario "de départ" - Délimitation en couleur bleue, du "périmètre" JIRAMA

5.7.4.5. TERRITOIRES D'ÉLECTRIFICATION RURALE HORS JIRAMA

Les projets d'électrification rurale qui pourront être gérés par des opérateurs privés autre que la JIRAMA devront se limiter d'une part aux projets de mini-réseaux qui concerneront l'ensemble des localités candidates tels que comptabilisé dans le Tableau 22 ci-dessous, et d'autre part à l'ensemble des localités candidates potentielles aux solutions individuelles distribuées également recensés dans le même tableau.

	Scénario "de départ"		Scénario "Pôles de développement"		Scénario "Economique"	
	Localités	Pôles	Localités	Pôles	Localités	Pôles
Mini-réseaux						
Densification	180	0	180	0	180	0
Petites centrales hydro	2286	129	3167	285	1828	274
Biomasse	85	0	93	18	51	17
Solaire	162	94	686	369	686	369
Diesel	388	236	863	430	863	430
Total	3101	459	4989	1102	3608	1090
Solutions individuelles	6860	0	9036	0	10417	12

Tableau 22: Territoires d'électrification rurale hors JIRAMA

Dans ces deux cas, les opérateurs privés chargés de l'exploitation des systèmes seront recrutés par l'ADER sur toute la période 2018-2030, dans le cadre de procédures d'appel d'offres et moyennant des subventions du FNE, chaque projet de mini-réseaux devant disposer d'un tarif propre permettant de garantir sa viabilité, dans le cas spécifique des mini-réseaux.

Il s'agit par conséquent d'un portefeuille de projets très conséquent à l'horizon 2030 quel que soit le scénario, d'autant plus quand on sait que les nouvelles électrifications réalisées par l'ADER n'ont jamais atteint 50 localités en une seule année⁵⁹.

⁵⁹ La moyenne des nouvelles électrifications réalisées par l'ADER et observée sur la période 2002-2015 est de 15 localités par an, avec un pic de 38 localités en 2005.

6. PROGRAMMATION BUDGÉTAIRE

6.1. Rappel du principe de hiérarchisation des projets

Dans le cadre des simulations de planification qui ont été réalisées pour l'élaboration du PNE, seules les extensions de réseaux interconnectés font l'objet d'une programmation annuelle explicite des investissements, modulo une adaptation dans la pratique du niveau moyen des nouvelles électrifications aux rythmes d'électrification préconisés par ailleurs, avec une montée en puissance progressive⁶⁰.

Dans le cas des mini-réseaux, les différents projets, centrés autour des pôles de développement non électrifiés par extension des réseaux interconnectés, sont classés en fonction du rang attribués à chacun des pôles concernés à l'issue de l'analyse spatiale (voir section 5.2.3). Dans le cadre du scénario B qui vise une accélération de l'électrification des pôles de développement, il est recommandé que l'ensemble des projets concernés soit réalisés durant la première période quinquennale.

De même, les solutions individuelles sont a priori distribuées en priorité aux localités les plus isolées au sens de l'analyse spatiale (éloignement des pôles mesuré par le coefficient U_j), en respect de l'esprit de la démarche d'optimisation de l'impact économique et social qui a guidé l'ensemble de cette simulation (voir section 5.2.4).

6.2. Hypothèses de programmation des investissements

Comme souligné ci-dessus, si les différents budgets d'investissement sont bien connus pour chacun des scénarii sur l'ensemble de la période de planification, tel que présentés à la section 5.7 et rappelé en guise de synthèse à la section 5.7.4.1.4, la programmation budgétaire de ces investissements dans le temps n'est explicite que pour les extensions des réseaux interconnectés, et dans une moindre mesure pour les mini-réseaux du scénario B.

Des propositions de programmation budgétaire sont ainsi faites dans la présente section pour toutes les options technologiques et pour l'ensemble des scénarii, en respect des orientations stratégiques fixées précédemment.

6.2.1. Densification dans les localités déjà électrifiées

Cette opération concerne 1134 localités, dont 954 sur les réseaux JIRAMA et 180 sur les mini-réseaux ADER. Comme indiqué à la section 5.5.3, les 583 pôles de développement concernés par la densification sont tous dans le périmètre de la JIRAMA.

Pour tous les trois scénarii "de départ", "Pôles de développement" et "Economique" (et leurs variantes low cost), la programmation des investissements en densification préconise :

- Une prise en charge prioritaire des 583 pôles de développement durant la première période quinquennale, soit une moyenne de 117 localités chaque année, pour un budget global estimé à **95,8 millions de US\$** (voir Tableau 9) ;

⁶⁰ Particulièrement pour le scénario A qui avait été bien avancé dans le cadre de l'élaboration de la SNE. Voir Section 5.6.2.

- Une densification dans les 551 localités de l'hinterland et un bouclage de cette densification au bout de la huitième année, en gardant au minimum le même rythme que précédemment, soit durant un maximum de 5 années supplémentaires, pour un budget global estimé à **73,3 millions de US\$**.

La liste des localités candidates à la densification est donnée en annexe.

6.2.2. Extension des réseaux interconnectés

6.2.2.1. SCÉNARIO "DE DÉPART"

Ce scénario prévoit l'électrification d'une moyenne de 500 localités chaque année sur toute la période, avec un ciblage des localités de plus de 1000 habitants et une optimisation "coûts-bénéfices". Cependant, en respect du rythme d'électrification proposé, seules les 1000 premières localités seront programmées pour la première période quinquennale (localités des deux premières années). La liste de ces 1000 localités, qui disposent chacune de plus de 1000 habitants mais ne sont pas nécessairement des pôles de développement (seuls 28 pôles sont concernés), est donnée en annexe, ainsi que les budgets d'investissements correspondants, qui cumulent à **129,1 MUS\$**. Il est de **226,6 MUS\$** pour la variante "low cost" qui consiste à cette étape en l'électrification prioritaire de 748 pôles de développement, et la construction d'un réseau structurant en triphasé.

Pour les 8 années suivantes, l'électrification programmée de 5564 localités supplémentaires par extension des réseaux nécessitera un budget cumulé de **1029 MUS\$**. Ce budget est de **776,5 MUS\$** pour la variante low cost, qui consiste alors en l'électrification de 5816 localités de l'hinterland par des antennes SWER.

La liste de ces projets et leurs budgets respectifs est donnée en annexe.

6.2.2.2. SCÉNARII "PÔLES DE DÉVELOPPEMENT" ET "ECONOMIQUE"

La liste des localités électrifiées par extension des réseaux pour les cinq premières années est donnée en annexe, ainsi que les budgets d'investissements correspondants, qui culminent à **68,4 MUS\$**. Il est de **23,7 MUS\$** pour la variante low cost qui cible 105 pôles de développement avec la construction d'un réseau triphasé structurant. Il s'agit d'un cumul de 500 localités, conformément au rythme d'électrification préconisé par ce scénario.

Pour les 8 années suivantes, l'électrification programmée de 2000 localités supplémentaires par extension des réseaux nécessitera un budget cumulé de **306,7 MUS\$**. Ce budget est de **301,1 MUS\$** pour la variante low cost qui consiste au déploiement d'antennes SWER pour le raccordement de 2395 localités de l'hinterland.

La liste de ces projets et leurs budgets respectifs est donnée en annexe.

6.2.3. Mini-réseaux

6.2.3.1. SCÉNARIO "DE DÉPART"

Bien que le scénario consacré d'avantage au développement des réseaux n'en fasse pas spécialement mention a priori, il est proposé, au regard de l'ampleur de la tâche et des performances antérieures de l'ADER⁶¹, d'étaler la réalisation des mini-réseaux sur toute la période de planification, à raison d'un premier quart pour la première période quinquennale, les trois-quarts restants étant renvoyés à la période 2023-2030.

Ainsi, dans le cadre de ce scénario, il est proposé que **356 MUS\$** soient investis durant les cinq premières années, et **1067,9MUS\$** budgétés pour la période 2023-2030, soit un total de **1423,9 MUS\$** correspondant au budget global de la composante relative aux 459 projets de mini-réseaux, centrés autour de 459 pôles et conduisant à l'électrification en grappes de 2462 localités supplémentaires.

La liste des projets et leurs budgets respectifs est donnée en annexe, ainsi que les budgets d'investissements correspondants.

6.2.3.2. SCÉNARIO "PÔLES DE DÉVELOPPEMENT"

Dans le cadre de ce scénario qui vise l'accélération de l'électrification des pôles de développement, ce sont 1102 pôles qui devraient bénéficier de mini-réseaux.

Le principe de la programmation budgétaire dans cette composante est celui d'une logique de projets (et non plus de localités), l'objectif étant d'engager en parallèle la réalisation de l'ensemble des mini-réseaux durant les cinq premières années, avec un délai de livraison fixé à un maximum de dix années pour l'ensemble des chantiers au regard de l'ampleur de la tâche, et ce conformément à l'esprit de ce scénario qui vise une accélération de l'électrification des pôles de développement. A la condition critique que l'ADER puisse parvenir à recruter des promoteurs privés en capacité de réaliser de tels investissements⁶², et dans l'hypothèse sous-jacente que les financements nécessaires soient disponibles. Il s'agira cependant d'un véritable challenge pour le secteur, car il faudrait électrifier 4804 localités en grappes durant cette période.

La liste des projets de mini-réseaux pour ce scénario est donnée en annexe, ainsi que les budgets d'investissements correspondants, qui culminent à **2131,5 MUS\$**, **engagés pour un tiers durant les cinq premières années.**

6.2.3.3. SCÉNARIO "ECONOMIQUE"

Avec ce scénario, le nombre de localités à électrifier en mini-réseaux est réduit de 1381, dont 12 pôles de développement, le plafond fixé en termes de CAPEX/abonné conduisant en effet à l'élimination de 12 mini-réseaux (11 hydroélectriques et 1 biomasse). La préconisation en vue de la programmation budgétaire est la même que précédemment, avec donc cependant plus que 3428 localités à électrifier (au lieu des 4804 du scénario précédent).

⁶¹ Pour mémoire, l'ADER a électrifié en moyenne 15 localités/an sur la période 2002-2015, avec une réalisation exceptionnelle de 38 localités en 2005.

⁶² Sur la base d'un portefeuille maximum de cinq projets par opérateur recruté par appel d'offres internationaux, il faudrait par exemple mobiliser près de 220 entreprises.

La liste des projets de mini-réseaux pour ce scénario est donnée en annexe, ainsi que le budget d'investissement correspondant qui baisse drastiquement par rapport au scénario précédent pour s'établir à **1249,4 MUS\$, engagés pour un tiers durant les cinq premières années.**

6.2.4. Solutions individuelles

Bien que la priorité soit accordée aux pôles de développement et donc aux options réseaux et mini-réseaux, il est recommandé, compte-tenu de la relative modestie des budgets requis et de l'impact économique et social qui en découlerait, d'engager immédiatement dès le premier quinquennat, et dans l'hypothèse de la disponibilité des sommes requises, la distribution des solutions individuelles en accordant la priorité aux localités les plus isolées au sens de l'analyse spatiale (voir section 5.2.4).

En effet, pour des budgets de **67,4 MUS\$, 135 MUS\$, 168,1 MUS\$,** respectivement pour les trois scénarii "de départ", "Pôles de développement" et "Economique" (et leurs variantes low cost), cette composante permettrait de couvrir rapidement respectivement 749 012 ménages, 1 499 554 ménages et 1 818 878 ménages, soit des taux d'accès cumulés respectifs de 9,1% pour le scénario "de départ", 18,1% pour le scénario "Pôles de développement", et 22,0% pour le scénario "Economique".

Toutes les localités non électrifiées à l'horizon 2030 par un réseau ou un mini-réseau sont a priori candidates aux solutions individuelles. Parmi ces localités, la priorité sera donnée à celles qui se situent dans les zones isolées telles qu'identifiées à la section 5.2.4., et reprises dans la figure de synthèse ci-dessous.



Figure 55: Identification en rouge des localités non électrifiées en réseaux ou mini-réseaux à l'horizon 2030 et de celles prioritaires pour les solutions individuelles, situées à l'extérieur des zones vertes, respectivement pour les scénarii A, B et C (de la gauche vers la droite)

6.3. Synthèse de la programmation budgétaire

Sur la base des hypothèses précédentes, les tableaux ci-dessous font une synthèse de la programmation budgétaire pour les options de base et les variantes low cost.

Option de base (MUS\$)	Phase 2018-2022			Phase 2023-2030			TOTAL MUS\$ (2018-2030)			
	Scénario	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Densification		95,8	95,8	95,8	73,3	73,3	73,3	169,1	169,1	169,1
Extension des réseaux		129,1	68,4	68,4	1029,4	306,7	306,7	1158,5	375,1	375,1
Mini-réseaux		356,0	710,5	416,5	1067,9	1421,0	833,0	1423,9	2131,5	1249,4
Solutions individuelles		67,4	135,0	168,1	-	-	-	67,4	135,0	168,1
Total MUS\$		648,3	1009,6	748,8	2170,6	1801,0	1213,0	2818,9	2810,6	1961,8

Tableau 23: Programmation budgétaire du PNE - Options de base

Variante low cost (MUS\$)	Phase 2018-2022 ⁶³			Phase 2023-2030			TOTAL MUS\$ (2018-2030)			
	Scénario	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Densification		95,8	95,8	95,8	73,3	73,3	73,3	169,1	169,1	169,1
Extension des réseaux		226,6	23,7	23,7	776,5	301,1	301,1	1003,1	324,8	324,8
Mini-réseaux		356,0	710,5	416,5	1067,9	1421,0	833,0	1423,9	2131,5	1249,4
Solutions individuelles		67,4	135,0	168,1	-	-	-	67,4	135,0	168,1
Total MUS\$		745,8	965,0	704,1	1917,7	1795,4	1207,4	2663,5	2760,4	1911,5

Tableau 24: Programmation budgétaire du PNE – Variantes low cost

⁶³ Le budget relatif à la phase 2018-2022 de la variante "low cost" du scénario A est plus élevé en raison du choix stratégique de construire prioritairement le réseau structurant triphasé qui va chercher les pôles. Ainsi, bien que le budget global de cette variante à bas coûts soit plus bas sur l'ensemble de la période, il est exceptionnellement plus élevé en phase initiale.

7. CONCLUSIONS

7.1. Six (6) scenarii de planification

Pour soutenir l'analyse des options de planification à envisager pour la mise en œuvre de la SNE, l'élaboration du PNE a été menée en tenant compte de trois scenarii en option de base :

- Un scénario A, dit "**de départ**", strictement conforme aux orientations fixées par la NPE, avec cependant des conditions de réalisation particulièrement contraignantes, à la fois en termes de rythme des nouvelles électrifications par extension des réseaux, mais aussi de besoins de renforcement des réseaux de transport et d'installation de capacités additionnelles sur les réseaux interconnectés non pris en compte par cette étude et pouvant constituer des goulots d'étranglement. Ce scénario accorde une préférence aux **réseaux interconnectés** et conduit à un budget d'investissement global de **2818,9MUS\$** ;
- Un scénario B, dit "**Pôles de développement**", qui permet de s'affranchir des contraintes signalées précédemment, et d'accélérer l'électrification des pôles de développement, ces localités à fort impact économique et social, qui devraient constituer la cible prioritaire des programmes d'électrification pour l'atteinte des objectifs plus globaux de développement économique et social à Madagascar à l'horizon 2030. Ce scénario promeut tout particulièrement le développement des **mini-réseaux notamment à base d'énergies renouvelables** pour près de 2/3 des taux de connexion escomptés, au détriment des solutions par raccordement aux réseaux interconnectés. Il conduit à un budget d'investissement global de **2810,6MUS\$** ;
- Un scénario dit C, dit "**Economique**", qui constitue une variante du scénario précédent, avec cependant l'élimination des mini-réseaux (principalement hydroélectriques et à base de biomasse) pour lesquels le montant moyen d'investissement requis pour le raccordement d'un abonné se situe au-dessus d'un seuil maximum, fixé sur la base d'un benchmarking. De fait, ce scénario renforce davantage la part des **solutions individuelles**, qui constituent pour les trois scenarii la variable d'ajustement pour l'atteinte de l'objectif minimum de taux d'accès de 70% fixé par la NPE à l'horizon 2030. Il conduit à un budget d'investissement global de **1961,8MUS\$** ;

Ces trois scenarii bénéficient ensuite chacun d'une variante dite "**low cost**" qui consiste, pour les extensions de réseaux uniquement, à ne considérer la construction d'un réseau triphasé structurant que pour les pôles de développement éligibles, les localités de l'arrière-pays bénéficiant pour leur part d'une alimentation via des antennes monophasées SWER.

Pour chacun des six (6) scenarii, des hypothèses de programmation budgétaire sont par la suite établies pour une première phase quinquennale 2018-2022, les investissements complémentaires étant renvoyés à la période 2023-2030 qui permettra de boucler les objectifs d'accès. Dans la variante "low cost", la programmation budgétaire prioritaire pour la première période quinquennale se chiffre respectivement (en MUS\$) à **704,1 pour le scénario C**, contre **745,8 pour le scénario A** et **965,0 pour le scénario B**.

7.2. Recommandations et perspectives

7.2.1. Recommandations

7.2.1.1. OPTER POUR UNE VARIANTE LOW COST

Dans la pratique, le scénario A, bien que le plus coûteux en option de base, constitue du point de vue du Consultant la solution idéale en respect des orientations de la NPE, car au plus près de la satisfaction de la demande prévisionnelle en électricité et pour le développement durable de Madagascar. Il induit cependant une pression exceptionnelle sur les réseaux (près de 70% des objectifs d'accès en 2030), et suppose par conséquent des investissements complémentaires en production et sur les réseaux de transports associés aux systèmes interconnectés existants, non pris en compte par la présente étude, et peut-être pas réalistes d'un point de vue technico-économique⁶⁴. Il s'agit donc d'un scénario particulièrement risqué pour Madagascar, dans la mesure où la non disponibilité des capacités requises en production et en transport sur les réseaux interconnectés pèserait sur près de 70% des objectifs d'accès à l'horizon 2030 ;

Le scénario B, plus réaliste du point de vue de cette pression sur les réseaux interconnectés considérablement allégées (37% des objectifs d'accès en 2030 au lieu des près de 70% dans le scénario A) suppose cependant une dynamique également inédite en matière de développement des mini-réseaux à Madagascar. Il présente néanmoins l'avantage d'une répartition plus équilibrée des efforts entre la JIRAMA et les opérateurs décentralisés qui seront mobilisés à travers l'ADER.

Le scénario C, encore plus réaliste que le précédent, conduit à une part des solutions individuelles en termes de taux d'accès pratiquement équivalente à celle des mini-réseaux (31,4%, contre 25,9% pour le scénario B et seulement 12,9% pour scénario A), avec cependant l'inconvénient de ne pas toujours être à la hauteur de la satisfaction des besoins prévisionnels en énergie et puissance au-delà des seuls besoins d'éclairage moderne, y compris à l'échelle d'un nombre certes limité de pôles de développement.

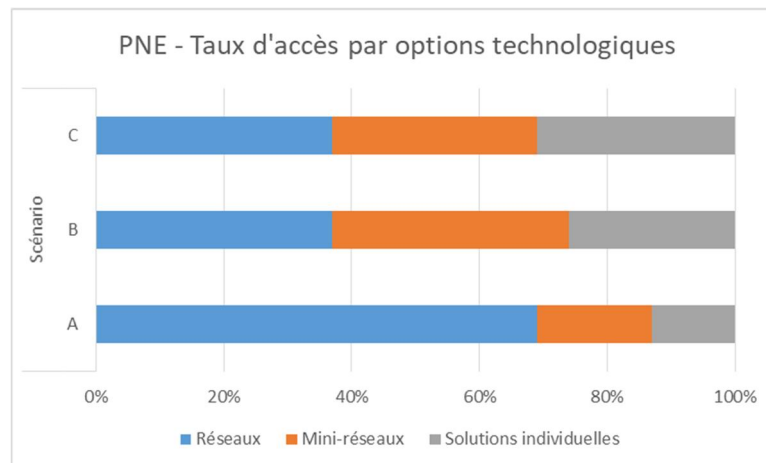


Figure 56: Répartition des taux d'accès par options technologiques en fonction des scénarii

⁶⁴ Voir conclusions de l'étude PDMC en cours.

En tous les cas, et quel que soit le scénario retenu, le Consultant recommande d'opter pour la variante "low cost" qui, tout en réduisant les coûts d'investissement, respecte le caractère structurant des pôles de développement en les desservant avec des réseaux de distribution triphasés, seules les localités de l'hinterland bénéficiant de solutions monophasées et de moindre coût, en conformité avec l'esprit de la méthodologie qui a guidé toute la démarche d'élaboration de la SNE.

7.2.1.2. DONNER LA PRIORITÉ À LA DENSIFICATION DANS LES LOCALITÉS DÉJÀ ÉLECTRIFIÉES

Dans les différents cas de figure, la densification dans les localités d'ores et déjà électrifiées, qu'il s'agisse des localités JIRAMA ou ADER, et qui permet à elle-seule d'atteindre un peu plus de 15% des objectifs escomptés, constitue la solution de loin la plus efficiente. Elle devrait par conséquent faire partie des programmes prioritaires d'investissement pour la mise en œuvre de la SNE à l'horizon 2030.

7.2.2. Perspectives

7.2.2.1. UNE ORIENTATION POUR LE SCÉNARIO DIT ÉCONOMIQUE ET À BAS COÛTS

7.2.2.1.1. Pour une satisfaction des besoins d'accès en limitant les risques

A l'issue de l'Atelier final de présentation du PNE qui s'est déroulé à Tana le 28 mars 2018, il a été décidé de ne retenir que **le scénario Economique dans sa variante à bas coûts (scénario C low cost)**.

Pour le Gouvernement malgache, il s'agit d'aller plus rapidement et de manière à la fois efficace et efficiente vers la satisfaction des besoins d'accès à l'électricité et à des solutions d'éclairage moderne pour le plus grand nombre, en s'affranchissant du maximum de contraintes, dont notamment (i) la spécificité démo-géographique de la configuration territoriale malgache⁶⁵, (ii) les insuffisances de capacités à court et moyen terme en production et transport, et (iii) la nécessité d'un déploiement à moindre coût des programmes d'électrification et d'accès aux solutions d'éclairage moderne qui seront mis en œuvre.

En privilégiant ainsi des options décentralisées au détriment d'un développement inédit des réseaux interconnectés à l'horizon 2030 comme l'aurait suggéré le scénario de départ de la NPE, le scénario retenu permettra en effet au Gouvernement de ne pas contraindre fortement le déploiement de la stratégie nationale d'électrification dans l'hypothèse d'une absence de capacités suffisantes à la fois en production et en transport sur les réseaux interconnectés tel que requis par le scénario de départ à l'horizon 2030, tout en maintenant les objectifs d'accès à 70%, tel que visé par la NPE.

De plus, grâce à un plafonnement du CAPEX/abonné, l'option retenue permet de réduire les besoins en investissements relatifs aux mini-réseaux et qui peuvent s'avérer fortement capitalistiques pour certaines options technologiques telles que la petite hydroélectricité.

⁶⁵ Caractérisé notamment par une faible densité de population (moins de 42 hab/km²) et de grands interstices entre les lieux d'habitations, et nécessitant le déploiement d'importants réseaux de transports dans l'hypothèse de réseaux de distribution interconnectés

Comme le démontre le graphique en Figure 57 en page 114, et bien que l'analyse ne soit pas complète⁶⁶, il apparaît en effet évident que les mini-réseaux pourront induire une pression financière prohibitive sur les besoins en investissement s'ils ne sont pas bien encadrés (hors option diesel par ailleurs non recommandée par la NPE⁶⁷).

7.2.2.1.2. L'intérêt des solutions individuelles, la nécessité d'un modèle spécifique de partenariat public-privé gagnant-gagnant, et la perspective d'une couverture universelle

Compte-tenu de la part conséquente que représenteront les solutions individuelles à l'horizon 2030 dans le cadre du scénario économique retenu (au minimum 31% des objectifs d'accès), il conviendra de mener une réflexion spécifique pour la mise en place d'un modèle de partenariat public-privé gagnant-gagnant en support à cette composante, tel qu'amorcé dans le cadre de la tâche 3 de la présente étude.

Tout en s'assurant à la fois de la qualité des équipements distribués (qui devront être certifiés préalablement à leur mise en vente), mais aussi de celle des bénéficiaires (qui devront être effectivement ceux concernés par cette option dans le cadre de la SNE conformément aux résultats de l'analyse spatiale), il s'agira notamment pour le Gouvernement de créer un environnement d'affaires favorable au développement d'une activité commerciale impliquant des opérateurs privés, avec en conséquence une minimisation des investissements directs de l'Etat.

Dans un tel contexte, au regard non seulement du coût marginal d'investissement requis pour l'accès d'un ménage à une solution individuelle (qui est en moyenne de moins de 100US\$ par abonné, voir Figure 57 ci-dessous), mais surtout de l'hypothèse que la mise en place par le Gouvernement malgache d'un environnement attractif permettrait l'entrée sur ce segment d'entreprises privées intéressées par ce marché de commercialisation directe d'équipements individuels pour l'éclairage et des applications pratiques telles que la recharge de téléphones portables⁶⁸, Madagascar pourra espérer à terme une couverture universelle en service électrique et d'éclairage moderne, favorable à l'atteinte d'un taux d'accès de 100% à l'horizon 2030, tel que recommandé par les Nations Unies en la matière⁶⁹.

⁶⁶ Comme rappelé plusieurs fois dans le cadre de la présente étude, la comparaison réseau (densification et extension) vs mini-réseau ne tient pas compte des besoins supplémentaires d'investissement en production et transport pour un déploiement conséquent des réseaux de distribution.

⁶⁷ Selon la NPE, la part du diesel dans le mix-énergétique des mini-réseaux devrait être limitée à un maximum de 25% à l'horizon 2030.

⁶⁸ Le positionnement de grands groupes industriels (SCHNEIDER, TOTAL, ENI, GOOGLE...) sur ce maillon de l'électrification rurale souvent désigné "The bottom of the pyramid" démontre que ce segment n'est plus seulement un axe de responsabilité sociétale, mais également un business model rentable pour des investisseurs privés. Pour le Groupe TOTAL par exemple qui a lancé en 2010 le programme *Total Access to Energy*, un incubateur de projets permettant d'identifier et de tester des solutions faisant progresser l'accès à l'énergie pour les populations les plus démunies, il s'agit de *proposer aux populations en situation de précarité un accès à l'énergie, notamment grâce à la valorisation des gaz associés à ses installations ou à des technologies photovoltaïques*. En 2014, plus de 600.000 lampes solaires "Awango" avaient ainsi été distribuées, avec 3 millions de personnes impactées. Madagascar ne faisait pas partie des pays concernés par ce programme jusqu'en 2015. Source : <http://www.total.com/fr/engagement/developpement-partage/acces-energie> / <http://www.se4all.org/sites/default/files/l/2014/06/f1-presentation-fontaine.pdf>

⁶⁹ L'Initiative "Energie durable pour tous" (SE4ALL) lancée en 2011 par les Nations Unies vise un accès pour tous à l'énergie à l'horizon 2030.

En effet, sur les 17479 localités que compte Madagascar, ce sont 7062 localités, parmi lesquelles l'ensemble des 1790 pôles de développement, qui seront couvertes par un service d'électricité ou d'éclairage moderne à l'horizon 2030 dans le cadre du scénario définitivement retenu par la SNE⁷⁰.

Scénario low cost	CAPEX/abonné (US\$)		
	A	B	C
Option technologique			
Solutions individuelles	90	90	92
Densification	196	196	196
Mini-réseaux diesel	422	308	308
Extension monophasée	340	330	330
Extension triphasée	415	389	389
Mini-réseaux biomasse	1095	1000	749
Mini-réseaux solaire	915	933	933
Mini-réseaux hydro	2115	1594	1040

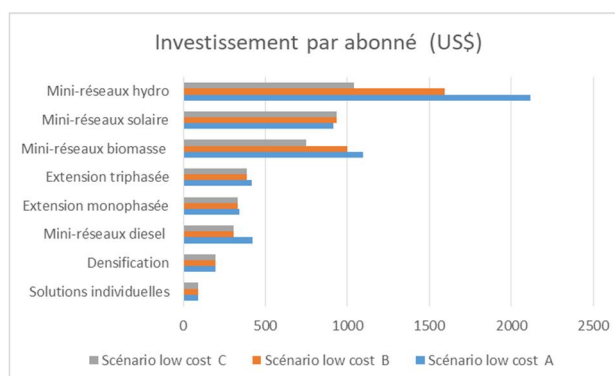


Figure 57: Investissement par abonné (US\$) en fonction des options technologiques (scénarios à bas coûts)

Autrement dit, en diffusant des solutions individuelles dans l'ensemble des 10417 localités non couvertes par des solutions traditionnelles que sont les réseaux et mini-réseaux, et qui se situent dans les profondeurs rurales, Madagascar atteindra, à l'horizon 2030, une couverture universelle de sa population (100%) à l'électricité et aux solutions d'éclairage moderne.

Localités	Milieu		
	Urbain	Rural	Total
Electrifiées avant 2018	673	461	1134
JIRAMA	565	389	954
ADER	108	72	180
Electrifiées après 2018	269	5659	5928
Extension Réseau	112	2388	2500
Hydro	41	1787	1828
Diesel	83	780	863
Biomasse	0	51	51
Solaire	33	653	686
TOTAL électrifiées en 2030	942	6120	7062
Cibles solutions individuelles	78	10339	10417

Tableau 25: Scénario "Economique" - Couverture universelle à l'horizon 2030

⁷⁰ 6564 par extension des réseaux

Cette perspective de couverture universelle à l'horizon 2030 sera ainsi d'autant plus crédible que conformément aux orientations de la SNE, les principaux pôles de croissance seront alimentés par des solutions de type réseaux ou mini-réseaux, les solutions individuelles visant quasi-exclusivement les localités de l'hinterland.

7.2.2.2. POUR UN VÉRITABLE PLAN DIRECTEUR D'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ ET AUX SOLUTIONS D'ÉCLAIRAGE MODERNE À MADAGASCAR

Dans le contexte de cette étude, le PNE n'est en réalité qu'une composante de la SNE, visant à crédibiliser les orientations stratégiques retenues sur un plan technico-économique. Il ne pourrait cependant pas se substituer à un véritable plan directeur qui devra être immédiatement élaboré dans le prolongement de la SNE, pour un encadrement des projets à mettre en œuvre en vue de l'accès à l'électricité et aux solutions d'éclairage moderne à l'horizon 2030.

7.2.2.2.1. Des enjeux technico-économiques spécifiques

En effet, un tel plan directeur permettrait de relever différents défis qui peuvent être considérés comme étant des limites du PNE dans sa configuration actuelle :

- Se focaliser sur **un scénario unique**, permettant réellement de fixer le cap pour la mise en œuvre des programmes d'électrification et d'accès aux solutions d'éclairage moderne, en l'occurrence le **scénario économique à bas coûts** retenu in fine pour la SNE ;
- Elaborer un modèle de **partenariat public-privé gagnant-gagnant en support au déploiement de la diffusion des solutions individuelles**, tel qu'amorcé dans le cadre de la tâche 3 de la présente étude :
 - Il s'agira notamment de privilégier un marché direct porté par des entreprises privées et limiter ainsi les investissements directs de l'Etat pour la mise en œuvre de cette composante ;
 - Le modèle proposera notamment différents mécanismes d'exonération fiscale au profit d'entreprises privées partenaires, tout en s'assurant de ce que les équipements diffusés bénéficient réellement aux ménages ciblés par la SNE, ainsi que d'éventuelles subventions de l'Etat au bénéfice des ménages défavorisés ;
 - Il proposera également des standards de qualité des équipements requis sous le contrôle de structures telles que le Bureau des Normes de Madagascar⁷¹ ;
- Actualiser les données socioéconomiques à la base de **l'analyse spatiale** qui constitue résolument une étape critique permettant de garantir l'articulation de la SNE avec les objectifs globaux de développement économique de Madagascar, en vue d'une identification pertinente des pôles de développement et de leur hiérarchisation⁷² ;

⁷¹ Le BNM, (<http://www.bnm.mg/>) est responsable de la certification des produits à Madagascar.

⁷² Pour l'élaboration du PNE, le consultant s'est basé sur des données collectées par l'ADER, pour certaines depuis 2008, bien avant l'élaboration du PND.

- Procéder à une **prévision plus fine de la demande en électricité**, basée sur une exploitation des fichiers commerciaux des opérateurs ADER pour les mini-réseaux, mais aussi de la JIRAMA pour les branchements sur les réseaux interconnectés⁷³ ;
- Optimiser plus finement les **options d'approvisionnement**, avec notamment:
 - Plus de précisions sur la composante "densification" qui pourrait contribuer à moindre coût pour 15% aux objectifs d'accès dans les localités déjà électrifiées⁷⁴ ;
 - Plus de détails sur les technologies de distribution à bas coûts, avec une analyse des options allégées les plus pertinentes pour Madagascar et la mise en place de mesures d'accompagnement pour leur appropriation par les opérateurs, dont en particulier la JIRAMA⁷⁵ ;
 - Un élargissement de la gamme des énergies renouvelables proposées en substitution et/ou hybridation du diesel dans le déploiement des mini-réseaux décentralisés, avec notamment la prise en compte de l'éolien en plus du solaire, dans les contextes où la pertinence technico-économique sera assurée.
- Limiter les risques de mise en œuvre de la SNE, en s'assurant de la faisabilité de la mise en œuvre de la composante "réseau", en termes de **qualité du service public de distribution de l'électricité** sur les réseaux interconnectés, notamment dans les zones rurales, grâce à la réalisation d'analyses de type "load flow" pour les extensions des réseaux de distribution de la JIRAMA :
 - Le Plan directeur devra ainsi être l'occasion d'une analyse des besoins de renforcements et de bouclages du réseau existant et en développement progressif, en vue de l'électrification par extension des réseaux interconnectés à l'horizon 2030 ;
 - Pour ce faire, son impact (accroissement des charges, chute de tension et taux de charge des ouvrages) sur le réseau au niveau de la production et du transport d'énergie devra être évalué afin d'identifier les restructurations nécessaires ;
 - Le Plan Directeur envisagé devra par conséquent permettre de limiter les risques lors de la mise en œuvre des projets d'électrification, y compris ceux de la composante "réseaux", indépendamment de l'état d'avancement du PDMC, qu'il s'agisse de son élaboration proprement dite ou encore de la mise en œuvre des projets de production et de transport qui en résulteront ;
 - Il procédera par conséquent, soit à une validation des orientations proposées par le PDMC (notamment la validation de l'emplacement et dimensionnement des postes sources en zones rurales), soit à l'élaboration d'orientations pour la finalisation d'une telle étude, relativement au développement à moindre coût des ouvrages de production et de transport en cohérence avec la perspective de croissance de la demande en électricité sur les réseaux interconnectés à l'horizon 2030 ;

⁷³ Etant donné les moyens disponibles et les délais fixés, le consultant a procédé par une capitalisation des analyses prévisionnelles de la demande menées par l'ADER dans le cadre de l'élaboration de 14 plans régionaux, certes représentatif des 22 régions malgaches au sens des principales zones homogènes au sens socioéconomique. Dans le cadre de l'élaboration du plan directeur, les fichiers commerciaux des opérateurs décentralisés de l'ADER, ainsi que ceux de la JIRAMA seront davantage mis à profit pour un encadrement plus réaliste de la demande en énergie des futurs usagers de l'électricité.

⁷⁴ Plutôt que d'adopter la démarche simplifiée utilisée dans le cadre de ce PNE pour encadrer les besoins en investissements requis pour cette composante, il s'agira notamment de prendre en compte les différentes configurations topographiques des localités déjà électrifiées, dans le cadre d'un échantillonnage représentatif, afin de mieux encadrer ces investissements.

⁷⁵ L'enjeu est d'autant plus critique, qu'il permettra de faire des économies substantielles en investissement.

- Décliner aisément et quasi-instantanément ce Master Plan national en 22 **Plans Directeurs Régionaux cohérents**, sans risque de problèmes aux frontières des régions comme ce serait le cas avec une démarche procédant région par région en l'absence d'un plan directeur actualisé⁷⁶.

7.2.2.2. Le renforcement des capacités des cadres malgaches

L'élaboration de ce Plan directeur, qui constitue l'axe stratégique n°1 de la SNE, sera par ailleurs menée dans une **démarche de renforcement des capacités** des cadres malgaches dans la perspective de sa mise à jour aisée au fur et à mesure de son déploiement à l'horizon 2030. Cet enjeu spécifique rencontre celui de l'axe stratégique n°7 de la SNE. Il s'agira notamment de s'assurer que le plan directeur demeure un outil vivant, régulièrement mis à jour tout le long de la période de la mise en œuvre de la SNE.

7.2.2.3. La perspective du développement d'un tissu industriel national

Tel que relevé dans le cadre de la tâche 3 de cette étude, la SNE présentera un important risque macroéconomique pour Madagascar, si jamais sa mise en œuvre a pour conséquence des sorties importantes de devises destinées exclusivement à l'achat, en importation et à fonds perdus, de **quantités industrielles** de matériels électriques.

Aussi, l'élaboration du Plan directeur devra par conséquent faire ressortir, sous le format d'un tableau récapitulatif annuel, le nombre et le coût des équipements à mettre en œuvre (câbles MT et BT, lampadaires et accessoires pour éclairage public, transformateurs, IACM, supports, etc.), et ce pour chaque phase, par Région et par localité, sur toute la période d'étude (2019-2030).

Sur la base de cette analyse des volumes de matériel électrique nécessaire à la mise en œuvre de la SNE, une stratégie d'internalisation de la valeur ajoutée sera élaborée en accompagnement de la réalisation des différents projets, dans le meilleur intérêt de l'économie malgache, avec une implication conséquente du secteur privé national.

⁷⁶ Le Plan Directeur serait alors un outil puissant pour l'ADER qui en a élaboré 14 entre 2008 et 2015, dans la perspective de la mise en œuvre immédiate de programmes cohérents d'électrification cohérent dans chacune des régions.