



EN PARTENARIAT
AVEC :



RAPPORT
SEPTEMBRE
2012



DIAGNOSTIC DU SECTEUR ENERGIE A MADAGASCAR

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ EXÉCUTIF	A
INTRODUCTION	1
PARTIE I :	3
BASE METHODOLOGIQUE DE L'ETUDE	3
1. Présentation générale de l'étude	4
2. Méthodologie	4
3 Livrables	16
4 Limites de l'étude	16
PARTIE II : ÉTAT DES LIEUX DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE	19
1 Situation globale de l'offre et de la demande du secteur Energie	20
3 Etat des lieux de l'offre et de la demande du sous-secteur Hydrocarbures	46
4 Etat des lieux de l'offre et de la demande du sous-secteur Electricité	63
5 Etat des lieux du sous-secteur Energies Renouvelables	96
PARTIE III : ANALYSE TENDANCIELLE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE	105
1 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande pour le sous-secteur Bois Energie	106
2 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande pour le sous-secteur Hydrocarbures	109
3 Analyse tendancielle de la demande pour le sous-secteur Electricité	114
4 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande pour le sous-secteur Energies Renouvelables	118
PARTIE IV : ANALYSE DU CADRE JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL	121
1 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Bois Energie	122
2 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Hydrocarbures	126
3 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Electricité	133
4 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Energies Renouvelables	143
PARTIE V : ANALYSE FFOM DU SECTEUR ÉNERGIE	147
1 Analyse FFOM du secteur Bois Energie	148
2 Analyses FFOM du sous-secteur Hydrocarbures	151
3 Analyse FFOM du sous-secteur Electricité	153
4 Analyse FFOM du secteur Energies renouvelables	160
5 Synthèse de l'Analyse pour l'ensemble du secteur Energie	164
PARTIE VI : RECOMMANDATIONS	171
1 Objectif global	172
2 Les axes stratégiques pour l'atteinte de l'objectif	172
3 Axe stratégique 1 : Mener une gestion cohérente du secteur de l'Energie	173
4 Axe stratégique 2 : Minimiser les menaces à l'approvisionnement énergétique en favorisant le reboisement à vocation énergétique et la production d'agrocaburant	176
5 Axe stratégique 3 : Promouvoir l'exploitation rationnelle des ressources d'Energies locales pour la production d'Energie électrique	184
CONCLUSION	194
BIBLIOGRAPHIE	195
WEBOGRAPHIE	197
ANNEXES	i

Contact :

WWF à Madagascar et dans l'Océan Indien Occidental

• Voahirana Randriambola, Coordinatrice du programme footprint

Ministère de l'Energie

• Abdallah IBRAHIM, Directeur Général de L'Energie

Cette étude a été réalisée par la Société d'Appui aux Investissements Durable (AIDES)

Le contenu de ce document ne reflète pas nécessairement l'opinion ou le point de vue de WWF.

Les interprétations et opinions qu'il contient engagent la seule responsabilité de ses auteurs.

Nos remerciements s'adressent à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce document.

© Textes WWF MWIOPO 2012

© Photos WWF MWIOPO 2012

Tous droits réservés

LISTE DES CARTES

Carte 1. Flux connus de charbon de bois dans les principales zones de consommation au Nord de Madagascar	28
Carte 2. Flux connus de charbon de bois dans les principales zones de consommation sur les hautes terres et régions Est	29
Carte 3. Flux connus de charbon de bois dans les principales zones de consommation au Sud, Sud Est	30
Carte 4. Zones potentielles de production pour les grands centres de consommation.....	32
Carte 5. Distribution des dépôts pétroliers et des stations services à Madagascar	50
Carte 6. Circuit pour le transport des Produits Pétroliers	53
Carte 7. Localisation des sites d'électrification rurale dans la zone nord de Madagascar.....	66
Carte 8. Localisation des sites d'électrification rurale dans la zone centrale de Madagascar	67
Carte 9. Localisation des sites d'électrification rurale dans la zone sud de Madagascar	68
Carte 10. Localisation des centrales et montrant la densité des infrastructures de distribution dans le réseau interconnecté Antananarivo	73
Carte 11. Localisation des centrales et montrant la densité des infrastructures de distribution dans la direction Antsirabe	74
Carte 12. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Tana 1 et 2	75
Carte 13. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Antsiranana	76
Carte 14. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Mahajanga	77
Carte 15. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Mahajanga	78
Carte 16. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Toamasina	79
Carte 17. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Toliara.....	80
Carte 18. Densité des lignes de distribution dans les régions.....	83
Carte 19. Potentialités en Energie renouvelable de Madagascar.....	98
Carte 20. Localisation des potentialités en production en Agrocarburant.....	102
Carte 21. Potentialités en sites hydroélectrique de Madagascar.....	188

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Courbe d'évolution de la population de 2004 à 2050, avec un taux de croissance de 3 %	8
Figure 2. Courbe d'évolution du nombre de ménage de 2010 à 2050.....	9
Figure 3. Courbe d'évolution du nombre de ménage utilisateur de Pétrole Lampant	11
Figure 4. Courbe d'évolution du nombre de parc automobile à Gasoil.....	11
Figure 5. Courbe d'évolution de la production d'Energie électrique en MW	12
Figure 6. Courbe d'évolution de la production d'Energie électrique à partir des centrales thermiques.....	12
Figure 7. Courbe d'évolution de la production d'Energie électrique à partir des centrales au GO et au FO	13
Figure 8. Courbe d'évolution du nombre d'abonnés Basse Tension.....	14
Figure 10. Contribution des différentes sources dans la fourniture d'Energie en 2011	20
Figure 11. Les sources et les différentes utilisations de l'énergie à Madagascar	21
Figure 12. Proportion de l'utilisation du Bois Energie, charbon de bois et Bois Energie, en milieu urbain et rural	22
Figure 13. Répartition des types de formations forestières dans la ZABETOL.....	24
Figure 14. Schéma de la Chaîne d'approvisionnement d'Antananarivo en charbon	36
Figure 15. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon à Ambatondrazaka	36
Figure 16. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon de Mahajanga par les charretiers.....	37
Figure 17. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon de Mahajanga par les exploitants/camions.....	37
Figure 18. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon de Mahajanga par les charbonniers indépendants.....	38
Figure 19. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon à Antsiranana	39

Figure 20. Les types de cuiseurs employés à Madagascar	40
Figure 21. Schéma de la chaîne d'approvisionnement de la ville d'Antananarivo	43
Figure 22. Schéma de la chaîne d'approvisionnement de la ville de Mahajanga en bois de chauffe	43
Figure : Evolution du prix du charbon en Ar/kg entre 1988 et 2012.....	45
Figure 23. Evolution des importations en Hydrocarbures.....	46
Figure 24. Part des 7 types de Produits Pétroliers par rapport à l'importation totale en 2011	47
Figure 25. Evolution du trafic de marchandises pour les réseaux ferroviaires (en tonnes).....	58
Figure 26. Evolution du trafic de marchandises du secteur maritime (en tonnes)	58
Figure 27. Evolution du trafic journalier de voyageurs dans les 9 principales villes	60
Figure 28. Evolution du trafic journalier de marchandises dans les 9 principales villes.....	60
Figure 29. Variation du prix moyen (Ar/litre) des Produits Pétroliers entre 2001 et 2011.....	62
Figure 30. Evolution de la production globale d'Energie électrique par la JIRAMA entre 2001-2011 (en MWh).....	64
Figure 31. Evolution de la production en Electricité des centrales thermiques.....	65
Figure 32. Evolution de la production en Electricité des centrales hydrauliques.....	65
Figure 33. Part de la production en Electricité entre JIRAMA et les sociétés privées.....	69
Figure 34. Part de la puissance des groupes entre JIRAMA et les privés	69
Figure 35. Répartition des centrales de production d'Energie électrique selon les moyens de production pour le réseau JIRAMA	70
Figure 36. Schéma de la Chaîne de valeur dans la production d'Energie électrique	84
Figure 37. Evolution de la consommation d'Energie électrique à Madagascar	86
Figure 38. Evolution de la consommation en Electricité selon les catégories des consommateurs.....	87
Figure 39. Evolution du segment de marché selon les catégories de consommateurs en termes de consommation d'Electricité dans le réseau JIRAMA.....	87
Figure 40. Evolution du nombre des abonnés.....	88
Figure 41. Répartition de la vente (MWh) de la JIRAMA par Direction Inter Régionale.....	89
Figure 42. Répartition du nombre des abonnés de la JIRAMA par Direction Inter Régionale	89
Figure 43. Taux de croissance des abonnés et de la consommation des principales agglomérations	90
Figure 45. Evolution du nombre de débranchement HT/BT réalisé de 2007 à 2011	94
Figure 47. Longueur de volés et réhabilités de 2007 à 2011	95
Figure 48. Répartition régionale des projets jatropha en termes de surface	99
Figure 49. Répartition régionale des projets agroéthanol en terme de surface	100
Figure 50. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en absence d'intervention	106
Figure 51. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en cas d'augmentation de l'offre par des reboisements	106
Figure 52. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en cas de diminution de la demande par l'adoption des foyers économes et utilisation de foyers à éthanol	107
Figure 53. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en cas de diminution de la demande par l'adoption des foyers économes et utilisation de foyers à éthanol et l'augmentation de l'offre par le reboisement.....	107
Figure 54. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en bois de chauffe	109
Figure 55. Evolution tendancielle de la demande en pétrole lampant	110
Figure 56. Evolution tendancielle de la demande en gasoil pour le secteur transport.....	110
Figure 57. Evolution tendancielle de la demande en gasoil pour la production d'énergie électrique.....	111

Figure 58. Evolution tendancielle de la demande en fuel oil pour la production d'énergie électrique.....	112
Figure 59. Evolution tendancielle de la demande en hydrocarbures sans l'introduction d'agrocarburant.....	112
Figure 60. Evolution tendancielle de la demande en hydrocarbures avec l'introduction d'agrocarburant selon le modèle PAD (5% en 2020, 10% en 2030 et 20% en 2040).....	113
Figure 61. Evolution tendancielle de la demande en hydrocarbures avec l'introduction d'agrocarburant selon un taux d'incorporation unique à 10%	113
Figure 62. Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés Basse tension (BT).....	114
Figure 63. Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés Haute et Moyenne tension (HT/MT)	115
Figure 65. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario II du BT et celle selon scénario I du HT/MT	116
Figure 66. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario II du BT et celle selon scénario II du HT/MT	117
Figure 67. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario III du BT et celle selon scénario III du HT/MT	117
Figure 68. Demande en agrocarburant dans le cas d'une ouverture du marché uniquement sur le combustible pour la cuisson et l'éclairage	118
Figure 69. Demande en agrocarburant avec un taux d'incorporation selon le modèle PAD (5% en 2020, 10% en 2030, 20% en 2040) pour le secteur du transport	119
Figure 70. Demande en agrocarburant avec un taux d'incorporation de 10% pour le secteur du transport	119
Figure 71. Evolution de la valeur des Produits Pétroliers importés par Madagascar depuis 2006	151
Figure 72. Evolution des puissances : installées, disponibles et de pointe entre 2004 et 2011	155
Figure 73. Modèle de courbe charge pour les centres d'exploitation moyennes, cas Ambanja.....	157
Figure 74. Modèle de courbe charge pour les grands centres d'exploitation : cas du réseau interconnecté d'Antananarivo	157
Figure 75. Evolution de la vente d'Electricité par rapport à l'Energie livrée entre 2001 et 2011	158
Figure 76. Schématisation des liens entre les différentes sources d'énergie	165
Figure 77. Evolution de la consommation en combustible des centrales thermiques en termes monétaire (USD)	167
Figure 78. Nombre de foyers économes commercialisés et montant des ventes.....	177
Figure 79. Besoin en reboisement à vocation énergétique et coût de l'opération	178
Figure 80. Surface de culture requise et répartition des besoins en investissement pour la production d'agrodiesel de jatropha	180
Figure 81. Nombre de foyers à alcool commercialisés par rapport aux ménages ciblés.....	181
Figure 82. Surface requise pour la production d'éthanol domestique et le volume prévisionnel de consommation	181
Figure 83. Evolution de devise économisée grâce à la réduction d'importation de gasoil et l'entrée de l'agrodiesel	183
Figure 84. Evolution de l'économie de devise grâce à l'arrêt de l'importation de pétrole lampant.....	184
Figure 85. Demande en puissance pour satisfaire la future demande d'ici 2050	186

LISTE DES CLICHES

Cliché 1. Production de charbon à partir de peuplement d'Eucalyptus, Région Alaotra Mangoro	23
Cliché 2. Production de charbon dans les savanes arborées.....	23
Cliché 3. Production de charbon dans les forêts sèches, Toliara et Morondava	25
Cliché 4. Production de charbon dans les forêts de plantation de FANALAMANGA	27
Cliché 5. Tas de bois mort.....	34
Cliché 6. Fatana Pipa	40
Cliché 7. Foyers améliorés « OLI-b » et « OLI-c »	41
Cliché 8. Production de bois de chauffe dans les formations d'Eucalyptus, Région Alaotra Mangoro	42
Cliché 9. Paysan ramenant son bois ramassé	44
Cliché 10. Foyer Pipa (Fondation Tany Meva).....	177
Cliché 11. Plantation de Jatropha à Brickaville	179
Cliché 12. Plantation de Jatropha à Ankazomborona (Région Boeny)	180
Cliché 13. Plantation de Jatropha à Ankazomborona (Région Boeny)	181
Cliché 14. Valorisation de l'huile de Jatropha pour l'éclairage et la cuisson.....	183
Cliché 15. Sources d'Energies Renouvelables (Hydroélectrique, Eolienne et Solaire)	185

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Taux de déforestation de différentes régions entre 2000-2005	5
Tableau 2. Contribution des différentes sources d'Energie en 2011.....	20
Tableau 3. Espèces les plus utilisées dans la carbonisation dans la région de Boeny	24
Tableau 4. Les espèces les plus utilisées dans les zones ABETOL.....	25
Tableau 5. Production de charbon dans les reboisement de pin de la Fanalamanga, de 2004 à 2006	26
Tableau 7. Contenu énergétique des stocks de bois disponibles à Madagascar.....	31
Tableau 8. Récapitulation des stocks de bois annuels par type d'écosystème d'approvisionnement	33
Tableau 9. Détail de la Potentialité en ressources en Bois Energie des différentes régions d'approvisionnement.....	33
Tableau 10. Espèces utilisées pour la production de bois de chauffe à proximité des forêts sèches	34
Tableau 11. Espèces utilisées pour la production de bois de chauffe à proximité des forêts humides.....	34
Tableau 12. Production annuelle durable en bois de chauffe dans les différents écosystèmes	35
Tableau 13. Répartition des sources d'Energie de cuisson	35
Tableau 14. Consommation de charbon de bois par région.....	41
Tableau 15. Consommation en bois de chauffe en milieu rural et urbain en 2012	45
Tableau 16. Evolution des importations en Produits Pétroliers (m3).....	47
Tableau 17. Spécifications techniques du Gasoil utilisé à Madagascar en vigueur jusqu'à décembre 2012.....	47
Tableau 18. Capacité de stockage du Galana Raffinerie Terminal (GRT)	48
Tableau 19. Liste des dépôts pétroliers et leur capacité de stockage hors Galana Raffinerie Terminal (GRT).....	49
Tableau 20. Capacité de stockage globale Madagascar (m3)	49
Tableau 21. Liste et répartition régionale des stations services	51
Tableau 22. Liste des sociétés titulaires de licences pour les opérations sur les Produits Pétroliers	53
Tableau 23. Les catégories de consommateurs utilisant les hydrocarbures comme carburant ou combustible.....	54
Tableau 24. Volume de fuel oil distribué à partir des dépôts régionaux (m3)	54
Tableau 25. Volume de pétrole lampant distribué à partir des dépôts régionaux (m3).....	55

Tableau 26. Volume de gasoil distribué à partir des dépôts régionaux (m3)	56
Tableau 27. Volume de carburant consommé pour la production d'Énergie électrique (m3).....	56
Tableau 28. Evolution du trafic des marchandises pour les réseaux ferroviaires (en tonnes)	58
Tableau 29. Consommation de gasoil du secteur ferroviaire (m3).....	58
Tableau 30. Evolution du trafic de marchandises du secteur maritime (en tonnes).....	59
Tableau 31. Volume (m3) du soutage dans les ports de Madagascar.....	59
Tableau 32. Evolution du parc de véhicules à Madagascar (années 2000 – 2009).....	59
Tableau 33. Proportion des ménages utilisant le pétrole lampant au niveau national.....	60
Tableau 34. Répartition de la consommation des ménages en pétrole lampant par région (m3).....	61
Tableau 35. Evolution du prix moyen des Produits Pétroliers entre 2000 et 2012.....	62
Tableau 36. Structure du prix des Produits Pétroliers.....	63
Tableau 37. Répartition de la puissance des groupes selon les sources d'Énergie électrique	63
Tableau 38. Evolution de la production globale d'Énergie électrique par la JIRAMA entre 2001 - 2011 (MWh).....	64
Tableau 39. Evolution de la production en Electricité des centrales thermiques en MWh	65
Tableau 40. Répartition de la production d'Énergie électrique par direction du réseau JIRAMA.....	71
Tableau 41. Répartition de la production d'Énergie électrique par région du réseau JIRAMA.....	71
Tableau 42. Système de production d'Énergie électrique du réseau interconnecté Antananarivo de la JIRAMA	72
Tableau 43. Longueur des lignes de distribution par région	82
Tableau 44. Listes des villes disposant d'une importante densité de la ligne de distribution	82
Tableau 45. Etat des transformateurs fonctionnels	84
Tableau 46. Taux d'accès à l'électricité au niveau national en % des ménages totaux en 2010	86
Tableau 47. Evolution du nombre des abonnés selon les catégories de consommateurs	88
Tableau 48. Liste des plus importantes agglomérations en terme de nombre d'abonnés	90
Tableau 49. Listes des plus importantes agglomérations en terme de consommation	91
Tableau 50. Tarif appliqué depuis avril 2009	93
Tableau 51. Evolution du nombre de branchement réalisé par la JIRAMA entre 2007 et 2011	94
Tableau 52. Evolution des pannes enregistrées au niveau de la JIRAMA.....	95
Tableau 53. Longueur des câbles électriques volés enregistrés au niveau de la JIRAMA	95
Tableau 54. Potentialité en superficie par Région.....	102
Tableau 55. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en bois de chauffe	109
Tableau 56. Synthèse des principaux rôles des institutions étatiques.....	138
Tableau 57. Pourcentage hausse des révisions tarifaires de l'électricité.....	140
Tableau 58. Situation des investisseurs ayant réalisé des activités sur terrains vis-à-vis des droits et autorisations	144
Tableau 59. Types de ressources pouvant être exploitées suivant les régions	168
Tableau 60. Les sites candidats de la JIRAMA pour la mise en place de centrale hydroélectrique de grande taille	187
Tableau 61. Liste des sites hydroélectriques de ADER au stade d'APD 2012.....	187
Tableau 62. Perspective d'ADER 2012-2017.....	191
Tableau 63 : Estimation de budget requis pour l'achat de kit afin d'équiper un ménage	193

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Donnée démographique.....	ii
Annexe 2 : Données statistique sur la production et la vente d'énergie électrique de la JIRAMA	iii
Annexe 3. Données statistique sur le sous secteur agrocarburant.....	ix
Annexe 4. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en charbon de bois.....	x
Annexe 5. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en hydrocarbures	xi
Annexe 6. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en Energie électrique	xix
Annexe 7. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en Agrocarburant.....	xxiv
Annexe 8. Evaluation des foyers économes et foyers à alcool à promouvoir d'ici 2050.....	xxvi
Annexe 9. Les besoins en surface pour le reboisement et la culture d'agrocarburant d'ici 2050	xxvii
Annexe 10. Superficie agricole exploitable pour l'agrocarburant dans les régions	xxix
Annexe 12. Fiche d'enquête des exploitants en électrification	xxxii
Annexe 13. Résultat de l'enquête menée auprès des distributeurs de kits solaire, éolienne, cuiseurs solaires	xxxiii
Annexe 14. Liste des exploitants enquêtés	xxxvi

LISTE DES ACRONYMES

% v/v	: Pourcentage volume sur volume
° C	: Degré Celsius
ABETOL	: Approvisionnement en Bois Energie de la ville de Toliara
ADER	: Agence de Développement de l'Electrification Rurale
APCEM	: Association des Producteurs des Cannes et d'Ethanol de Madagascar
BT	: Basse Tension
BTP	: Bâtiments et Travaux Publics
CIRAD	: Centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement
CMCS	: Centre Malgache de la Canne et du Sucre
COAP	: Code de Gestion des Aires Protégées
CSB	: Centre de Santé de Base
DGEF	: Direction Générale des Eaux et Forêts
EA	: Essence Aviation
EIES	: Etude d'Impact Environnemental et Social
EPM	: Enquête Périodique auprès des Ménages
ET	: Essence Tourisme
FDS	: Forêts denses sèches
FDSH	: Forêts denses humides
FER	: Fonds d'Entretien Routier
FNE	: Fonds National de l'Electricité
FO	: Fuel oil
GELOSE	: Gestion Locale Sécurisée
GES	: Gaz à Effet de Serre
GIZ	: Coopération Technique Allemande (GTZ : Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit)
GO	: Gasoil
GRT	: Galana Raffinerie Terminal
GW	: Giga Watt
GWh	: Giga Watt heure
ha	: Hectare
hl	: Hectolitre
HT	: Haute Tension
IEFN	: Inventaire Ecologique Forestier National

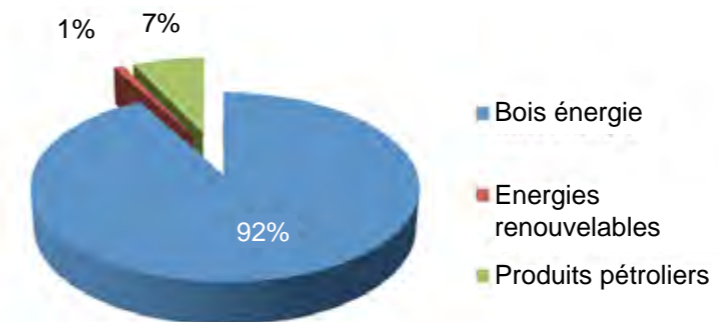
- IFN : Inventaire Forestier National
- INSTAT : Institut National de la Statistique
- JIRAMA : Jiro sy Rano Malagasy (Société nationale d'Electricité de Madagascar)
- kg : Kilogramme
- kg/l : Kilogramme par litre
- kva : Kilo volt ampère
- kW : Kilo Watt
- kWc : Kilo Watt c
- kWh : Kilo Watt heure
- LBC : Lampe à Basse Consommation
- LI : Lampes à Incandescence
- m3 : Mètre cube
- MDP : Mécanisme de Développement Propre
- MECIE : Mise En Compatibilité des Investissements avec l'Environnement
- MEF : Ministère de l'Environnement et des Forêts
- MT : Moyenne Tension
- MW : Méga Watt
- MWh : Méga Watt heure
- NPF : Nouvelle Politique Forestière
- OMH : Office Malgache des Hydrocarbures
- ONG : Organisation Non Gouvernementale
- ONUDI : Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
- ORE : Office de Régulation de l'Electricité
- PAD : Plateforme Agrocarburant Durable
- PL : Pétrole Lampant
- PEPSE : Poverty Eradication and Planning of Sustainable Energy
- PNAE : Plan National d'Action Environnementale
- PNUD : Programme des Nations Unies pour le Développement
- PPIM : Projet Pilote Intégré de Mahajanga
- QMM : QIT Madagascar Minerals
- RFR : Réserves Foncières pour le Reboisement
- RI : Réseau Interconnecté
- SC : Super Carburant
- SEESO : Synergie Energie Environnement dans le Sud Ouest de Madagascar
- TEP : Tonne Equivalent Pétrole
- TM : Tonne Métrique
- TPP : Taxe sur les Produits Pétroliers
- USAID : United States Agency for International Development
- W : Watt
- WASP : Wien Automatic System Planning Package
- Wh : Watt heure

RESUME EXECUTIF

SITUATION GLOBALE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN ENERGIE

Le Bois énergie constitue la principale source d'énergie à Madagascar.

1. L'offre énergétique à Madagascar est dominée par le Bois Energie (92%) et les Produits Pétroliers (7%). La part des Energies renouvelables reste encore marginale car elle constitue moins de 1% de cette offre. A Madagascar, l'énergie hydroélectrique constitue la source d'énergie renouvelable la plus exploitée. Les centrales hydroélectriques fournissent 54% de l'énergie électrique du pays en 2011.

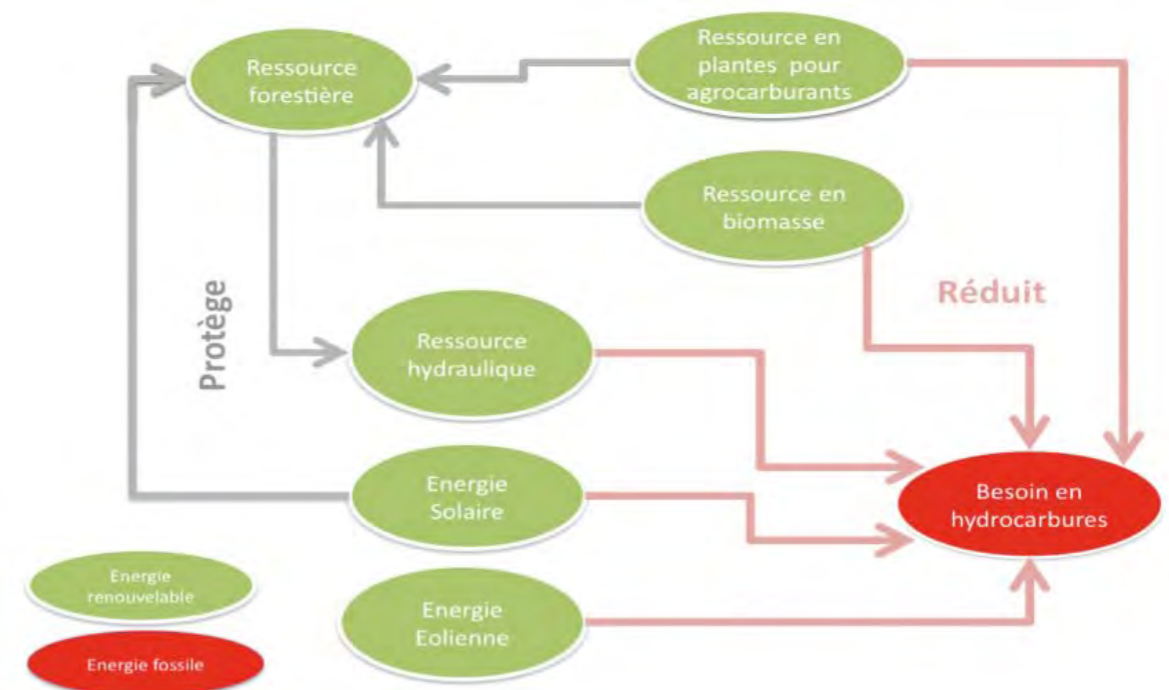


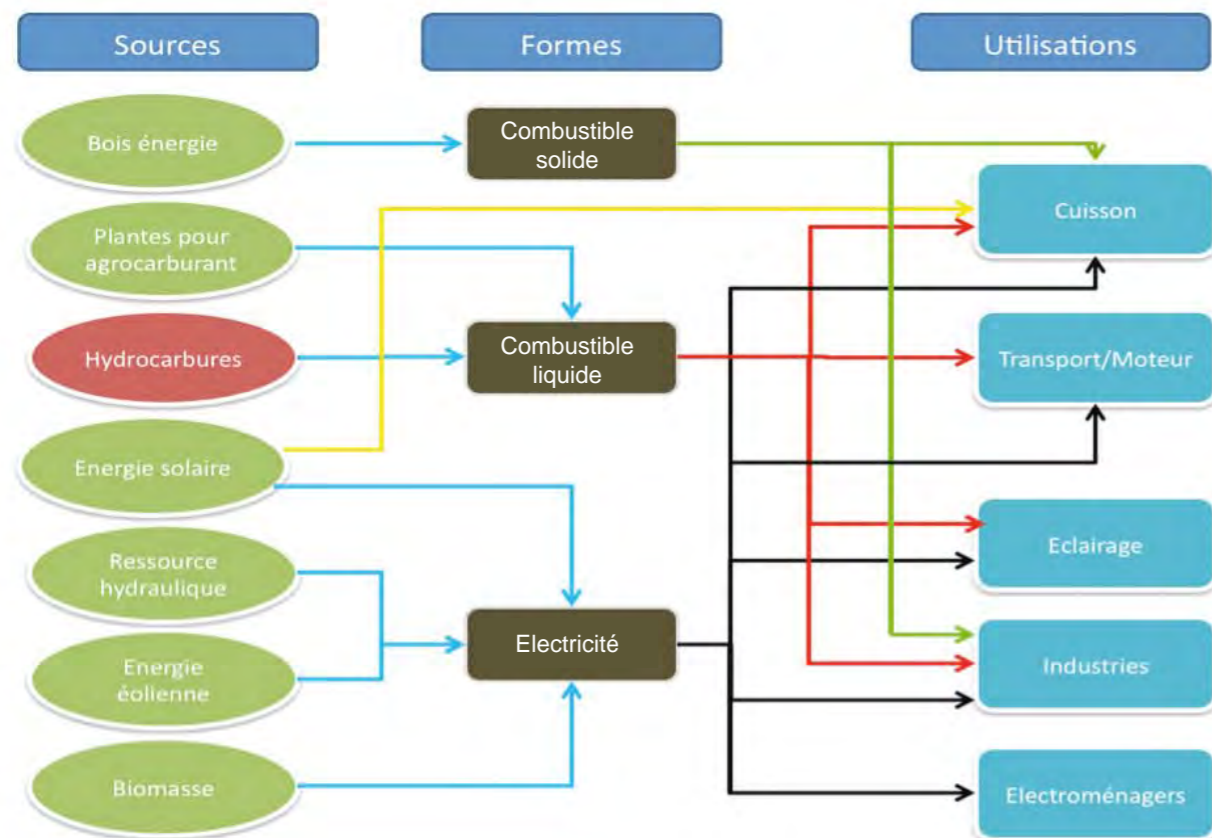
Contribution des différentes sources dans la fourniture d'énergie en 2011

Il y a un lien entre les différentes sources d'énergie à Madagascar mais l'on note l'absence d'une vision globale du secteur énergie

2. Madagascar dispose de différentes ressources énergétiques renouvelables dont une gestion cohérente devrait permettre de mieux les protéger et valoriser afin de satisfaire les besoins énergétiques du pays.
3. Le défi consiste donc à mettre en cohérence les actions des différents sous-secteurs et à développer une synergie entre eux.

Schématisation des liens entre les différentes sources d'énergie





Les sources et les différentes utilisations de l'énergie à Madagascar

Vaste marché de l'énergie en croissance continue au niveau des ménages, par conséquent dominé par la consommation domestique

- La demande en énergie au niveau des ménages répond à la satisfaction de 2 besoins principaux :
 - Le besoin d'énergie pour la cuisson qui est satisfait jusqu'à maintenant par le Bois Energie. Le Bois Energie constitue l'énergie la moins chère et accessible aux ménages actuellement,
 - Le besoin d'énergie pour l'éclairage qui est satisfait pour le moment par le pétrole lampant et l'Electricité,
- Ces énergies ne sont consommées que de manière intermittente dans la journée : trois fois par jour pour la cuisson et durant une partie de la soirée pour l'éclairage. En plus, les ménages malgaches se caractérisent aussi par la faiblesse de leur pouvoir d'achat.

Le niveau de consommation d'énergie, dans le secteur productif actuel, reflète un dynamisme relativement faible du secteur économique malgache

- Le gasoil constitue le produit pétrolier le plus utilisé (53% de l'importation d'hydrocarbure) dans le secteur économique. Le secteur du transport (secteur tertiaire) consomme plus de 80% du gasoil importé. C'est la croissance de ce secteur (augmentation du trafic et du parc) qui entraîne l'augmentation de la demande en gasoil. Par contre, l'industrie et les PME/PMI consomment 44% de la production d'énergie électrique à Madagascar en 2011. Ceci reflète le faible dynamisme du secteur économique malgache notamment dans le secteur secondaire créateur de valeur ajoutée et d'emploi.

DIAGNOSTIC DU SOUS-SECTEUR BOIS ENERGIE

La fourniture d'Énergie à Madagascar est assurée à hauteur de 92% par le Bois Energie. Le Bois Energie est principalement utilisé comme combustible pour la cuisson au niveau des ménages. Le bois de chauffe constitue le type de Bois Energie consommé par 82,2% des ménages à Madagascar, tandis que le charbon de bois est consommé par 17% des ménages malgaches.

- 77,7 % des ménages s'approvisionnent en bois ramassé, dont la majorité se trouve en milieu rural. Les ménages qui s'approvisionnent ainsi, collectent en fait les bois morts pour leur besoin de cuisson, donc ceux qui sont déjà tombés par terre. Toutefois, il existe des cas où l'approvisionnement s'effectue par voie marchande.
- Le charbon de bois est consommé par 17,1% des ménages qui se trouvent principalement en milieu urbain. Le charbon est acheté par 47% des ménages vivant en milieu urbain, de l'ordre de 431 000 ménages. Il constitue la principale source d'énergie de cuisson en ville.

Répartition des sources d'Énergie de cuisson

		Bois ramassés	Bois achetés	Charbon	Autres	Total
Ménages urbains	Nombre	412 813	56 026	431 455	16 726	917 020
	%	45,00%	6,10%	47,10%	1,80%	100%
Ménages ruraux	Nombre	2 831 663	133 488	283 571	10 618	3 259 340
	%	86,90%	4,10%	8,70%	0,30%	100%
Ménages totaux	Nombre	3 244 476	189 514	715 026	27 344	4 176 360
	%	77,70%	4,50%	17,10%	0,70%	100%

Source : Enquête EPM 2010, INSTAT

- La plus grande demande en charbon de bois se trouve dans la région Analamanga suivie par les régions Haute Matsiatra et Vakinankaratra. Ces régions, qui représentent 77% de la demande, sont approvisionnées principalement par du charbon obtenu à partir de plantations d'arbres notamment l'Eucalyptus. Neuf (9) régions, dont font partie Boeny et Atsimo Andrefana, consomment du charbon obtenu à partir de l'exploitation de forêts naturelles, et représentent 12% de la demande du pays. Le reste est constitué par des consommateurs de charbon de bois issus d'exploitations mixtes (plantations et forêts naturelles).
- Le charbon de bois constitue l'énergie la plus prisée par les ménages surtout en milieu urbain en raison de :
 - Son prix compétitif variant de 250 à 500 Ar le kilo, avec une consommation par ménage estimée entre 1 à 2 kg par jour. Le charbon de bois possède le coût le moins élevé par rapport aux autres énergies et est accessible à la majorité de la population à revenu moyen et faible,
 - Son accessibilité facile, énergie de proximité : points de vente de charbon éparpillés dans les coins des quartiers urbains,
 - Sa multiplicité et sa simultanéité d'usages : cuisson, repassage, éclairage, chauffage, séchage des produits et fertilisation par l'usage des cendres,
 - Sa possibilité d'approvisionnement adapté aux besoins des consommateurs : ménages pouvant acheter en fonction des besoins quotidiens.

En ce qui concerne le mode d'utilisation de cette énergie, une grande proportion des ménages dépend encore des cuiseurs traditionnels « fatapera gasy » pour le charbon de bois tandis que pour le bois de chauffe, le recours au trépied « toko » de toute sorte, reste la pratique la plus courante.

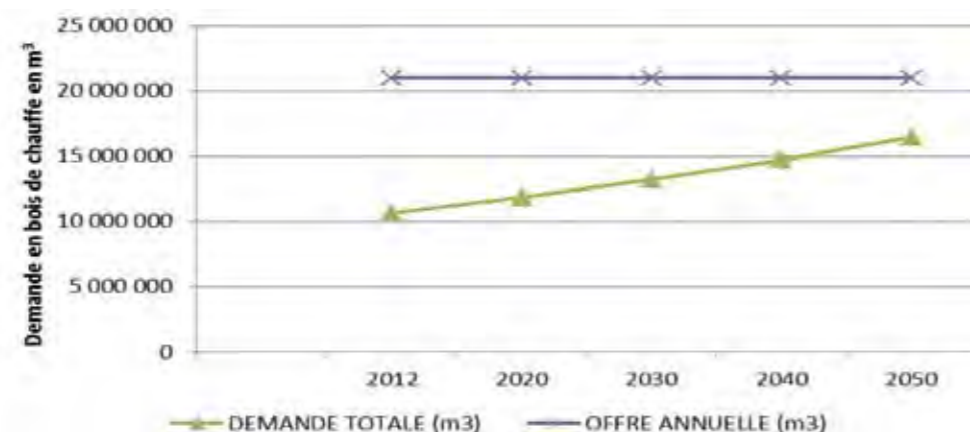
- Les cuiseurs traditionnels ont l'inconvénient d'avoir un très faible rendement énergétique et entraînent d'importantes pertes. L'utilisation du charbon de bois et du bois de chauffe n'est pas optimisée.
- Les recherches ont permis de développer divers foyers économes performants comme le foyer Pipa, le foyer ADES, etc. Mais ces pratiques et ces technologies visant à économiser la consommation de Bois Energie n'ont

jamais connu une vulgarisation à grande échelle.

13. L'utilisation des foyers améliorés est restée marginale malgré l'intérêt porté par les consommateurs pour ce type de foyers ; leur usage permet d'économiser jusqu'à 68 % de bois par rapport au «cuisinier traditionnel ». Plusieurs types de biomasse peuvent par ailleurs être utilisés pour faire fonctionner certains cuisiniers, à savoir épi de maïs, son de riz, copeaux et bois.
14. En effet, seuls les différents projets initiés par les bailleurs de fonds et les ONGs, dont la durée d'intervention est limitée, se sont investis dans leur promotion. L'on note toutefois le cas de la ville d'Antsiranana où l'utilisation des foyers économes est adoptée par 40% des ménages grâce à l'action de GREEN MAD et GIZ.
15. Par ailleurs, les chercheurs, qui ont développé les technologies économes, ne disposent pas de système de production leur permettant la fabrication en série. Enfin, la promotion de la plupart de ces innovations est handicapée par l'insuffisance d'une approche marketing et commerciale professionnelle.

Concernant la source d'approvisionnement, l'offre en bois de chauffe est majoritairement constituée par les bois morts ramassés dans les forêts ou à partir d'autres zones boisées. Les analyses ont fait ressortir que l'offre devrait arriver à satisfaire la demande en bois de chauffe d'ici 2050.

16. En se basant sur les données disponibles, le scénario d'évolution retenu considère une offre constante en bois de chauffe qui avoisine les 21 millions m³ par an, dont 10 millions m³ par an se trouvent hors forêts. La demande augmentera par contre de 10,6 millions m³ en 2012 à 16,4 millions m³ en 2050
17. La substitution de ce type d'énergie pour la masse populaire n'est pas envisageable à court et à moyen terme. La figure ci-dessus nous montre la disponibilité en bois de chauffe qui arriverait à satisfaire la demande à la fois citadine et rurale d'ici l'année 2050.
18. L'autout du bois de chauffe est qu'il constitue non seulement une énergie de proximité à moindre coût, mais il remplit aussi d'autres fonctions rentrant dans la satisfaction du bien être de la population, telles que l'éclairage, le chauffage voire la fourniture d'éléments fertilisants pour les activités agricoles via les cendres. Il semble que la fumée de bois de chauffe empêche l'accès des moustiques à la maison.
19. Les utilisateurs ne collectent que des branches mortes. Ces bois morts proviennent soit des environs immédiats des villages, soit de la forêt ; les zones de collecte ne dépassent pas 5km en milieu rural, et c'est de l'énergie gratuite si on ne calcule pas le coût et le temps dépensé pour le ramassage du bois. Les données recueillies dans les différentes littératures ont permis de déceler que 95 % des lieux de collecte des ménages sont localisés à moins de 2 km des habitations.



Tendance de la consommation en bois de chauffe

L'augmentation de la consommation en charbon de bois par les ménages urbains et suburbains est le principal facteur d'augmentation de la pression sur les ressources forestières.

20. La consommation totale de charbon de bois en 2012 est estimée à 402 000 T.
21. Les forêts naturelles qui assurent l'approvisionnement des grands centres de consommation sont les plus

menacées en termes de diminution des ressources, comme le cas des centres dans les régions Atsimo Andrefana et Boeny. Par contre, grâce à leur régénération, les ressources issues des reboisements comme les plantations paysannes et les plantations industrielles sont moins touchées par ce problème.

22. Les principaux facteurs de cette pression sont donc l'accroissement démographique entraînant l'augmentation des ménages, et la pratique non économe au niveau des consommateurs. On estime que près de 715 000 ménages urbains et suburbains constituent les plus grands consommateurs de charbon de bois à Madagascar sur la base de l'enquête EPM de INSTAT 2010.

Plus de 70 % de l'offre en bois destinée au charbon soit 5,3 millions m³ sont stockées dans les plantations paysannes composées par de l'Eucalyptus et du pin, et 20 % de l'offre proviennent des forêts naturelles soit un stock de 1,38 millions m³.

23. Le charbon de bois produit à Madagascar provient de 3 sources principales : les plantations forestières paysannes, l'exploitation des formations naturelles, les plantations industrielles.
24. L'approvisionnement en charbon s'appuie énormément sur les plantations d'Eucalyptus et de pin. L'importance des stocks peut s'expliquer par le fait que les forêts de plantation à Madagascar sont destinées en grande partie à la production en Bois Energie, notamment le charbon. Les zones de prédilection d'Eucalyptus et de pin sont desservies plus ou moins par des axes routiers secondaires carrossables même en période de pluie, alors que ce n'est pas toujours le cas pour les forêts naturelles.
25. Les plantations paysannes se trouvent essentiellement sur les Hautes Terres Centrales de la grande île. Elles sont constituées de formations artificielles dominées par l'Eucalyptus.
26. Ces plantations paysannes d'Eucalyptus sont réparties à 80% dans les hautes terres centrales entre 800 m et 1 800 m d'altitude en totalisant une superficie approximative de 140 000 ha. La plus importante zone de prédilection d'Eucalyptus robusta se situe dans l'axe Anjozorobe-Manjakandriana-Tsiazompaniry. Les principales grandes villes des Hautes Terres approvisionnées à plus de 90 % en termes de volume par le charbon produit dans les forêts paysannes d'Eucalyptus, sont respectivement : Antananarivo, Antsirabe, Ambositra, Fianarantsoa, Ambatondrazaka et Moramanga.
27. Dans plusieurs localités de Madagascar, les matières premières ligneuses destinées à la fabrication du charbon de bois sont fournies par les formations forestières naturelles. Deux types de prélèvement de bois peuvent être distingués : (i) la coupe sélective où les charbonniers collectent dans la forêt les seules espèces qui conviennent à la carbonisation, (ii) vient ensuite la récupération des bois éliminés à l'occasion de défrichage. L'approvisionnement en bois à partir des forêts naturelles est observé essentiellement à Mahajanga, Fort Dauphin, Antsiranana, Toliara et Morondava. Spécifiquement pour le cas de la récupération des bois éliminés à l'occasion de défrichage, la production de charbon est liée au souci d'appropriation de terrains agricoles. Cette forme de production existe dans les régions occidentales de Madagascar, de Boeny au nord jusque dans l'Atsimo Andrefana au sud.
28. Les plantations industrielles sont constituées des forêts de pin incluses dans la concession de la Société Fanalamanga à Moramanga, région Alaotra Mangoro. Les forêts de plantation industrielle couvrent une superficie totale d'environ 65 000 ha. La carbonisation constitue seulement une activité secondaire alimentée par la récupération des sous-produits issus des opérations sylvicoles comme l'élagage ou l'éclaircie, ou par la récupération des résidus d'exploitation.

Récapitulation des stocks de bois annuels par type d'écosystème d'approvisionnement

Types de forêts	Stock/an en Bois Energie (m ³)	Proportion
Forêt Naturelles	1 389 048	0,19
Mixte	575 646	0,08
Plantations forestières	5 389 248	0,73

Source : AIDES ; 2012 ; sur base FTM/BD 500

L'étude de la tendance de l'offre et de la demande montre que si aucune mesure n'est prise, l'offre en charbon de bois ne suffira pas à satisfaire la demande dans plusieurs régions de Madagascar à partir de 2030.

29. L'analyse a démontré que les régions Diana, Atsinanana et Ihorombe se trouvent déjà dans une situation d'offre déficitaire.
30. Par ailleurs, les régions situées dans les Hautes Terres Centrales (Analamanga, Amoron'i Mania, Alaotra Mangoro, Haute Matsiatra, Vakinankaratra), et dans les régions Sud Est et Atsimo Andrefana seront déficitaires d'ici 2030.
31. Dans les régions des Hautes Terres, la demande connaîtra une croissance qui atteindra 8 millions m³ en 2050 en tenant compte du rythme actuel d'augmentation de la population. Elle dépassera l'offre vers l'année 2030 avec une consommation de 5,3 millions m³.



Evolution tendancielle de l'offre et la demande en charbon de bois en cas d'absence d'intervention

En ce qui concerne l'activité de production, l'exploitation du Bois Energie est pratiquée par une multitude de micro-entreprises.

32. Le secteur Bois Energie constitue une source de revenu importante pour plusieurs ménages ruraux, des acteurs indirects et des populations urbaines. Les charbonniers enregistrent des recettes de 585 086 Ar/ha à 982 339 Ar /ha par an selon GIZ; 2500 charbonniers interviennent pour l'approvisionnement de la ville de Diégo.
33. Mais la carbonisation est pratiquée comme activité secondaire dans les localités d'approvisionnement de la ville de Mahajanga ; 71 % des charbonniers pratiquent la carbonisation comme activité d'appoints en 2010
34. En plus, la majorité des producteurs pratique la carbonisation traditionnelle peu productive, comme c'est le cas de la région Boeny en 2010 où 72 % des charbonniers utilisent cette pratique traditionnelle.
35. Du fait d'exploitation non durable dans les forêts naturelles, l'activité de production de charbon de bois est source importante de déforestation et de dégradation forestière

Une partie de cette activité d'exploitation de la filière charbon de bois s'effectue dans un cadre informel, c'est-à-dire sans autorisation.

36. En effet, l'administration forestière n'arrive pas à effectuer le suivi et le contrôle à cause de l'insuffisance de moyens matériel et humain. La production et la distribution de charbon de bois constituent une activité économique qui emploie des milliers de personnes le long de la chaîne de valeur.
37. Le suivi de la production et de la commercialisation de Bois Energie de cette filière est d'autant plus handicapé par l'inexistence de système de base de données.
38. Il en résulte une prédominance de production illicite dans plusieurs zones de production à Madagascar qui ne fait qu'intensifier le phénomène de déforestation dans les zones où la source de charbon de bois est constituée par les formations naturelles.

Les textes réglementaires régissant le sous secteur Bois énergie sont nombreux et permettent sur le papier de réglementer la filière.

39. Ces textes prévoient entre autres la réglementation en matière de fabrication de charbon de bois, le cadre juridique des transferts de gestion des ressources naturelles renouvelables aux communautés locales ; ils définissent différents modes de prélèvement des ressources forestières, notamment par l'exploitation, les permis de coupe et les droits d'usage, les modalités de vente des produits forestiers saisis ou confisqués.
40. Mais l'application de ces textes de réglementation rencontre des difficultés :
- La difficulté d'accès aux textes forestiers entrave leur connaissance et leur application ; il est difficile quelques fois de distinguer les textes qui ont été abrogés
 - Certains textes méritent des mises à jour comme le décret 82-312 du 12 janvier 1982 réglementant la production de charbon. Par exemple, les montants des peines pour les contrevenants sont faibles pour avoir un effet dissuasif, et les prescriptions techniques sur la production de charbon ne sont plus à jour. La carbonisation améliorée n'est pas intégrée.
 - On note aussi l'existence de dispositions foncières pour le reboisement : système de Réserves Foncières pour le Reboisement (RFR), mais la sécurisation foncière semble difficile pour l'extension de reboisement à grande échelle dans ce système.
41. À la fin de 2001, la quasi-totalité des textes qui visaient, en application de la loi forestière de 1997, à la rénovation des conditions de gestion du secteur forestier, ont été promulgués mais beaucoup d'entre eux n'ont pas été ou difficilement appliqués (Montagne, 2004). Ainsi, les dispositions du décret 98-782 relatif à l'exploitation forestière, qui permet aux communautés de base, dans le cadre d'un contrat de gestion, d'assurer l'exploitation directe de tout ou partie de leurs forêts ou de concéder cette exploitation à des exploitants agréés, restaient ignorées.
42. Parti de ces constats, des initiatives pour la réforme de la filière ont été entreprises par les divers projets de développement avec les partenaires techniques et financiers : PPIM/PEDM- Région Boeny (1999-2005), SEESO/ABETOL-Région Atsimo Andrefana, SEDRA-Région Anosy

Sur le plan institutionnel, Deux (2) ministères interviennent dans le développement du sous-secteur Bois Energie : le Ministère en charge de la forêt en ce qui concerne notamment l'exploitation des ressources forestières en bois de chauffe et charbon de bois, et le Ministère en charge de l'énergie.

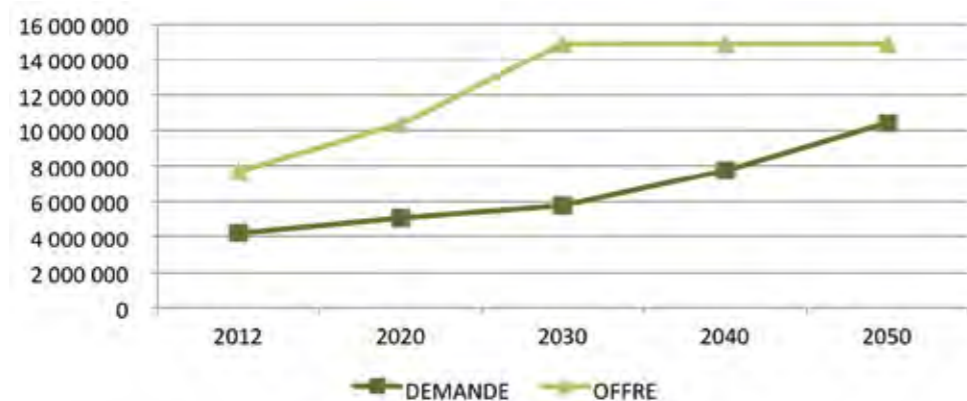
43. Les services du Ministère en charge de la forêt sont les plus visibles le long de cette chaîne : à partir de l'exploitation de la forêt (délivrance de permis de coupe), à la délivrance de Laissez Passer pour le transport du charbon.
44. Mais les Collectivités Décentralisées interviennent également dans la filière notamment dans l'élaboration et la mise en application d'Arrêté régional visant à réglementer l'exploitation (production, distribution du charbon de bois), et afin de coordonner les actions des différents intervenants étatiques et avoir plus de synergie.
45. L'arrêté régional dont l'expérience est la plus visible se trouve dans la région Atsimo Andrefana ; il définit l'organisation le long de la filière, le contrôle des activités, la taxation et les sanctions. L'administration forestière reçoit le concours des autres acteurs comme la Commune afin d'assurer le suivi et contrôle des exploitants, et afin de réduire la défaillance du système de taxation du charbon dans plusieurs localités.

Plusieurs expériences de reboisement à vocation énergétique sont notées afin d'améliorer l'offre en Bois énergie :

46. Ces expériences ont été réalisées dans plusieurs régions par divers projets intervenant dans le Bois énergie et portant sur le reboisement à échelle significative : WWF/UE/Tany Meva dans l'Atsimo Andrefana, reboisement énergétique GIZ à Antsiranana et Mahajanga.

L'amélioration de l'efficacité des cuiseurs utilisés par les ménages, la promotion d'alternatives au charbon de bois ainsi que l'augmentation de l'offre par des actions de reboisement comptent parmi les moyens pour réduire la consommation en Bois énergie et la pression sur la forêt.

47. Le scénario retenu dans le cadre de cette étude, d'une conversion d'une partie des consommateurs vers d'autres sources d'Énergie (20% des ménages) et/ou l'utilisation de foyers économes (50% des ménages), permet de faire fléchir la croissance de la demande, tandis que le reboisement entre 500 ha à 4 000ha par an par région, permettra d'augmenter l'offre. Chaque région pourrait disposer entre 20 000 ha à 160 000 ha de plantation de forêt d'ici 2050 suivant la vulnérabilité des ressources en Bois Énergie et la faisabilité du reboisement par rapport aux contextes locaux. Ce scénario cadre avec le souci de développement durable du secteur Énergie. Par exemple, l'intervention sur la demande permettrait de ralentir la consommation qui atteindrait ainsi 9,7 millions m³ vers 2050, au lieu de 13 millions m³, tandis que le reboisement commencé dès 2012 permettrait de stabiliser l'offre juste au-dessous de 140 millions m³ à partir de 2030.

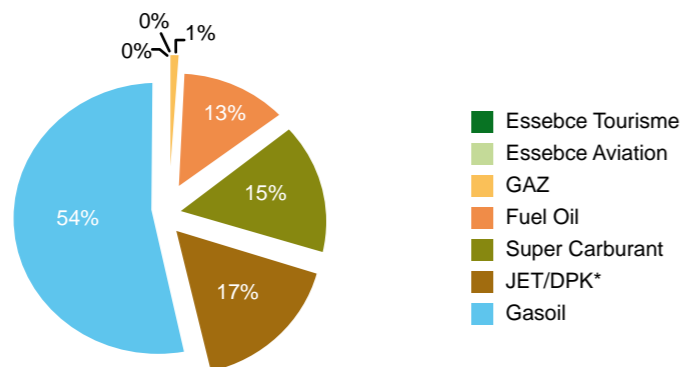


Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon en cas d'intervention

DIAGNOSTIC DU SOUS-SECTEUR DES HYDROCARBURES

En ce qui concerne ce sous-secteur, Madagascar importe la totalité des Produits Pétroliers dont le pays a besoin.

48. La distribution et la vente de ces produits totalisent 792 863 m³ en 2011. Les Produits Pétroliers fournissent 7,3 % des offres énergétiques à Madagascar. Le pays importe 7 types de Produits Pétroliers depuis 2011 : Gasoil qui représente 54 % du volume, Fuel oil avec 13 % du volume, Gaz, Essence super 95 (sans plomb), Essence aviation,...



Source : site Web OMH, 2012

Part des 6 types de Produits Pétroliers par rapport à l'importation totale en 2012

49. Les Produits Pétroliers ciblent plusieurs catégories de consommateurs à Madagascar et possèdent plusieurs usages en tant que carburant pour alimenter les moteurs, et en tant que combustible pour alimenter des brûleurs de foyers pour la cuisson, l'éclairage ou les chaudières. Les catégories de consommateurs sont : les ménages, les

industries, le secteur du transport, les entreprises de construction et de BTP, le secteur de l'hôtellerie et de la restauration, le secteur de la pêche, le secteur de l'Énergie.

Le sous secteur des Produits Pétroliers évolue dans un contexte de libéralisation à Madagascar et reste donc ouvert à toutes personnes physiques ou morales. Néanmoins, la concurrence n'est pas réellement visible sur le marché car les prix affichés sont pratiquement les mêmes dans les stations-services.

50. La réglementation requiert la possession de licence pour pouvoir exercer des activités dans le sous-secteur. Une société peut posséder plusieurs licences. On dénombre 11 sociétés autorisées à effectuer au moins une des activités d'importation, de stockage, de transport, de distribution des hydrocarbures mais 4 principaux opérateurs (Total, Vivo, Jovenna, Galana) travaillent dans la distribution en masse des Produits Pétroliers tandis que 17 sociétés disposent des licences sur l'importation de lubrifiants. Compte tenu de l'éloignement du lieu d'approvisionnement par rapport au pays et de contraintes en matière de capacité d'accueil des ports (Toamasina et Mahajanga), les 4 opérateurs affrètent ensemble un seul tanker pour acheminer les Produits Pétroliers à Madagascar. Le stockage, le transport massif entre les dépôts ainsi qu'une partie de la distribution vers les stations-services sont effectués par la société Logistique Pétrolière S.A. Ainsi, les coûts des produits restent globalement les mêmes au niveau de ces opérateurs.

Le secteur du transport et de la production d'Énergie constituent les principaux consommateurs de gasoil et de fuel oil.

51. Le gasoil constitue le Produit Pétrolier le plus consommé à Madagascar avec 430 000 m³ en 2011. L'un des plus importants utilisateurs est constitué par le secteur du transport terrestre, notamment les professionnels du transport en commun et des marchandises. Mais l'on enregistre aussi l'utilisation du gasoil dans le secteur de la production d'Énergie pour alimenter les groupes électrogènes afin de produire de l'Électricité.
52. En raisonnant suivant les utilisateurs, la production d'Énergie électrique représente 13 % de la consommation en gasoil et la quasi-totalité du fuel oil.
53. La part de la consommation du sous-secteur transport (voiture particulière, voiture en commun, véhicules de marchandises) représente en moyenne 75 % de la consommation de gasoil.

La demande en pétrole lampant est représentée par la consommation au niveau des ménages.

54. L'enquête EPM de l'INSTAT 2010 a montré que 81,2 % des ménages malgaches utilisent le pétrole lampant comme source d'éclairage, et une petite partie l'utilise comme combustible pour la cuisson, soit à peu près 3 391 460 ménages dont 493 835 ménages urbains et 2 897 825 ménages ruraux.

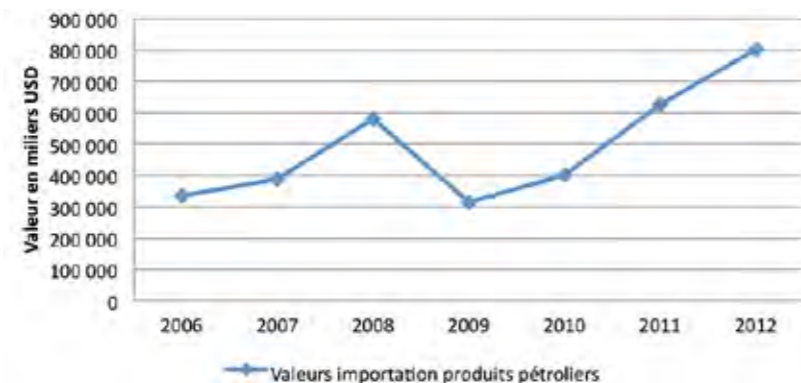
Le prix des Produits Pétroliers a globalement suivi le chemin de la hausse depuis 2001, le secteur évolue dans un contexte de libéralisation.

55. La fixation du prix des Produits Pétroliers est étroitement surveillée par l'État compte tenu de sa position stratégique dans la vie de la nation, notamment pour son impact sur la vie sociale et l'activité économique. L'on note ainsi en 10 ans, une augmentation du prix de l'ordre de 113 % pour le supercarburant, 232 % pour le pétrole lampant, 363 % pour le gasoil. La variation du prix du baril de pétrole et la détérioration du terme de change constituent les principales causes de cette variation du prix des Produits Pétroliers. La structure du prix montre que le coût de revient des stocks comprenant également l'achat des Produits Pétroliers constituent 43 % à 52 % du prix des Produits Pétroliers. Les taxes constituent 1,07 % à 39 % du prix des Produits Pétroliers.

Ainsi, Madagascar vit une forte dépendance vis-à-vis de l'extérieur en Produits Pétroliers affectant lourdement le développement, sans parler de la fuite de devises dans la balance de paiement.

56. Avec l'augmentation de nos besoins, Madagascar dépensera plus de \$ 800 millions pour importer les Produits Pétroliers en 2012. Au prix actuel du pétrole, une augmentation de l'importation de 1 171 m³ (1 000 TM)

obligerait Madagascar à déboursier \$ 1 million de devise, et une diminution de cet ordre permettra d'économiser la même valeur. A cause de cette dépendance, le pays reste tributaire de la situation internationale en matière d'approvisionnement et prix des Produits Pétroliers.



Source : OMH, 2012

Evolution de l'importation en Produits Pétroliers à Madagascar

57. La part des Produits Pétroliers dans le coût des activités économiques du pays notamment le secteur tertiaire et le secteur secondaire, est devenue importante à cause de l'augmentation du prix des Produits Pétroliers ; ceci risque de réduire leur compétitivité et leur rentabilité et ainsi de ralentir la croissance économique. Par exemple, le coût d'achat des Produits Pétroliers représente 50 % de la charge d'exploitation des industries de la pêche. L'augmentation du prix du gasoil se répercute sur le prix du transport, de l'Electricité et le prix des produits courants en général.

Cette dépendance vis-à-vis de l'extérieur constitue ainsi une menace permanente pour la satisfaction de nos besoins en produits pétroliers et pour le développement de Madagascar.

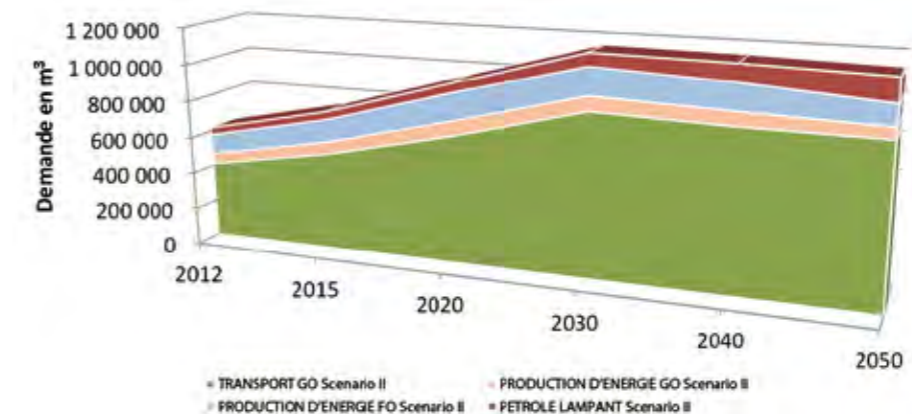
Le défi pour Madagascar est donc de réduire cette menace sans compromettre les activités économiques qui en dépendent largement, et permettre à l'Etat de disposer d'un certain contrôle dans la chaîne d'approvisionnement pour pouvoir mieux négocier avec les opérateurs afin de mieux maîtriser les paramètres économiques du pays.

Sur le plan juridique et institutionnel, le sous-secteur est régi par la LOI N° 99-010 du 17 avril 1999 régissant le secteur pétrolier aval et LOI N° 2004-003 du 24 juin 2004 portant libéralisation du secteur pétrolier aval et modifiant certaines dispositions de la Loi n°99-010 du 17 avril 1999 régissant les activités du Secteur Pétrolier aval.

58. Grâce à la libéralisation, les opérateurs privés peuvent investir dans le secteur pétrolier : production, transport et distribution. Quatre grandes compagnies pétrolières dominent l'importation de produits pétroliers, mais l'on note l'existence de 11 sociétés qui disposent de licence pour exercer des activités dans le sous-secteur.
59. Le cadre juridique et institutionnel fait l'objet d'une stabilité. La couverture géographique est réelle avec une stabilité des approvisionnements. En effet, la réforme présente des avancées certaines au niveau des consommateurs. Les investissements en infrastructures se sont développés. Il existe 250 réseaux de distribution.
60. Selon l'article 34, les prix des Produits Pétroliers et les marges dans la chaîne d'approvisionnement sont déterminés librement par les opérateurs selon le principe de l'offre et de la demande. La pratique actuelle privilégie la concertation entre l'Etat et les opérateurs pétroliers afin d'arriver à un prix consensuel.

Avec l'hypothèse d'une incorporation d'agrocarburant, la demande totale en Produits Pétroliers (gasoil, fuel oil et pétrole lampant) atteindrait 964 734 m3 en 2020 pour arriver à 1 139 755 m3 en 2050.

61. La demande en gasoil se limiterait à 767 280 m3 en 2020 et 908 298 m3 en 2050 si l'on se réfère au modèle de la PAD¹. Toujours selon ce modèle, la demande en fuel oil se limitera à 147 181 m3 en 2020 et 109 433 m3 en 2050, et celle en Pétrole Lampant à 50 272 m3 en 2020 et 122 024 m3 en 2050.



Variation de la demande en hydrocarbures en cas d'introduction de l'agrocarburant selon modèle PAD

DIAGNOSTIC DU SOUS-SECTEUR ELECTRICITE

62. La fourniture en Energie électrique à Madagascar est assurée par le réseau de la société d'Etat JIRAMA créée en 1975 qui approvisionne les milieux urbains, et via les actions de l'ADER créée en 2002 ; c'est une structure chargée par le Ministère en charge de l'Energie de promouvoir et développer l'électrification en milieu rural.

Globalement, l'accès à l'énergie électrique reste faible à Madagascar. Selon l'INSTAT, l'enquête périodique auprès des ménages en 2010 a montré que 12 % des ménages malgaches ont accès à l'électricité.

63. L'enquête EPM INSTAT a également montré une inégalité flagrante quant à l'accès à l'électricité en milieu rural et en milieu urbain. En effet, dans le milieu rural où vit plus de 70 % de la population, seuls 4,8 % des ménages ruraux ont accès à l'électricité en 2010. En milieu urbain, 39 % des ménages urbains ont l'électricité en 2010.

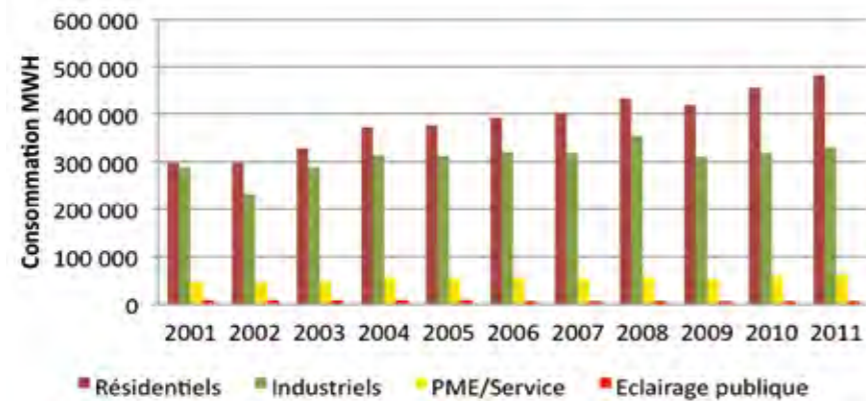
A Madagascar, la demande en Electricité provient principalement des abonnés résidentiels², qui sont constitués principalement par les ménages.

64. En ce qui concerne l'électrification rurale, l'ADER a réalisé 140 projets d'électrification en partenariat avec JIRAMA et le secteur privé. Ces projets desservent 215 880 habitants et 183 villages ruraux jusqu'au moment de cette étude (octobre 2012).
65. La consommation nationale traduite par la vente d'Electricité a montré un volume de 644 236 MWh pour un nombre d'abonnés de 320 817 en 2001. Elle est passée à 882 910 MWh pour un nombre d'abonnés de 444 575 en 2011. 123 758 nouveaux abonnés ont été donc enregistrés entre 2001 et 2011, mais il faut remarquer que le nombre des abonnés n'a pratiquement pas changé entre 2006 et 2008 durant la mise en œuvre du plan de redressement de la JIRAMA.
66. Les ménages constituent les principaux consommateurs qui influent sur l'augmentation de la demande. Les statistiques de la JIRAMA ont montré que les ménages constituent 95 % des abonnés totaux au service électrique et leur consommation est passée de 46 % à 55 % en 10 ans de la consommation en Energie électrique nationale. En 2011, les ménages au nombre de 423 615 ont consommé 434 510 MWh d'énergie électrique soit 1,02 MWh/ménage. Ils utilisent l'Electricité principalement pour l'éclairage et durant quelques heures le soir.

¹ Taux d'incorporation Agrodiesel dans le gasoil selon modèle PAD : 5 % (2020), 10 % (2030) et 20 % (2040)

² Les abonnés résidentiels sont les ménages (97 %) et l'administration (3 %)

67. Les consommateurs de courant haute et moyenne tension (HT/MT) dont les industriels consomment 39 % de l'Énergie électrique avec 330 714 MWh en 2011. Leur consommation s'effectue durant le jour globalement sauf pour certaines industries disposant d'installation devant fonctionner 24 h/24 h (cas des installations frigorifiques industrielles).



Source : Jirama, 2012

Consommation en énergie électrique des différentes catégories de consommateurs

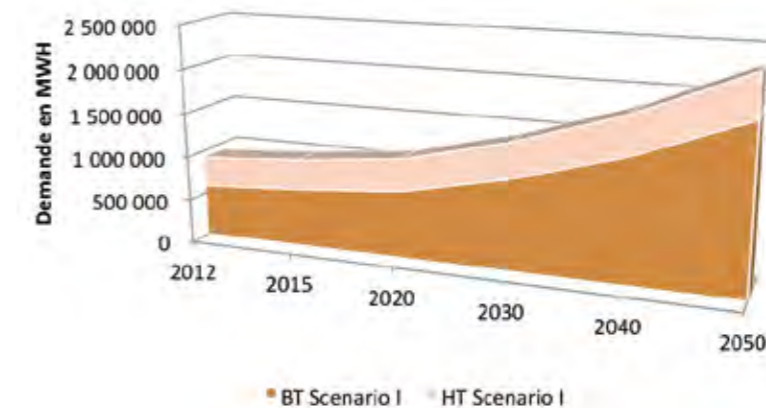
Même au niveau des agglomérations urbaines, il y a une grande disparité en termes de consommation d'énergie électrique et de nombre d'abonnés.

68. Sur les 118 agglomérations électrifiées de pays, 11 villes³ comprenant les 7 grandes villes ainsi que Taolagnaro, Manjakandriana, Moramanga et Nosy Be représentent 89 % de la consommation totale en 2011 soit à 781 605 MWh. En termes de nombre d'abonnés, ces 11 villes enregistrent avec 336 424 abonnés soit 76% des abonnés totaux en 2011. Elles ont reçu 106 692 nouveaux abonnés en 10 ans sur les 123 758 nouveaux abonnés totaux au niveau national.
69. Cette situation reflète les facteurs qui orientent la tendance de la demande en matière de consommation d'électricité : (i) l'existence d'activités économiques, notamment industrielles qui utilisent l'énergie électrique à des fins de production, donc créatrice de valeur ajoutée, (ii) l'engouement de la population à saisir les opportunités d'emploi offertes par ces activités économiques, et donc d'avoir un revenu, ils deviennent aussi un autre groupe d'utilisateurs d'électricité grâce à leur pouvoir d'achat. (iii) Le troisième facteur réside dans le coût de l'énergie électrique ; le réseau interconnecté d'Antananarivo est approvisionné à partir de centrales à prédominance hydroélectrique offrant ainsi l'énergie électrique la moins chère à Madagascar jusqu'actuellement (0,1\$/kWh).
70. Par contre, dans les zones où il y a peu d'activités économiques, les producteurs d'électricité ne possèdent pas beaucoup de clients industriels. En plus, les abonnés résidentiels ne sont pas aussi nombreux. Paradoxalement, ces zones sont également alimentées par des centrales à prédominance thermique où le coût de l'énergie électrique est plus élevé (0,2\$/kWh à 0,3\$/kWh). Les petites agglomérations, les zones périurbaines et rurales sont les plus touchées par cette situation alors qu'elles sont les plus nombreuses à Madagascar. En plus, elles sont handicapées par leur éloignement géographique, la faible densité de la population, le relief accidenté rendant difficile leur connexion à un grand réseau.
71. L'existence d'une offre en énergie électrique à moindre coût constitue un important moteur permettant d'attirer la demande que ce soit au niveau des abonnés résidentiels qu'industriels. Le développement des projets de production d'énergie électrique abordable pour le pouvoir d'achat des ménages et permettant une meilleure compétitivité des activités économiques constitue un des défis du sous secteur électricité.

L'étude tendancielle de la demande en Électricité montre que la consommation est essentiellement tirée par les abonnés résidentiels. Mais la place des abonnés industriels, PME/PMI doit être attentivement considérée dans la mesure où le secteur industriel constitue un des moteurs de l'économie.

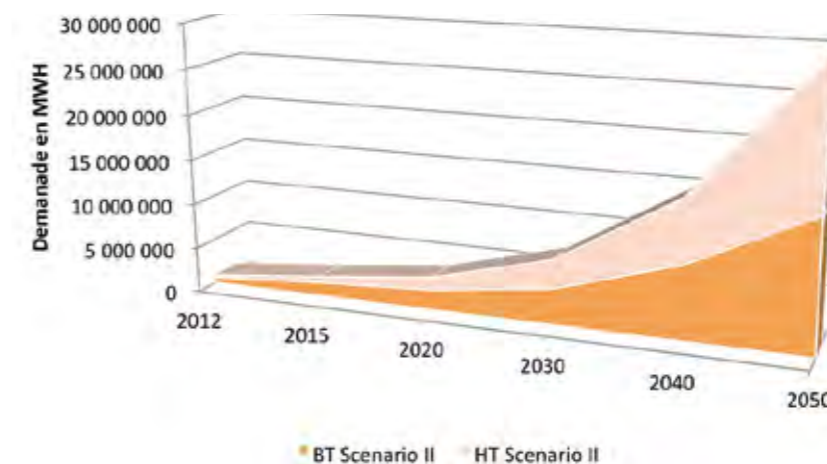
³ Antananarivo, Toamasina, Mahajanga, Fianarantsoa, Antsirabe, Toliara, Antsiranana, Moramanga, Nosy Be, Taolagnaro et Manjakandriana

72. La leçon à tirer est que si l'augmentation du nombre des abonnés résidentiels n'est pas accompagnée par une croissance de la consommation au niveau des industriels, le coût de production restera toujours élevé et les producteurs d'Électricité devront toujours investir dans l'augmentation des capacités (puissance) même sans avoir rentabilisé les installations existantes.
73. En considérant une augmentation du nombre de ménage total suivant le taux d'accroissement démographique actuel (3 %), avec le maintien du taux d'accès à l'Électricité actuel de 12 % et du niveau de consommation électrique, la demande totale serait alors estimée à 1 million MWh en 2015, à 1,5 millions MWh en 2030 et à 2,3 millions MWh en 2050.



Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique d'ici 2050 en gardant le rythme actuel.

74. Un 2^{ème} scénario probable prend comme hypothèse une augmentation sensible de la consommation électrique totale des abonnés BT) du fait d'une croissance économique se manifestant par l'augmentation des investissements dans le secteur tertiaire et les PME comme l'hôtellerie, ainsi que le développement de quelques branches d'industries (PMI) (agroalimentaire, bois, boissons, tabacs, froid industriel, plastique, textile, corps gras, chimie, industrie manufacturière, industrie métallique, ...). On prend par ailleurs comme hypothèse que le développement économique et le développement d'une offre en énergie électrique à moindre coût permettront aux ménages du milieu urbain et rural d'avoir un pouvoir d'achat pour accéder à l'électricité augmentant ainsi le nombre des abonnés résidentiels qui atteindraient un taux de 40%⁴ à l'horizon 2050. Avec ce scénario, la demande totale est estimée à 1,4 millions MWh en 2015, 5 millions MWh en 2030 et à 22 millions MWh en 2050.



Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique en cas de développement d'une offre à moindre coût et un développement économique du pays

⁴ On maintient le fait que les ménages constituent toujours les 97 % des abonnés résidentiels

Face à l'évolution de la demande future, une réflexion s'impose sur les expériences et le contexte de ces 30 dernières années en vue de tirer des leçons pour répondre durablement à la satisfaction des besoins en énergie électrique futurs.

75. Madagascar dispose d'un potentiel hydroélectrique considérable. De très nombreux sites pour la production d'énergie électrique ont été identifiés et ces sites qui sont très diversifiés par leur taille (depuis la micro-hydraulique aux sites de plusieurs centaines de MW) sont répartis sur l'île.
76. Selon la note de la Banque Mondiale sur le secteur Electricité, il existe un consensus entre les acteurs du secteur sur le fait que le développement à moindre coût du secteur doit reposer en priorité sur le développement de la production hydroélectrique.
77. Or le pays n'exploite actuellement que 127 MW sur les 7 800 MW des ressources hydroélectriques théoriquement disponibles.

L'importance du facteur temps

78. Les unités de production d'énergie électrique doivent logiquement être installées avant que n'arrive la demande. Mais la non effectivité de la demande future peut alors compromettre la rentabilité de ces investissements déjà réalisés. En effet, un plan d'installation d'unités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique est censé anticiper une demande future.

Contraintes temps sur le plan technique

- Les cycles d'investissements en hydroélectricité sont longs. Chaque projet exige des études techniques préalables et spécifiques à chaque site (études de faisabilité financières, environnementales, hydrologiques, géologiques,...) assez longues.
- Il est important de souligner aussi que la prise de décision d'investir, la durée de réalisation des travaux des ouvrages et le moment de mise en service mettent un certain temps (à l'exception des sites de très petite taille).

Contraintes temps sur le plan financier

- Les investissements en hydroélectricité sont lourds car ils exigent une mobilisation financière assez conséquente.
- Le remboursement de la dette lié aux investissements s'effectue sur le long terme et est aggravé par les pertes de changes à cause des dévaluations successives de notre monnaie.

L'importance de la politique économique du pays dans la viabilité des investissements dans le sous-secteur électricité

79. Le sous-secteur Electricité établit régulièrement un plan relatif à l'augmentation du parc de production, de distribution en fonction de la demande. Un plan appelé PEMC reflète l'orientation donnée à l'exploitation des sites hydroélectriques à Madagascar.
80. L'absence d'une politique de développement claire et bien définie dans les autres secteurs (les Ministères en charge de l'Aménagement du Territoire, en charge de la Décentralisation, en charge de l'Economie et de l'Industrie, de l'Eau, de l'Environnement et des Forêts, de l'Agriculture) handicape l'établissement de plan de développement de l'électricité. En effet, le secteur énergie est censé soutenir les efforts de développement des autres secteurs comme l'urbanisme, l'industrie, le tourisme, l'agriculture. La connaissance des projets dans ces secteurs permet à la JIRAMA, à ADER et ORE de mieux orienter leur plan.
81. Par exemple, lors du démarrage des activités de l'Economic Development Board of Madagascar (EDBM) qui a pour rôle de promouvoir les investissements à Madagascar, la JIRAMA avait un représentant qui est resté en contact avec cette institution pour prendre connaissance des opportunités et suivre l'évolution de ces projets d'investissement afin de les intégrer dans son plan.

L'importance du contexte économique du pays dans la viabilité des investissements

82. La dégradation de l'économie en général marquée par des années d'instabilité de la monnaie nationale, la faiblesse du pouvoir d'achat des ménages constituent pour les investisseurs potentiels pour les sites hydroélectriques

ainsi que leurs bailleurs, un risque non négligeable étant donné le montant des investissements, la durée des travaux. Pour le cas de la JIRAMA, les dévaluations de la monnaie nationale (FMG, MGA) qui se sont succédé depuis 1986, ont amplifié la difficulté financière de la JIRAMA car le remboursement de sa dette s'effectue en devise.

De bonnes initiatives entamées dans les années 1980 pour valoriser les potentiels hydroélectriques

83. La centrale hydroélectrique Andekaleka a été installée durant les années 80 et disposait d'une puissance de 58 MW en prévision de la mise en place de plusieurs usines : papeterie, aciérie. Malheureusement, ces unités industrielles n'ont pas vu le jour et la centrale hydroélectrique d'Andekaleka a été en surcapacité pendant plusieurs années.
84. Ceci a compromis la rentabilité de la centrale et la situation financière de la JIRAMA avec le remboursement de la dette. Cette situation marque le début de la difficulté financière de la JIRAMA qui exploite cette centrale, qui malgré tout a été obligé de rembourser la dette et les frais financiers alors que la recette escomptée n'était pas au rendez-vous.

Mais aussi des rendez-vous manqués avec de gros clients

85. Malheureusement, certaines occasions ont été ratées comme le cas de QMM et Ambatovy qui auraient pu devenir de gros clients de la JIRAMA. Le rendez-vous manqué de la centrale d'Andekaleka avec les unités industrielles promises à cette époque est encore resté dans les mémoires. Le site hydroélectrique de Volobe Amont d'une puissance de 90MW aurait bien pu servir la société Ambatovy qui a une demande en puissance de 70MW.
86. Ceci démontre le niveau de risque que le sous-secteur Electricité prend lorsqu'il effectue de gros investissements tel qu'une centrale hydroélectrique de grande capacité sur la base d'une prévision de développement des autres secteurs économiques qu'il est censé supporter ou accompagner. L'expérience malheureuse de la JIRAMA avec la centrale hydroélectrique Andekaleka en est une illustration et a marqué le début de ses problèmes financiers.

La réforme apportée par la Loi 98-032 du 22 janvier 1999 a surtout le mérite de jeter la base pour un développement du sous-secteur. En effet, les dispositifs et les mécanismes devant permettre le développement du sous secteur et de permettre au secteur privé d'investir et de sécuriser leur investissement sont mis en place : organisme de régulation, agence de développement de l'électrification rurale, le Fonds National de l'Electricité, le mécanisme d'ajustement de tarif⁵, la procédure d'octroi des contrats. Mais leur mise en œuvre est fastidieuse

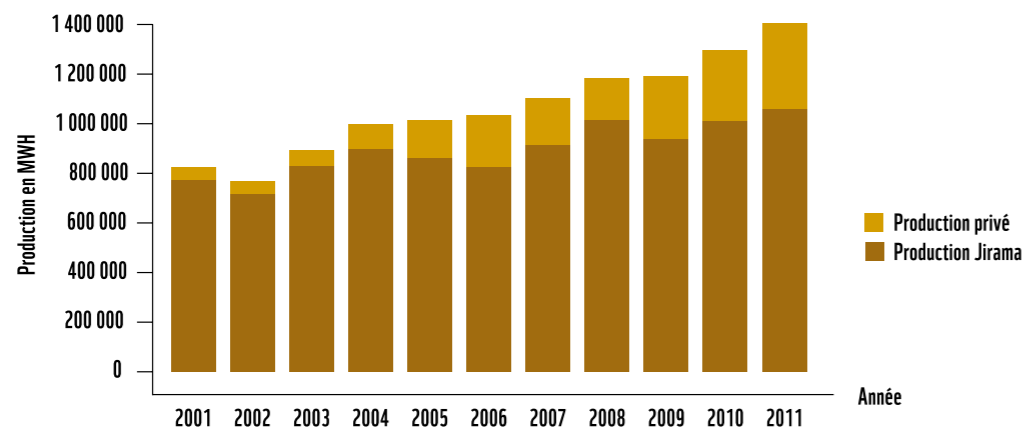
87. La marge de manœuvre de la société JIRAMA à travailler en tant qu'opérateur comme tel est faible par rapport à son obligation de remplir sa mission de service public. Sa position, en étant propriété de l'Etat, la met dans une position délicate à chaque prise de décision nécessaire pour sa survie mais également pouvant avoir une portée politique et sociale:
- Les révisions tarifaires ont été irrégulières et leurs applications ont été différées, suivi d'une fixation d'un taux inférieur à ce qui aurait dû l'être. Depuis la mise en application de la réforme, 5 hausses de tarif ont été enregistrées et se sont passées entre 2005 et 2008
 - La situation financière de la société JIRAMA a été fragilisée par l'augmentation des impayés de l'Administration Publique.
88. Plusieurs plans ont été établis comme le cas de la JIRAMA avec EDF en 2000, de l'ORE et HQU en 2005 afin de prévoir la demande future. Mais ces plans prévoyant l'exploitation des sites hydroélectriques n'ont pas pu se concrétiser faute de financement dû au niveau de risque à prendre :
- la JIRAMA et l'Etat n'avaient pas le fonds nécessaire,
 - les bailleurs de fonds ont interrompu leur financement à cause des événements politiques, ou suite à des décisions des autorités politiques qui ne respectent pas leurs conditionnalités (gestion privé de la JIRAMA non poursuivie),

⁵ Ajustement tarifaire : mécanisme autorisé par la réglementation permettant aux opérateurs d'ajuster automatiquement leur tarif en cas de variation des paramètres économiques : prix du gasoil, taux de change, taux d'inflation

- les opérateurs privés prêts à prendre le risque d'investir sont rares. La réticence des privés pourrait avoir aussi son origine dans la situation financière précaire de la JIRAMA et la faiblesse du pouvoir d'achat des malgaches.

Le secteur privé prend part au développement du sous-secteur Electricité même si les opérateurs ne sont pas encore nombreux

89. La société d'Etat JIRAMA reste encore le principal fournisseur d'Electricité à Madagascar même si le secteur privé commence à s'y investir. Six (6) opérateurs privés produisent de l'Electricité et alimentent ensuite le réseau de JIRAMA. La société opère ainsi de deux manières :
- Production d'Énergie électrique en régie avec ses propres groupes
 - Achat de l'Electricité produite par un producteur privé ou par location de groupes auprès d'une société privée.
90. La part des opérateurs privés dans la production d'Énergie électrique a progressivement augmenté de l'ordre de 4 % de la production totale avec 34 801 MWH en 2001 pour atteindre 288 586 MWH soit 22 % de la production totale en 2011.
91. En ce qui concerne l'électrification rurale, la production d'énergie électrique est assurée entièrement par des opérateurs privés qui sont au nombre de 27.

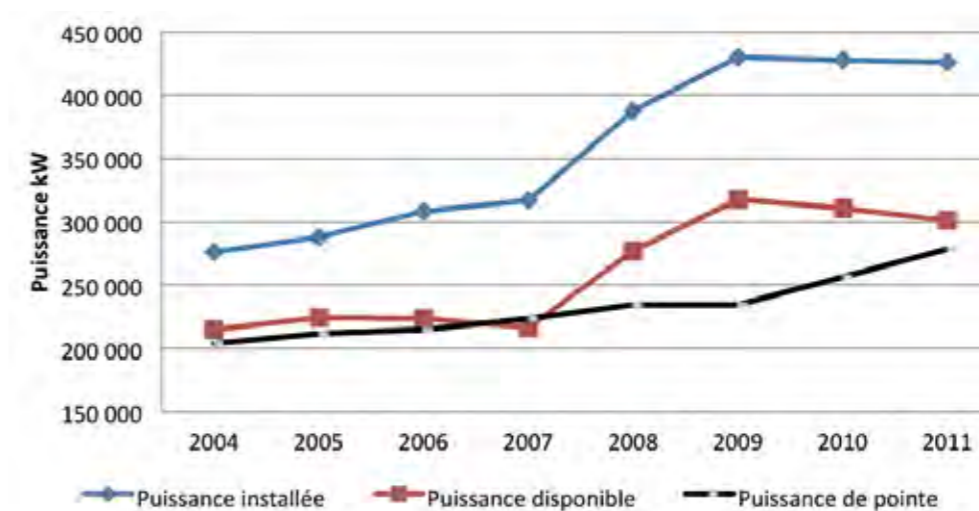


Source : Jirama, 2012

Part de la production en Electricité entre JIRAMA et les sociétés privées

Prédominance de la gestion des urgences au lieu de se concentrer sur le long terme : recherche de solution au délestage

92. A cause de sa situation financière critique, la performance des équipements a continué à se détériorer dû à sa vétusté (faible rendement) faute d'entretien dans les normes. En plus, la société ne pouvait pas investir. L'offre en énergie électrique n'est plus arrivée à satisfaire la demande.
93. En 2005, le parc de production d'électricité était vétuste à 75%, et avec l'insuffisance de l'offre pour faire face à une demande croissante, la société a été obligée de pratiquer le délestage et le gel des branchements. Le nombre des abonnés de la JIRAMA est passé de 295 357 en 2000 à 401 900 abonnés en 2005.
94. Ainsi, l'Etat et la JIRAMA ont installé dans l'urgence des centrales thermiques pour satisfaire la demande grâce à l'appui des bailleurs de fonds notamment dans le cadre du plan de redressement de la société. La puissance installée dans les centrales est passée de 288 MW à 429 MW soit une augmentation presque de 50% entre 2005 et 2009



Source : Jirama, 2012

Evolution des puissances : installées, disponibles et de pointe entre 2004 et 2011

Au final, un parc de production constitué majoritairement par des centrales thermiques actuellement

95. Les groupes thermiques constituent la plus grande partie du parc :

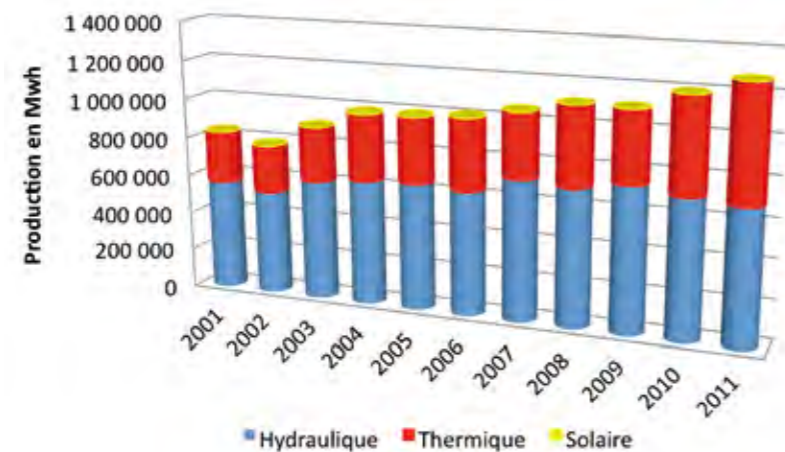
Source d'Énergie	RESEAU JIRAMA				RESEAU ADER			
	Puissance		Groupe		Puissance		Groupe	
	KW	%	Nombre	%	KW	%	Nombre	%
Total	473 186	100	552	100	4 200	100	87	100
Thermique diesel	345 540	73	517	94	3 159	75,2	59	68
Hydraulique	127 646	27	35	6	788	18,8	14	16
Eolienne					145	3,5	4	5
Thermique biomasse					94	2,2	2	2
Solaire					14	0,3	8	9

Source : ADER, JIRAMA, 2012

96. L'exploitation des centrales hydroélectriques est moins couteuse. Le tableau ci-dessous démontre une différence nette à l'avantage de l'hydroélectricité même si le coût d'investissement est élevé au départ.

	Coût d'investissement au kW installé (HT)		Coût de revient de l'énergie au kWh (HT)	
	Grands centres	Ruraux	Grands centres	Ruraux
Hydraulique	ND	1 900 à 2 500 \$	0,1 \$	0,15 à 0,25 \$
Thermique	ND	650 à 850 \$	0,2 à 0,3 \$	0,65 à 0,85 \$

Source : ADER, ORE, 2012



Source : Jirama, 2012

Evolution de la production globale d'Electricité entre 2001-2011 du réseau de la JIRAMA

97. Pour produire de l'énergie électrique à partir d'une centrale hydroélectrique, l'investissement de départ (coût estimatif par kW installé) semble assez important, mais à terme le coût de revient de l'énergie par kWh est moins cher.
98. Pour produire de l'énergie électrique depuis une centrale thermique, le coût d'investissement pour l'installation par kW paraît moins cher, mais son exploitation devient avec le temps très cher.

La rentabilité et la viabilité de ces centrales thermiques diesel sont fragilisées par l'augmentation continue du prix des combustibles, le coût de la maintenance, la vétusté des groupes alors que le tarif de l'électricité ne suit pas forcément le chemin de la hausse.

99. La consommation en combustible des centrales thermiques de la JIRAMA est passée de 92 000 m³ en 2006 à 144 000 m³ en 2011, pour une valeur estimée de \$95 millions à \$185 millions soit une consommation cumulée estimée à \$ 770 millions en 5 ans. La consommation en combustible des centrales thermiques qui complètent la production des centrales hydroélectriques du réseau interconnecté d'Antananarivo (RIT) sur la même période totalise à lui seul, \$ 250 millions. Cette somme constitue l'équivalent d'investissement pour la mise en place de centrale hydraulique d'une puissance de 200MW, si l'on considère un investissement moyen de \$ 1,25 million par MW.

Viabilité plus sûre des centrales hydroélectriques malgré le montant des investissements initiaux notamment si accompagnée d'un développement industrielle.

100. En résumé, la programmation des investissements hydroélectriques n'a pas été exécutée à temps au moment où il aurait fallu la faire, faute de financement adéquat. Ainsi, le recours a toujours été l'installation de centrales thermiques parce que cette technologie ne nécessite pas un investissement lourd et ces centrales sont aussi faciles à installer et à raccorder aux réseaux de la JIRAMA. Mais, avec le temps, par rapport à l'augmentation de charge en combustible pour l'opérateur et le coût de revient de l'énergie, l'exploitation de toutes les centrales thermiques ne sont pas viables, rentables et pérennes. D'où la pertinence de l'exploitation des sites hydroélectriques, une réponse qui conduirait à la fourniture d'énergie électrique à moindre coût, donc accessible à tous et par ailleurs non polluante.
101. Si la mobilisation financière pour les grands sites hydroélectriques s'avère difficile, et va avancer progressivement sur un délai plus long, par contre les moyens et les petits sites ne nécessitent pas d'abord un financement lourd, les délais de réalisation des études et des travaux de construction des ouvrages sont relativement rapides (moins de 5ans), ce qui constitue une solution pour le court et le moyen terme.

DIAGNOSTIC DU SOUS-SECTEUR ENERGIES RENEUVELABLES

La part des Energies Renouvelables représente encore une petite partie de la production.

102. Le pays dispose d'importantes potentialités en termes de ressources pour la production d'Énergie solaire, d'Énergie éolienne et de Bioénergie qui ne demandent qu'à être exploitées. Madagascar possède un important potentiel en Énergie solaire avec une Énergie incidente de l'ordre de 2 000 kWh/m²/an. Presque toutes les régions du pays ont plus de 2 800 heures d'ensoleillement annuel. Les régions les plus intéressantes disposant d'un niveau de rayonnement supérieur à 5 500 W/m² sont Diana, Sava, Sofia, Boeny, Melaky, Menabe, Haute Matsiatra, Amoron'i Mania, Anosy, Androy, AtsimoAndrefana, Vakinankaratra, Bongolava, AtsimoAtsinanana. Les équipements photovoltaïques restent encore entièrement importés : panneaux, convertisseurs, etc Les batteries sont dans la majorité des cas importées mais on peut utiliser aussi des batteries de fabrication locale. Les cuiseurs solaires proposés sur le marché malgache sont les fours solaires et les paraboles ; ils sont montés localement à partir des matériaux métalliques importés (éléments métalliques réfléchissants, barre de fer pour l'ossature).
103. Par ailleurs, Madagascar possède un potentiel important en matière de production d'Énergie éolienne. Globalement, les régions Nord, Sud et les côtes Est constituent les zones qui disposent de vitesse de vent intéressante, atteignant 7,5 à 9 m/s dans le nord, 6 à 9 m/s dans le sud. En considérant les zones du Nord au Sud longeant la côte Est, ayant une vitesse de vent aux environs de 6,5 m/s, Madagascar dispose d'un potentiel de 2 000 MW d'Énergie éolienne.
104. La commercialisation et l'utilisation des équipements valorisant l'Énergie solaire et éolienne restent encore modestes à Madagascar. Les installations photovoltaïques les plus significatives se trouvent au niveau des 1 112 antennes relais des opérateurs dans la télécommunication, ainsi qu'au niveau des postes de gendarmerie, des centres de santé de base répartis à travers l'île à part ceux utilisés par les particuliers.

Au titre de la Bioénergie, l'Agrocarburant à Madagascar se trouve encore au stade de démarrage.

105. Il n'y a pas encore d'activités commerciales officielles concernant les produits comme l'agrodiesel et l'agroéthanol. La filière agrodiesel est principalement basée sur la production de graines de Jatropha curcas et sa transformation en huile végétale pure ou en ester méthylique d'huile végétale. En 2011, il a été enregistré 12 projets d'investissements avec un objectif de 462 000 ha avec une production prévisionnelle estimée à 544 000 m³ d'agrodiesel, dont 57 125 ha sont déjà réalisés mais avec un taux de réussite faible. La filière agroéthanol est principalement basée sur la production de canne à sucre et sa transformation en agroéthanol par distillation. L'agroéthanol trouve son utilisation en tant que carburant alternatif à l'essence pour les moteurs ou en tant que combustible pour la cuisson au niveau des ménages. En 2011, huit (8) projets d'investissements industriels étaient en cours de réalisation avec comme objectif de planter 35 000 ha de canne à sucre soit une production prévisionnelle de 105 000 m³ d'agroéthanol, dont 236 ha réalisés.

Les avantages obtenus sur l'utilisation de l'Énergie solaire et éolienne sont nombreux en matière de santé et de préservation de l'environnement.

106. L'utilisation de l'énergie solaire pour la cuisson permet de réduire la pression sur la ressource forestière grâce à la réduction des prélèvements de Bois Énergie. L'utilisation de 500 cuiseurs solaires permettrait d'économiser 5 500 t/an de bois soit 1 000 ha de forêt. L'absence de fumée pendant la cuisson avec les cuiseurs solaires annule le risque de maladies respiratoires et d'intoxication à l'oxyde de carbone.

La production d'agrocarburant permettrait de renforcer l'économie malgache et à condition que cette production se fasse suivant des pratiques durables, contribuerait à la préservation de l'environnement.

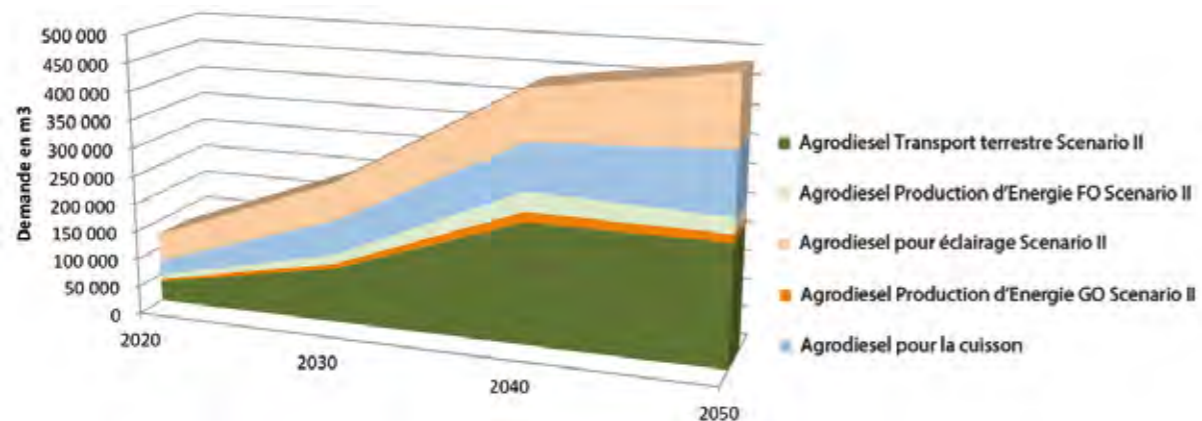
107. La production d'agrocarburant permettrait de réduire notre dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur en matière de carburant. Elle contribuerait également à améliorer la balance de paiement du pays en diminuant la sortie de devise pour l'achat de Produits Pétroliers. Au contraire, s'il y a un surplus de production d'agrocarburant, il pourrait être exporté et permettrait de faire rentrer des devises. L'utilisation d'agroéthanol en tant que combustible ménager pour la cuisson permettrait de réduire la consommation de bois de chauffe.
108. Toutefois, la mise en place de balises environnementales et sociales, en matière de localisation des zones de cultures, de choix des matières premières et de technique de production devront accompagner les investissements dans cette filière afin d'éviter les problèmes d'insécurité alimentaire, de déboisement, de déséquilibres écologiques liés à la ressource en eau notamment, de conflits sociaux entre les promoteurs et la population rurale. Par ailleurs, le gain en matière de réduction de l'émission de gaz à effet de serre le long du cycle de vie de production des agrocarburants dépend des pratiques de production et transformation.

Sur le plan juridique et institutionnel, il n'y a pas encore de cadre réglementaire propre aux énergies renouvelables à Madagascar. L'Etat a pris des mesures incitatives en faveur des Energies renouvelables

109. Le sous-secteur des Energies renouvelables reste handicapé par l'absence d'un cadre juridique et institutionnel en faveur de sa promotion. On note toutefois que L'Etat a mis en place des mesures incitatives en faveur des Energies renouvelables en décidant de détaxer les importations d'équipements Energies renouvelables.

Les besoins en agrocarburant concernent l'agrodiesel qui sera destiné à compléter le gasoil, le fuel oil, le pétrole lampant, et l'agroéthanol qui se substituera en premier lieu au combustible pour la cuisson.

110. La production d'agrodiesel n'arriverait sur le marché qu'en 2020 tandis qu'une partie de l'agroéthanol domestique serait introduite sur le marché des combustibles ménagers dès 2015. En maintenant la proposition de la PAD, le besoin en agroéthanol atteindrait 26 693 m³ en 2020 et 109 563 m³ en 2050. Le besoin en agrodiesel destiné au transport serait de 36 217 m³ en 2020 et 212 359 m³ en 2050. Le besoin en agrodiesel pour l'éclairage domestique en substitution du pétrole lampant serait de 50 272 m³ en 2020 et 022 024 m³ en 2050.



Source : calcul AIDES

Evolution tendancielle de la demande en Agrocarburant selon le modèle de la PAD

RECOMMANDATIONS

111. Globalement, le mode d'approvisionnement en Energies actuel, place, à long terme, la sécurité énergétique de Madagascar dans une situation non durable. En plus, Madagascar devra faire face au prix accru et variable des combustibles fossiles, à l'épuisement de ses ressources (eau, forêt, sol) ainsi qu'aux multiples impacts sociaux et environnementaux qui en découlent. L'île peut profiter de la tendance mondiale vers les Energies renouvelables et l'efficacité énergétique. Avec les potentialités dont dispose le pays, à Madagascar l'Energie peut venir en majorité d'Energies renouvelables locales.

112. Le fil conducteur de toute action devrait être l'exploitation des ressources naturelles énergétiques potentielles dont dispose Madagascar pour produire durablement de l'Energie satisfaisant aussi bien, aux besoins énergétiques en termes de qualité et de quantité, et accessible à tous à l'échelle du pays.

AS 1 – Mener une gestion cohérente du secteur Energie :

113. Il est essentiel de s'atteler à mettre en complémentarité, en harmonie et à établir une cohérence entre les sous-secteurs pour pouvoir établir entre autres un schéma directeur de l'Energie et déployer les mesures pour créer un climat favorable au développement des investissements dans l'exploitation des Energies renouvelables.
114. Il est important de mettre en place un dispositif permettant de compiler les données concernant le secteur énergie, notamment les ressources énergétiques potentiel du pays y compris les terrains agricoles pour l'agriculture, les essences à vocation énergétique, les ressources forestières et les ressources hydrauliques, les ressources solaires et éoliennes.
115. En plus, il faut étendre cette démarche de gestion cohérente du secteur énergie avec les autres secteurs du développement comme l'agriculture et l'industrie. Ceci permettra de gérer la demande, planifier la production et identifier de nouvelles ressources potentiellement valorisables en énergie.

AS 1 1- Renforcement de la gouvernance du secteur

116. Les analyses institutionnelles et juridiques ont montré l'importance de mettre à jour certaines dispositions réglementaires concernant notamment les sous-secteurs bois énergie et électricité, et de procéder à l'établissement de la réglementation pour la filière agrocarburant. Compte tenu de l'importance des liens entre les différentes sources d'énergie, des dispositifs institutionnels sont également proposés afin d'arriver à une gestion cohérente des différents sous-secteurs de l'énergie.
117. A court terme,
- L'Etat doit procéder à la mise à jour des cadres légaux et réglementaires : la loi 98-032 du 20 janvier 1999 sur l'Electricité et 89-312 sur le charbon de bois,
 - , l'accessibilité des opérateurs privés aux informations doit être facilitée par l'Etat pour leur permettre de monter des projets d'investissement (terrain et matière première pour l'Agrocarburant, sites potentiels avec toutes les données techniques requises et plan d'extension pour l'Electricité),
 - A court terme, il est également recommandé de réfléchir sur la mise en place d'une structure pour la promotion des énergies renouvelables telle que cela se fait pour l'électrification rurale.

AS 1 2- Sécurisation et incitation des investissements privés

118. L'Etat donne une importante place au secteur privé en matière de production d'énergie. Mais, les analyses précédentes ont montré l'importance en montant des investissements, en particulier pour les investissements dans l'exploitation des sites hydroélectriques de grande taille. Les risques devront être bien évalués et leur partage entre l'Etat et les opérateurs bien équilibrés. Mais avant tout, les investissements doivent être sécurisés.

AS 1 3- Mise en cohérence intra et inter secteur

A court terme,

119. Il est recommandé la mise à jour du schéma ou d'un plan d'aménagement du territoire qui intègre le secteur énergétique aussi bien en termes de demande (extension des agglomérations, croissance démographique) que d'offre (zones potentielles de production),
120. Pour l'agrocarburant, la cohérence des actions entre le ministère des hydrocarbures qui s'occupe de la partie aval (transformation et marché), le ministère de l'agriculture qui s'occupe de la partie technique de production de matière première, le ministère de l'aménagement du territoire qui s'occupe du foncier, est importante afin de gérer l'arrivée des investisseurs,
121. Pour le bois énergie et l'agroéthanol combustible pour les ménages, la cohérence des actions entre le Ministère des hydrocarbures, le Ministère de l'énergie, le Ministère de l'environnement et des forêts, le Ministère de l'agriculture est importante afin de gérer l'introduction de l'agroéthanol comme un nouveau combustible alternatif au charbon de bois, et afin de suivre l'impact de ce remplacement sur la forêt,

122. Pour le sous-secteur électricité, il est recommandé de se concerter avec les autres Ministères pour évaluer le potentiel des différentes biomasses à vocation énergétique, et de faire une étude sur leur véritable apport en matière de production d'électricité et viabilité des centrales thermiques à biomasse : balle de riz dans les greniers à riz de Madagascar, bagasse dans les zones de production de canne à sucre (régions ouest surtout), déchets forestiers (axe Moramanga, Ambatondrazaka),
123. Il est nécessaire de mettre en application l'adéquation de la politique énergétique avec la politique industrielle moteur de la croissance économique et garant de la rentabilité financière des opérations d'électrification.

A moyen terme

124. Le renforcement de la politique de la décentralisation en matière de planification, de contrôle et de suivi du secteur énergie au niveau des collectivités décentralisées permet la pérennisation des actions déjà entreprises,
125. Il faut continuer à encourager le développement et la concrétisation des recherches sur les sources en Energie renouvelable (turbine, éolienne, solaire,...) en concertation avec le Ministère en charge de la recherche et l'enseignement supérieur.

AS 1 4- Promotion d'une consommation plus responsable

A court terme :

126. Pour que les utilisateurs soient responsables, il faut une campagne d'Information, d'Education et de Communication en matière d'utilisation économe de l'Energie,
127. L'Etat doit donner le bon exemple en payant régulièrement ses factures en Energies consommées, tous les bâtiments administratifs publics devraient progressivement être alimentés en énergies renouvelables et utiliser des lampes à basse consommation (LBC),
128. Les abonnés doivent utiliser des lampes à basse consommation et si possible des appareils, des machines électriques à basse consommation et moins polluants à l'échelle du pays,
129. L'usage des foyers économes est à vulgariser mais il faut une bonne stratégie de campagne de vulgarisation en faveur de l'utilisation de véritables fatana mitsitsy, à commencer par l'Information, la Communication et l'Education des usagers ou des potentiels usagers et en adoptant une approche commerciale plus agressive,

A moyen terme

130. Il faut mettre en place des mesures pour gérer la vétusté accrue du parc automobile à Madagascar afin de diminuer la pollution atmosphérique, notamment dans les grandes villes comme Antananarivo ou ailleurs.
131. Les contrôles de l'utilisation de toutes sources d'énergies : électricité des bâtiments administratifs publics et carburant des véhicules administratifs doivent être rigoureux afin de réaliser des économies, donc d'éviter les gaspillages et réduire la pollution.

AS 2- Minimiser les menaces à l'approvisionnement en bois énergie et hydrocarbures en favorisant le reboisement à vocation énergétique et la production d'agrocarburant

132. Il est primordial de minimiser voire d'éliminer les menaces d'épuisement de nos ressources forestières et notre vulnérabilité en matière d'approvisionnement en Produits Pétroliers. Il est pertinent et cohérent dans une vision globale et partagée de promouvoir le reboisement et de développer l'agrocarburant. Concevoir et mettre en œuvre une stratégie pour la promotion du reboisement à vocation énergétique permet non seulement d'assurer durablement l'approvisionnement en Bois Energie, mais aussi de sécuriser les ressources forestières naturelles encore existantes et les ressources hydrauliques avec l'effet combiné de séquestration des émissions massives du CO2. Quant à l'agrocarburant, il permet d'atteindre deux objectifs : réduire significativement l'importation des Produits Pétroliers et réduire également la consommation en Bois Energie en substituant les combustibles pour la cuisson, c'est-à-dire le bois de chauffe et le charbon de bois. Parallèlement à ces efforts, des actions de vulgarisation de foyers économes et de foyers à éthanol devront être menées auprès des ménages.

AS 2 1- Exploitation rationnelle du Bois Energie

133. Le bois énergie restera encore pour plusieurs années la principale source d'énergie utilisée à Madagascar

notamment au niveau des ménages, du fait qu'une grande partie des ménages s'approvisionne en bois ramassé et que pour l'achat d'énergie, c'est le charbon de bois et le bois de chauffe qui sont encore le plus compétitif.

AS 2 2- Revoir et mettre à jour les réglementations

134. Accélération de l'application de la proposition relative à la version actualisée du décret 82-312 du 19 janvier 1982 réglementant la fabrication du charbon de bois et modèles indicatifs,
135. Valorisation des expériences probantes dans les différentes zones d'expérimentation (ex : PEDM, Région Boeny, Régions Atsimo Andrefana, Diana, etc...) sur la mise en œuvre des arrêtés régionaux afin d'assurer un approvisionnement durable de la population en bois énergie, réforme de la fiscalité appliquée au charbon de bois dans les différentes régions.

AS 2 3- Travailler sur le zonage forestier et le système d'information

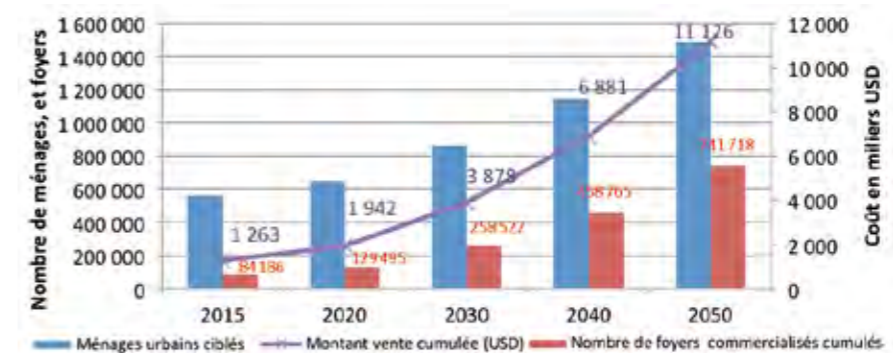
A court terme

136. Application des résultats de zonage forestier au niveau régional élaboré en 2009, organisation des espaces forestiers régionaux en fonction des objectifs : outil garantissant la durabilité des ressources forestières notamment naturelles et permettant d'éviter les conflits d'usage.
137. Dans une perspective de satisfaire durablement les besoins en Bois Energie, il convient de mettre en place les réserves foncières pour le reboisement (RFR)
138. Mise en place d'une base de données permettant de stocker les informations relatives à la production et à la commercialisation de charbon de bois, et par la suite de mettre en place des outils de suivi et de contrôle de la filière charbon.

AS 2 4- Etudier et développer une filière de production de foyers économes par une approche entrepreneuriale et commerciale.

A court terme

139. Il est pertinent de continuer la promotion et le développement de l'utilisation des foyers améliorés et de capitaliser les expériences nationales en la matière. Ainsi, le commerce de foyers économes va cibler les ménages qui utilisent le charbon, le bois de chauffe mais également ceux qui utilisent le gaz, le pétrole lampant. Ce marché sera partagé avec l'offre de foyer à éthanol. Nous estimons que d'ici 2015, 85 000 foyers seront commercialisés avec une part de marché de 15%, et 50% de part de marché en 2050 avec une vente cumulée de 740 000 foyers (entre 2015-2050).



Source : calcul AIDES

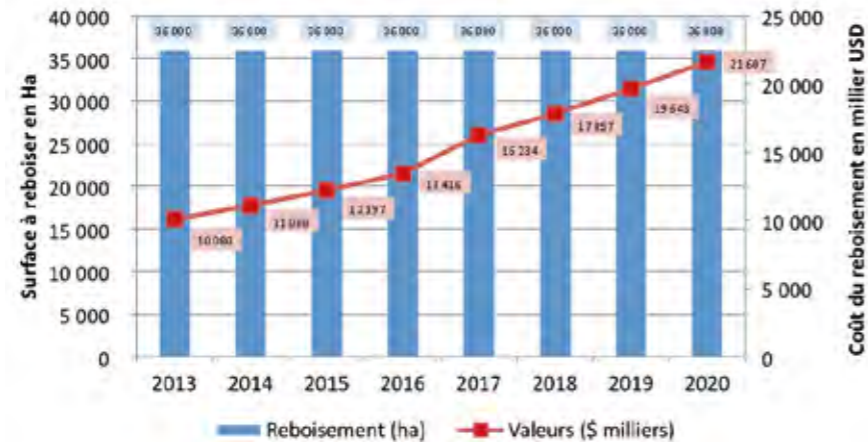
Nombre de foyers économes commercialisés et montant des ventes

AS 2 5- Assurer durablement l'approvisionnement en Bois Energie

A moyen terme

140. Pour pouvoir couvrir de façon durable les besoins en Bois Energie, bien réglementer l'exploitation des ressources forestières destinées à l'Energie (gestion rationnelle des ressources forestières) depuis la coupe jusqu'à la

technique de carbonisation en appliquant tous les dispositifs législatifs et réglementaires existants ou les adapter.



Source : calcul AIDES avec cout unitaire de \$280/ha et taux d'actualisation de 10%

Besoin en reboisement à vocation énergétique et coût de l'opération

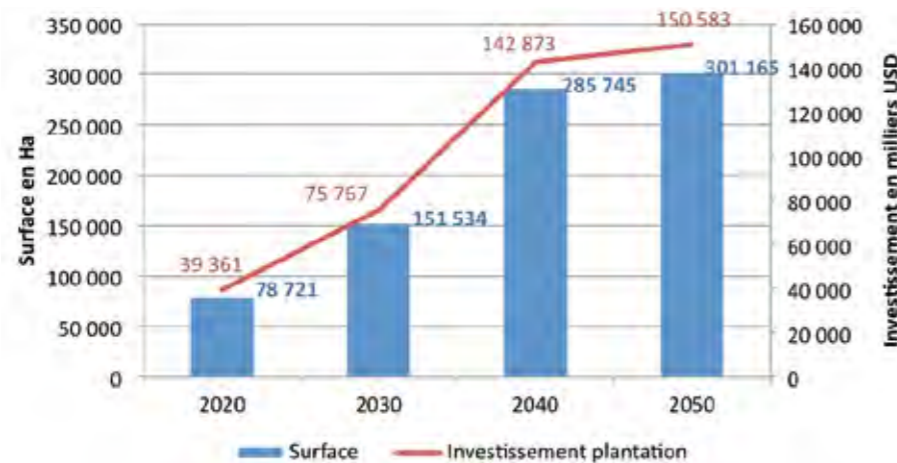
AS 2 6- Promouvoir la production d'Agrocarburant :

141. L'agrocarburant permet de réduire l'importation de produits pétroliers et ainsi d'économiser des devises. Cette économie pourra être affectée à la production d'Énergies renouvelables.

L'agrodiesel à partir du Jatropha

142. L'agrodiesel va compléter l'usage du gasoil comme carburant dans le secteur du transport, comme combustible dans la production d'énergie électrique et il va se substituer au pétrole lampant comme combustible source d'éclairage. Pour plus de réalisme, le taux d'incorporation peut être envisagé à 5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040. En plus, nous avons considéré que le pétrole lampant sera encore utilisé par 55% des ménages. Ainsi, le résultat sur la tendance de la production et de la consommation d'agrocarburant présenté plus haut dans l'analyse tendancielle montre une offre de 98 000 m3 d'agrocarburant en 2020 et qui atteindra 375 000 m3 en 2050.

143. L'agrodiesel sera produite à partir d'une plantation de 80 000 ha de jatropha pour un investissement de \$40 millions si l'on considère cette plante comme référence et à partir d'une plantation totale de 300.000 ha d'ici l'année 2050 pour un investissement cumulé de \$150 millions (entre 2012 et 2050).



Source : calcul AIDES

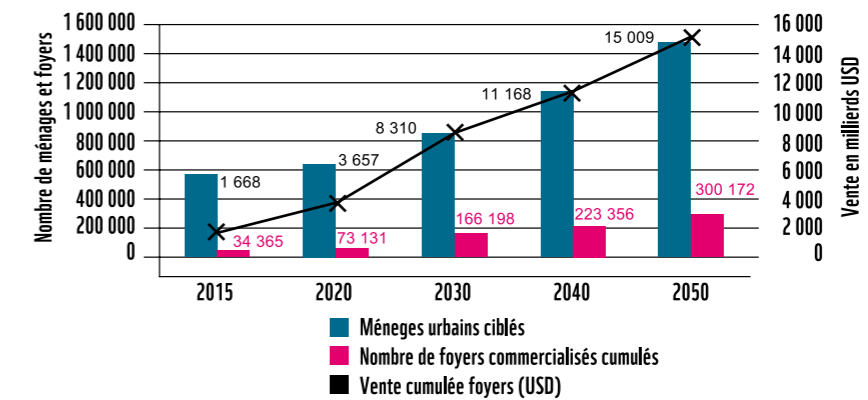
Surface de culture requise et répartition des besoins en investissement pour la production d'agrodiesel

L'agroéthanol à partir de la canne à sucre

144. L'agroéthanol ciblera les ménages qui consomment actuellement le pétrole lampant, le gaz, l'électricité, le charbon, le bois de chauffe, notamment ceux qui résident en milieu urbain. Le foyer à éthanol va partager ce marché avec les foyers économes.

145. La filière éthanol à usage domestique est encore une nouvelle filière à mettre en place ; ainsi, nous pensons que son fonctionnement prendra quelques années avant d'atteindre sa vitesse optimale.

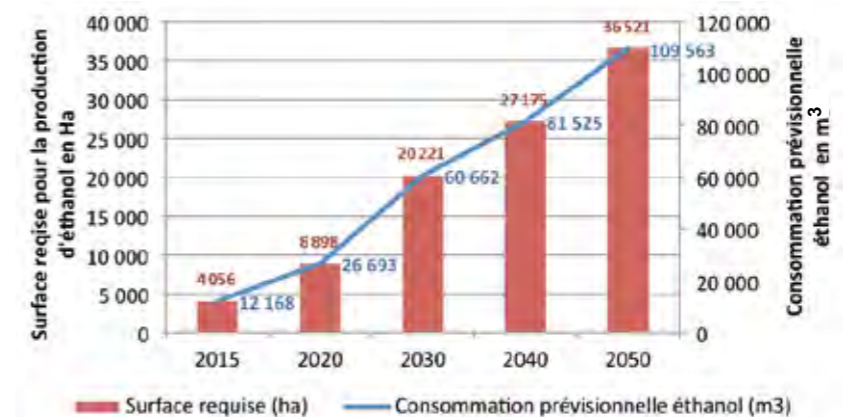
146. En 2015, nous estimons à 33 000 le nombre de ménages qui adopteront l'agroéthanol représentant 5% de ménages ciblés par les foyers à éthanol et foyers économes. Cette part de marché atteindrait 20% en 2050 où le nombre de ménage utilisant le foyer à éthanol atteindrait 300 000.



Source : calcul AIDES

Nombre de foyers à alcool commercialisés par rapport aux ménages ciblés

147. La demande en éthanol domestique sera autour de 4 000 m3 en 2015, ce qui représente la production de 12 000 ha de canne à sucre pour monter à 8 800 m3 en 2030 produit à partir de 26 000 ha. Le besoin en éthanol domestique atteindra 36 000 m3 en 2050 qui représente la production de 109 000 ha de canne à sucre.



Source : calcul AIDES

Surface requise pour la production d'éthanol domestique et le volume prévisionnel de consommation

AS3- Promouvoir l'exploitation rationnelle des ressources d'Énergies locales pour la production d'Énergie électrique

148. Madagascar doit affirmer clairement sa stratégie de développer la production d'électricité par la valorisation des ressources renouvelables potentielles du pays. Madagascar doit alors développer l'exploitation des

ressources hydrauliques, biomasses, éoliennes et solaires pour la production de l'Electricité tout en favorisant l'interconnexion.

149. La volonté politique de l'Etat est nécessaire afin d'appuyer et multiplier les initiatives d'investissement dans la valorisation des ressources naturelles locales potentielles à vocation énergétique. Pour la viabilité à long terme des centrales installées, il est impératif d'intégrer ces investissements avec des projets favorisant la consommation au niveau des activités économiques notamment industrielles quelle que soit leur taille tout en accompagnant les pôles de forte croissance économique du pays.
150. Enfin, pour être cohérent dans la stratégie de développement des Energies renouvelables, toutes les centrales thermiques serviraient de solution d'appoint et soudure, et devraient être alimentées par l'agrocarburant au lieu d'un combustible fossile.
151. Le véritable défi réside alors dans le déploiement de mesures qui permettra aux bailleurs de fonds et aux investisseurs privés de mobiliser des fonds tout en étant assuré de la viabilité des projets, de l'existence d'une bonne gouvernance du secteur, de l'atténuation des risques à son niveau minimum.

AS 3 1- Renforcer et améliorer la gouvernance dans le secteur Electricité

A court terme

152. Dans la politique générale du pays, il convient que l'Etat élabore une politique de développement économique clair, notamment dans la promotion des investissements dans les secteurs productifs (agriculture, industrie, tourisme et hôtellerie,...). Ceci permettra non seulement au sous-secteur électricité de mieux assurer ses services mais également lui permettra de rentabiliser ses investissements en augmentant la part de la consommation d'énergie électrique des secteurs d'activités économiques. Arriver à ce stade, le sous-secteur électricité pourra ainsi être considéré comme un moteur de développement économique en favorisant la consommation d'Énergie électrique pour les activités de production créatrices de valeur ajoutée, d'emploi et de richesse.
153. Mettre à jour la loi 98-032 :
 - Introduire dans la présente loi d'autres procédures telles que la consultation, l'appel à candidatures et l'appel à projets, et bien préciser les rôles des différentes entités dans le processus : élaboration des dossiers, lancement, sélection et négociation avec les soumissionnaires, suivi des travaux,...
 - Rehausser le seuil pour les contrats d'Autorisations pour les centrales hydroélectriques de 150 kW à 1 000 kW et pour la Distribution de 500 kW à 1 000 kW afin de rendre plus incitatif les investissements privés. En effet, les sites ayant un potentiel de 1MW sont nombreux, nécessitant un investissement relativement faible par rapport aux grands sites mais avec le texte actuel, leur exploitation ne peut être obtenue que sous le régime du contrat de concession.
154. Permettre au processus d'élaboration et de mise en œuvre des programmes impliquant la mise en place de centrales hydroélectriques, notamment pour les sites de grande taille, de progresser sans interférence politique afin de mettre en confiance les bailleurs de fonds et les investisseurs : planification, choix des sites candidats, passation de marché, suivi des travaux.
155. Apporter des informations supplémentaires sur les opportunités d'investissement privé dans le secteur afin de faciliter leur prise de décision: études techniques, hydrologiques des sites candidats
156. Poursuivre l'échange et la concertation avec le secteur privé pour attirer des investisseurs notamment ceux intervenant dans les secteurs porteurs : mines, tourisme et hôtellerie, agri business afin d'étudier des montages financiers permettant d'atténuer ou partager les risques, sécuriser encore plus les investissements :
 - possibilités de co-investissement dans la production et le transport d'électricité
 - possibilité de mise en place de fonds de garantie⁶.

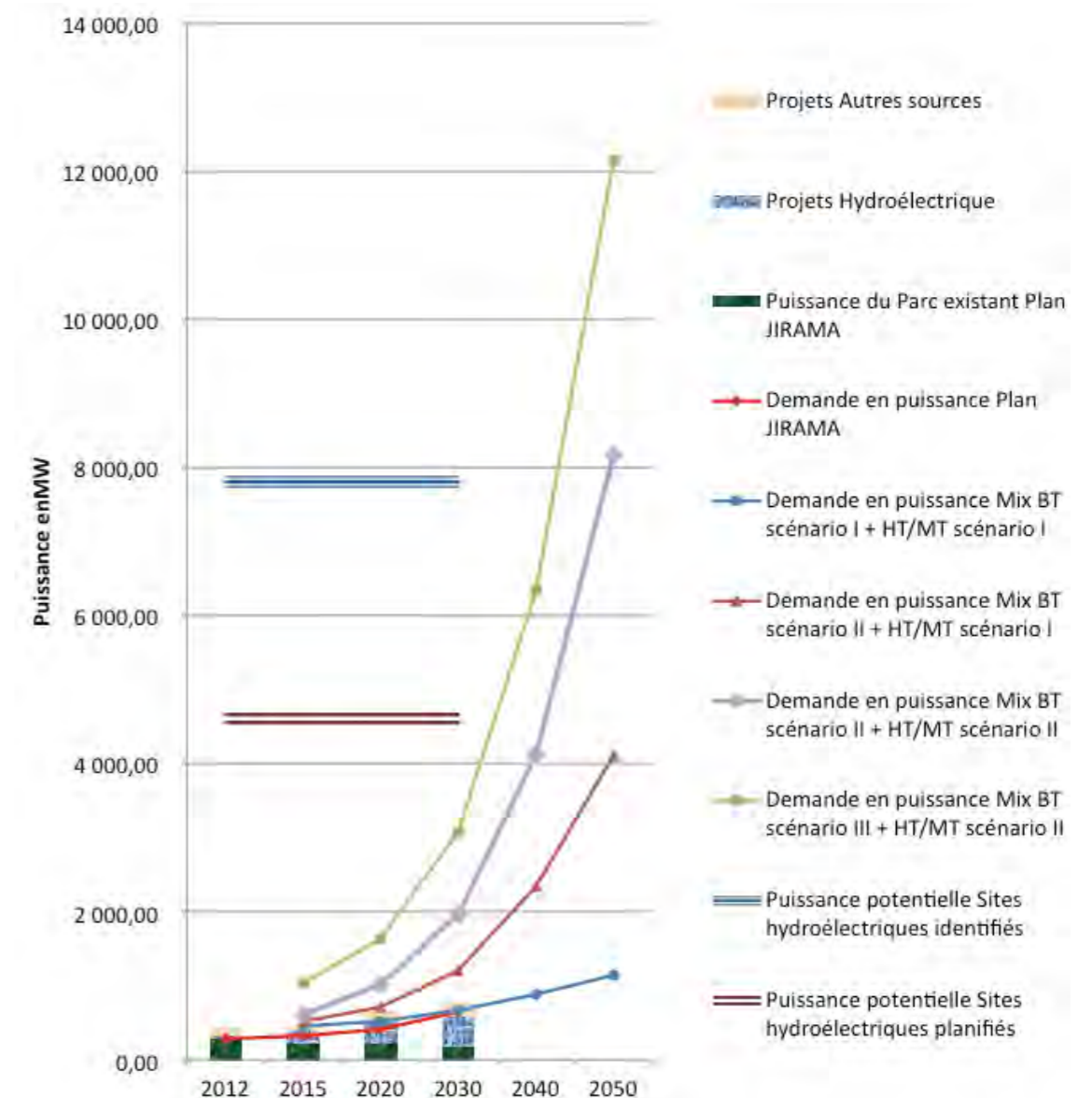
AS 3 2- Investir dans les infrastructures de production d'Énergie électrique en valorisant les ressources hydroélectrique, solaire, éolienne, biomasse

Evaluer la puissance à installer pour satisfaire la demande

157. L'analyse tendancielle réalisée a montré une demande allant de 920 487 MWh en 2012 à 2 330 000 MWh d'ici 2050 si le taux d'accès à l'Electricité reste à 12 % avec un faible taux de croissance des abonnés industriels (mix

des scénarii I), et atteindra 45 millions MWh en 2050 si un taux d'accès de 80% est réalisé accompagné d'un fort développement de la consommation industrielle (mix des scénarii III).

158. Afin de satisfaire les demandes futures et relaté dans la figure ci-après, Madagascar aura besoin d'augmenter sa capacité de production en Electricité en ajoutant une puissance de 846 MW au moins jusqu'en 2050 dans le cas d'un taux d'accès de 12 % (mix des scénarii I), de 4 GW dans le cas d'un taux d'accès à 40% (mix du scénario II BT et scénario I HT/MT) et de 12 GW dans le cas d'un taux d'accès de 80% et un développement de l'industrie (mix des scénarii II BT et HT/MT). Le plan PEMC élaboré par le JIRAMA qui s'arrête en 2030 prévoit une demande en puissance de 560 MW. Les ressources hydroélectriques planifiées par ORE sont suffisantes pour satisfaire cette demande en puissance tandis que la puissance donnée par ces ressources seront dépassées au-delà de 2030 dans le cas du scénario 3 établi par cette étude. Pour le mix des scénarii II BT et HT/MT, la puissance donnée par les ressources hydroélectriques ne sera pas suffisante à partir de 2040. Ces projections amènent à penser que Madagascar se doit de se préparer dès maintenant à la valorisation de ces différentes ressources naturelles à vocation énergétique dans la perspective d'un fort taux de croissance économique qui découlera d'une politique économique ambitieuse.



Source : calcul AIDES, donnée Jirama, donnée ORE , 2012

Demande en puissance pour satisfaire la future demande d'ici 2050

⁶ Le fond de garantie consiste à faciliter l'accès des promoteurs des projets à des financements à moyen et long terme, par le partage des risques liés aux opérations de prêts entre les établissements de prêts et la structure gérant le fond.

AS 3 3- Concrétiser les investissements qui sont déjà prévus pour les centrales hydroélectriques

A réaliser dans le court terme

159. La priorité doit être de choisir le site candidat sur les 6 sites hydroélectriques de grande taille dont la 1ère phase d'étude a déjà été réalisée par SOGREAH avec l'appui de la Banque Mondiale.

160. L'action à court terme concerne le lancement des appels d'offres pour les 10 sites de l'ADER au stade d'APD dont le montant total est de 32,6 milliard Ariary. Pour l'électrification rurale et la fourniture des petites centrales autonomes, les sites hydroélectriques inférieurs à 1.500 kW sont à privilégier dans les zones où leur installation est possible. Les petites centrales présentent quelques avantages car la mise à jour et/ou la finalisation de leur étude de faisabilité technique et financière ainsi que le lancement des travaux peuvent être bouclés dans un délai relativement rapide (entre 1 an et 5 ans) par rapport aux sites de grande taille. En plus, les financements de ces centrales peuvent intéresser rapidement les bailleurs tels que l'Union Européenne, la GIZ, la Banque Mondiale, l'AFD.

A réaliser à moyen termes

161. Finaliser les études pour les autres sites identifiés par ADER et la JIRAMA et lancer les travaux

Les sites candidats de la JIRAMA pour la mise en place de centrale hydroélectrique de grande taille

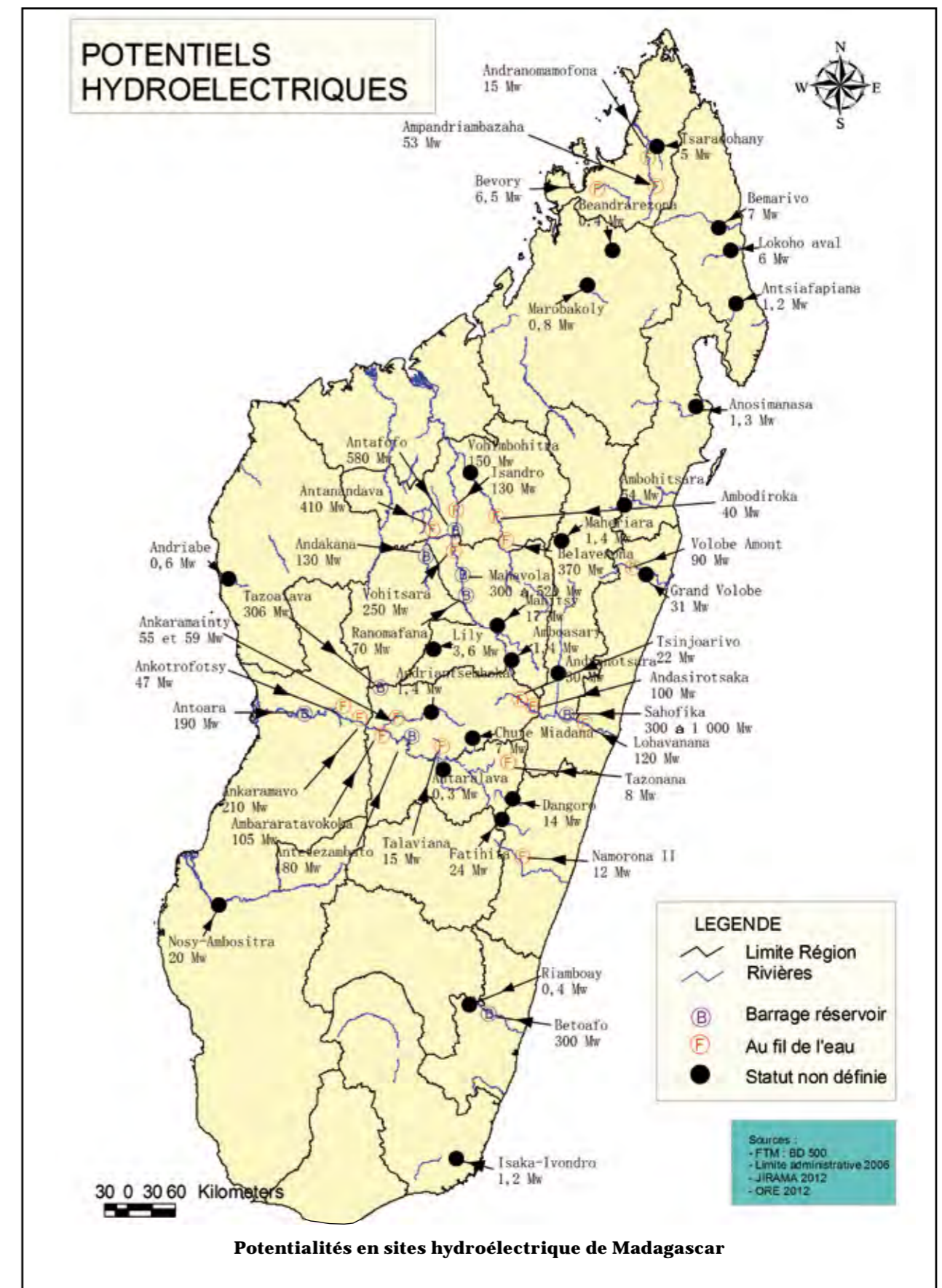
Site	Puissance Installée (MW)
Antafofo	160
Mahavola	300
Antetazambato	180
Lohavanana	120
Volobe Amont	90
Sahofika	300

Source : JIRAMA 2012

Liste des sites hydroélectriques de l'ADER au stade d'APD 2012

Région	Commune	Site	Puissance Installée (kW)
Melaky	Antsalova	Antsalova	100
Haute Matsiatra	Camp Robin	Andriana	60
Sofia	Marotandrano	Andrianabe	60
Alaotra Mangoro	Morarano Chrome	Maheriara	350
Sofia	Antsahabe	Marobakoly	600
Haute Matsiatra	Sahatona	Sahatona	220
Bongolava	Maritampona	Mandalobe	290
Ihorombe	Ranohira	Angodongodo	140
Amoron'i Mania	Imerina Imady	Ankarinarivo	80
Alaotra Mangoro	Imerimandroso	Androkabe	1 500

Source : ADER 2012



AS 3 4- Produire de l'électricité par la valorisation de la biomasse*A réaliser dans le court terme*

162. L'analyse de la performance des centrales à biomasse déjà installée par ADER sera réalisée dont le résultat sera à capitaliser. Il convient de mener une étude sur les potentiels réels de production de biomasse à vocation énergétique pour que cette filière puisse avoir sa place dans le paysage énergétique malgache.

AS 3 5- Poursuivre l'extension des réseaux*A réaliser dans le court terme*

163. Il est encouragé de poursuivre l'extension du réseau dans les milieux périurbains et dans les zones à fortes potentialités économiques grâce à la collaboration entre ADER et JIRAMA. ADER a reçu 45 demandes de Communes rurales de sept (7) régions (Alaoatra Mangoro, Analamanga, Analanjirifo, Atsinanana, Diana, Itasy, Vakinankaratra) concernant l'extension des réseaux JIRAMA. Ces demandes touchent 85 Fokontany comprenant une population de 117 808 individus.

164. En outre, le lancement d'une étude de faisabilité pour la mise en place de la ligne de transport Andekaleka-Tamatave pourra être envisagé.

A réaliser à moyen terme :

165. Poursuivre l'étude et la planification de l'extension des réseaux

166. Poursuivre l'interconnexion des grandes villes.

AS 3 6- Renforcement de la Jirama**Amélioration de la gestion***A réaliser à court terme*

167. La JIRAMA se trouve à nouveau dans une situation financière difficile. Elle doit prendre toutes les mesures nécessaires pour arrêter les successions de pertes financières qu'elle enregistre depuis 2009. Ainsi, il est recommandé de :

- Garantir à nouveau l'autonomie de gestion de la Jirama et que la société privilégie entièrement sa qualité d'opérateur :
 - Ajustement tarifaire
 - Recouvrement des impayés de l'administration
- L'Etat et le Ministère de tutelle doivent surtout jouer leur rôle de contrôle.
- Améliorer la gestion financière de la JIRAMA, donc améliorer la qualité du reporting et le contrôle interne.
- Renforcer le contrôle sur la gestion financière de l'entreprise.
- Maîtriser l'ensemble des dépenses à travers les unités de production éparses.

168. Ces mesures sont vitales pour la société sinon elle devra survivre avec la subvention de l'Etat, mais qui est une situation non viable. Elles permettront également de regagner la confiance des bailleurs de fonds dont le concours sera sollicité tôt ou tard.

Amélioration de la performance technique*A réaliser à moyen terme*

169. La JIRAMA ne dispose pas actuellement de ressource financière propre pour réaliser les travaux de maintenance et investir à court terme. Ainsi, les améliorations ci après devraient être prévues à moyen terme :

- Remettre en place les politiques et les procédures de maintenance qui s'inscrivent dans la durée.
- Mise en place d'un nouveau système de comptage : **SMART METER** (Compteur Intelligent) permettant le comptage à distance et le relevé en temps réel de la consommation. Cela réduit le vol (avant et au compteur, défaillance des agents effectuant le relevé,...).
- Gérer le transfert de compétences techniques indéniables du personnel-clé pour la relève.

AS 3 7- Multiplier l'effort en matière d'électrification rurale par ADER

170. A part la pauvreté des populations rurales, la difficulté du développement de l'électrification est la faible densité de population du pays, l'éloignement ainsi que le faible développement technologique dans les activités économiques qui utilisent l'électricité. Compte tenu de cette situation, une leçon tirée de ces dernières années est que les centrales thermiques au diesel sont difficilement viables, rentables, pérennes en milieu rural voire ne le sont pas du tout.

171. L'électrification rurale devra avoir une orientation totale vers les énergies renouvelables en valorisant les sites hydroélectriques, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la biomasse afin que le coût de production soit faible permettant de proposer un tarif adapté au pouvoir d'achat des abonnés et promouvoir les activités de production.

172. Le défi pour l'électrification rurale sera de prendre des mesures pour mobiliser le financement des études et des futurs investissements. En effet, les investissements, notamment dans les centrales hydroélectriques sont beaucoup plus cher par rapport aux centrales thermiques au diesel.

Accroître la performance de l'ADER

173. En décidant de « mettre le paquet » dans la valorisation des ressources renouvelables de Madagascar, les défis en matière d'électrification qui attendent ADER doivent l'amener à bien se préparer et à multiplier ses efforts dans le futur. Aussi, il est important pour cette agence de pouvoir tirer les leçons sur ses réalisations passées afin d'asseoir les nouvelles stratégies pour l'avenir et orienter les futures décisions.

Perspective d'ADER 2012-2017

Mode de production	Perspective		Coûts
	kW	%	million US\$
Groupe électrogène	3 615	32,6%	
Hydroélectricité	5 736	51,7%	
Biomasse, Bagasse	1 352	12,2%	
Eolienne	185	1,7%	
Solaire	208	1,9%	
TOTAL	11 096	100%	100,55

Source : ADER, 2012

Renforcer la qualité technique des projets d'électrification

174. Les projets en électrification rurale devront démontrer leur pertinence, leur faisabilité technique et leur rentabilité socio-économique. Un Taux de Rentabilité Interne minimum devra être exigé à tous projets. Le choix des sites candidats et des localités à électrifier doivent donc suivre cette logique. Les ressources à valoriser : ressource hydraulique, biomasse, solaire, éolienne doivent provenir de la zone elle-même. Ainsi, l'étude des potentiels en ces ressources est déterminante afin d'assurer la fourniture régulière en énergie électrique dans la localité. Cette notion de régularité d'approvisionnement constitue en effet, une exigence en matière de service public.

Capacité renforcée des opérateurs en matière d'exploitation d'une centrale en milieu rural

175. Compte tenu de la spécificité du milieu, les opérateurs qui vont exploiter les centrales doivent disposer des compétences nécessaires en matière de gestion, finance et commerce, en plus de leur expertise technique en matière d'électricité (production et distribution). Les opérateurs doivent effectuer un suivi et reporting régulier et systématique de leurs activités et des résultats. Par ailleurs, ils devront être capables de monter et de mener des opérations marketing et commerciale afin d'accroître le nombre des abonnés, ensuite d'effectuer le suivi de leur consommation et enfin de procéder au recouvrement.

Combiner le projet d'électrification avec la promotion d'autres activités économiques

176. Les projets d'électrification rurale peuvent devenir un véritable vecteur de développement économique. En plus, le succès de l'électrification rurale ne réside pas seulement dans la réussite des installations et leur bon fonctionnement sur le plan technique. Il est important que les projets d'électrification rurale s'intègrent

vraiment dans le paysage socio économique de son milieu d'insertion en apportant des solutions ou en offrant des opportunités pour la population locale de résoudre leurs problèmes.

- **Promotion combinée de l'électricité et de l'énergie de cuisson**

Deux (2) approches méritent réflexion :

- Coupler l'accès à l'électricité avec des actions de reboisement autour des sites hydroélectriques pour les protéger contre l'érosion, la promotion de l'utilisation des foyers économes au niveau des ménages..
- Valorisation de la filière canne à sucre par l'exploitation de la bagasse dans une centrale et de l'éthanol domestique comme énergie de cuisson.

- **Promotion des activités économiques utilisant l'énergie électrique**

Les projets d'électrification rurale devront accompagner le développement des activités de production dans leur zone d'implantation et ne pas se cantonner à la fourniture d'énergie, en partenariat avec les projets de développement ou les services techniques déconcentrés du secteur ciblé.

Alimentation des groupes thermiques au diesel par l'agrodiesel

177. Dans les zones où aucune autre solution n'est possible, les groupes thermiques au diesel pourront être alimentés par de l'agrodiesel. Dans les zones où les conditions de cultures durables le permettent, des activités de culture, de transformation des graines de jatropha en huile végétale pure pourront être promues afin d'alimenter les petites centrales thermiques.

INTRODUCTION

L'Énergie constitue un secteur clé du développement d'un pays. En effet, l'ensemble des secteurs d'activités dans un pays a besoin d'Énergie pour fonctionner afin de contribuer à la croissance économique et à l'amélioration de la vie sociale de la population. Pour les spécialistes du développement, la consommation énergétique constitue un indicateur du niveau de développement du dynamisme de l'économie d'un pays. Ainsi, chaque pays élabore sa politique de l'Énergie en assurant la mise à disposition de ressources énergétiques en quantité suffisante, correspondant aux besoins de ses utilisateurs en termes de qualité, d'efficacité et de sécurité, et qui leur sont accessibles physiquement et économiquement.

Globalement, la consommation d'Énergie a connu depuis ces décennies une augmentation significative notamment au niveau des pays émergents afin de soutenir leur croissance. Ceci a eu pour effet une augmentation du prix de l'Énergie, notamment pour les Produits Pétroliers dont le prix fluctue autour de \$100 le baril. Alors que les besoins en Énergie connaissent une hausse, les ressources disponibles vont dans le sens d'une diminution car la majorité d'entre elles ne sont pas renouvelables. Les pays développés ont pris, ainsi des mesures pour sécuriser leur source d'approvisionnement et ont multiplié les investissements dans la prospection de nouveau gisement de gaz, de pétrole et de charbon. En plus, la préoccupation environnementale, notamment l'effet de serre a entraîné le développement de l'exploitation d'Énergie renouvelable comme l'Énergie solaire, l'éolienne et l'agrocaburant dont la consommation pour cette dernière ne cesse d'augmenter. Pour le cas de Madagascar, l'offre d'Énergie provient soit de la valorisation des ressources naturelles telles que la biomasse, la forêt, les résidus de culture, l'eau, le soleil et le vent ; soit de l'importation des Produits Pétroliers. Le pays ne produit pas encore de pétrole malgré les multiples travaux de prospection réalisés.

Ainsi, le secteur de l'Énergie a évolué depuis ces dernières années au niveau international dans un contexte qui intègre de nouveaux enjeux économiques, environnementaux et sociaux notamment la hausse des Produits Pétroliers et le souci de la préservation de l'environnement : la pollution, le changement climatique, la réduction de l'émission de carbone, la gestion durable des ressources naturelles. Les actions de sensibilisation prises, au niveau international et national, et adressées aux différents acteurs, notamment les décideurs étatiques, ont permis la prise de conscience de ces enjeux et leur implication pour le secteur de l'Énergie.

Afin de permettre au secteur de l'Énergie d'intégrer pleinement ce concept de durabilité dans la production et la satisfaction des besoins énergétiques à Madagascar, il est important, dans la démarche de réflexion pour l'actualisation de la politique énergétique à Madagascar, de diagnostiquer tous les aspects liés :

- à l'exploitation de nos ressources naturelles à vocation énergétique en termes de gestion rationnelle et durable de ces ressources,
- au système d'approvisionnement (local ou importation)
- et au système de production d'Énergie en matière technologique, organisationnelle, juridique et institutionnelle dans un souci économique, environnemental et sociaux
- au mode de consommation d'Énergie en tenant compte du type d'Énergie utilisé, de l'habitude de consommation, et de la finalité de son utilisation.

Le présent rapport qui présente un diagnostic spatial, quantitatif et qualitatif du secteur Énergie comporte cinq grands (5) volets : (1) l'état de lieux de l'Offre et de la Demande ; (2) l'évolution tendancielle de la demande et de l'offre ; (3) l'analyse des cadres juridiques et institutionnels ; (4) l'analyse FFOM du secteur et enfin (5) proposer des recommandations à court, à moyen et à long terme.



PARTIE I :
BASE METHODOLOGIQUE DE L'ÉTUDE

1. Présentation générale de l'étude

1.1 Mandataire de l'étude

L'étude est mandatée par le Comité de Pilotage en charge de la revue de la politique énergétique et par WWF Madagascar.

Le Comité de Pilotage est composé du :

- Directeur Général de l'Energie,
- Directeur Général des Hydrocarbures,
- Directeur Général des Forêts,
- Directeur Général de l'Environnement,
- Directeur de la BioEnergie,
- Directeur de la Planification Energétique,
- ADER : Secrétaire Exécutif, Directeur technique
- OMH : Directeur Général,
- ORE : Président Exécutif, Secrétaire Exécutif,
- JIRAMA : Directeur Général

1.2 Objectif de l'étude

L'objectif de l'étude est de faire le point de la situation de chaque sous-secteur de l'Energie, sur la période allant de 2001 à 2011. Les résultats d'analyse ainsi obtenus serviront au processus de revue de la « Politique Énergétique », et au développement de la stratégie de mise en œuvre associée.

1.3 Mission du "Cabinet AIDES"

Il nous a été confié le diagnostic : une analyse spatiale, quantitative, et qualitative du contexte énergétique. Pour ce faire, nous avons procédé :

- à l'état des lieux de l'OFFRE et de la DEMANDE ;
- à l'analyse FFOM de l'EVOLUTION TENDANCIELLE ;
- à l'analyse des cadres juridiques et institutionnels, en particulier ceux découlant des réformes ;
- et aux propositions de RECOMMANDATIONS à court, moyen et long termes.

2. Méthodologie

L'étude repose principalement sur l'analyse et réflexion sur des documents existants et des études antérieures. Nous avons procédé à la capitalisation des données et informations existantes auprès des membres du Comité de Pilotage du secteur Energie et du WWF Madagascar, ainsi que de nombreuses autres entités et personnes ressources. (cf. annexe 4)

Ensuite, des efforts ont été déployés par chaque membre de l'équipe, selon leur domaine de compétence, pour pouvoir collecter plus de données ou informations au niveau des sous secteurs.

Ainsi, les démarches méthodologiques ont été cadrées ensemble afin de répondre à l'objectif de l'étude, mais il existe de nombreuses spécificités qui méritent d'être mises en évidence.

2.1 Méthodologie pour l'état des lieux de l'offre et de la demande

2.1.1 Base méthodologique pour le sous-secteur Bois Energie

2.1.1.1 Méthode pour l'état des lieux de la filière charbon de bois

a. Collecte des données et informations

Une solide documentation nous a beaucoup aidé à l'identification des :

- Ressources potentielles, qui constituent l'offre en charbon de bois ;
- Grands centres de consommation et les modes d'approvisionnement ;
- Zones de production potentielle pour ces grands centres de consommation.

Ces informations ont été complétées par divers entretiens avec des personnes ressources.

b. Quantification de l'offre en charbon de bois

La méthodologie de l'estimation du potentiel part de l'hypothèse que les zones de production de charbon sont comprises dans un rayon de 60 à 75 km autour des grands centres de consommation (grandes villes représentées dans les cartes 1, 2 et 3). La production se déroule dans des zones accessibles, d'où l'exclusion dans l'estimation des zones à accessibilité difficile engendrant des coûts supplémentaires de production. En effet, la rentabilité financière de la commercialisation est inversement proportionnelle à la distance de transport à cause de l'augmentation des charges. Ceci réduit la marge de manœuvre des acteurs car le prix de déplacement par kilomètre/kilogramme de charbon varie entre 0,5 à 2,5 Ar à Madagascar ; le coût de transport d'un sac de 25 kilogrammes sur une distance de 50 km revient alors à 625 à 3 125 Ar (pour le cas d'Antananarivo). Cette situation explique en grande partie l'exclusion d'une grande partie des forêts denses humides longeant les zones montagneuses orientales de la grande île.

Pour la plupart des villes côtières, les lieux de production longent la plupart du temps les bordures des lignes côtières. Ainsi, la délimitation des zones potentielles de fabrication a été faite par le recours au contour de forme ellipsoïdale. En fait, en utilisant le même rayon de 60 à 75 km, les surfaces circonscrites intègrent des forêts primaires humides. Or, dans la pratique, ces forêts correspondent soit à des zones protégées soit à des zones à accessibilité difficile où la probabilité de production de charbon est faible.

Par contre, concernant les forêts de plantation, l'on sait que ces formations sont destinées exclusivement à la satisfaction des besoins en charbon, en bois de chauffe et en bois de construction. Par conséquent, l'estimation a intégré toutes les formations forestières presque toutes les forêts d'Eucalyptus et de Pinus.

Les surfaces de chaque type de formation forestière ont été évaluées à partir des informations ressorties du traitement SIG. Puis, nous avons estimé le stock de bois par type d'écosystème par la multiplication des surfaces avec la productivité moyenne par hectare de forêts. Ce dernier paramètre désigne la possibilité de production que peut fournir un écosystème en une année en supposant que l'exploitation soit soumise à une gestion durable et que l'extraction ne dépasse pas la capacité admissible annuelle.

Pour les formations naturelles humides, la quantification est fondée sur les données IEFN selon lesquelles le volume en équivalent bois sec a été évalué à 150 m³/ha. Or, avec la durée de rotation de coupe de 75 ans correspondant au temps nécessaire pour que l'arbre atteigne l'âge d'exploitabilité, nous en avons déduit la productivité annuelle de 2 m³/par ha/an.

L'estimation pour les formations sèches s'est basée sur les résultats extraits des différentes études réalisées dans le cadre des projets notamment PEDM (2000) et ABETOL (2011). Pour les forêts denses, le stock moyen est de 55 m³ à l'hectare avec une productivité moyenne de 1,1 m³/ha/an ; tandis que pour les forêts mélangées⁷ le stock est de 35 m³ à l'hectare avec une productivité de 0,7 m³/ha/an. Pour les plantations paysannes, le calcul s'appuie en grande partie sur les résultats de recherche de RANDRIANJAFY en 2000 donnant des valeurs de productivité moyennes de 22 m³/ha/an pour une durée de rotation moyenne de 3 à 5 ans.

Mais comme l'abondance de stock est conditionnée par des facteurs autres que la demande en charbon pour certains types d'écosystème notamment pour les formations forestières naturelles utilisées en vue d'obtenir des terrains agricoles (là où les ressources boisées sont éliminées de manière irréversible), il nous a fallu intégrer les taux de déforestation, paramètre jugé le plus pertinent pour influencer significativement sur l'évolution de l'abondance des ressources. On a ainsi considéré le taux de déforestation par région qui a fait l'objet d'une analyse approfondie par Conservation International en 2008. Toutefois, pour les forêts de plantation, l'on suppose qu'il n'y a pas d'autres options d'utilisation et que le stock reste plus ou moins stationnaire à défaut de données précises sur l'évolution des ressources, plus exactement sur le raccourcissement du cycle d'exploitation qui peut varier d'une zone à l'autre.

Tableau 1. Taux de déforestation de différentes régions entre 2000-2005

Régions	Taux de déforestation (% par an) 2000-2005
Alaotra Mangoro	0,37
Amoron'i Mania	1,49
Analamanga	0,50
Analanjirifo	0,11

⁷ Forêt mélangée est constituée par un peuplement où au moins deux essences ont un taux de couvert libre relatif de leurs arbres recensables supérieur à 15%. IFN, www.ifn.fr/spip/?rubrique164#P

Régions	Taux de déforestation (% par an) 2000-2005
Androy	0,66
Anosy	1,02
Atsimo Andrefana	0,98
Atsimo Atsinanana	0,54
Atsinanana	0,55
Bestiboka	0,29
Boeny	0,40
Bongolava	0,05
Diana	0,52
haute Matsiatra	0,07
Ihorombe	0,21
Itasy	5,70
Melaky	0,20
Menabe	0,60
Sava	0,11
Sofia	0,25
Vakinankaratra	4,07
Vatovavy Fitovinany	0,24
Total	0,53

Source : Conservation internationale 2008

Pour les zones bénéficiant d'une réforme de la filière Bois Energie dans le cadre de différents projets comme le cas de l'approvisionnement de quelques villes qui bénéficient des initiatives d'amélioration de la filière, Toliara avec l'ABETOL, Mahajanga avec PPIM et PEDM, nous avons utilisé les données disponibles sur l'offre en bois fournies dans les différents documents techniques de ces projets. En fait, ces informations procurent des données plus précises car des inventaires floristiques y ont été menés pour l'élaboration des plans d'aménagement.

c. Quantification de la demande en charbon

L'évaluation de la demande se base sur des données moyennes de consommation par habitant. Dans cette analyse, la valeur de consommation moyenne en charbon de bois est de 100 kg/habitant/an. Par ailleurs, nous avons réalisé une estimation du nombre des consommateurs potentiels par région en utilisant l'estimation de la population de l'INSTAT en 2004 puis en réalisant une projection pour l'année 2012 en utilisant un taux d'accroissement moyen de 3 % par an.

Plus exactement concernant l'estimation de l'effectif des consommateurs potentiels, d'une région, nous avons considéré seulement les communes - notamment urbaines - supposées à haute capacité de consommation à partir des données de la population de l'INSTAT en 2004. Dans la mesure du possible, nous avons tenu compte de la spécificité de chaque région, voire District. Par exemple, même si le District d'Ambohidratrimo se trouve à proximité de la capitale, plusieurs de ses communes sont rurales et utilisent rarement le charbon ; d'où la pertinence de la prise en compte de cette spécificité en focalisant l'analyse seulement sur les consommateurs jugés potentiels. Par la suite, nous avons pris comme hypothèse un taux de recours au charbon de 75 % des habitants des villes considérées qui consomment le charbon de bois.

Pour avoir le volume équivalent bois sec, c'est-à-dire le volume de bois sec réellement consommé, nous avons eu recours à des taux de conversion sur la base du rendement de transformation qui est de 1 kg de charbon obtenu à partir de 12 kg de bois. Connaissant le poids de bois sec, nous avons calculé par la suite le volume de bois en considérant le taux de conversion poids/volume de bois qui est de 0,7 tonne pour 1 m³ de bois sec.

Nota bene : Pour le bois de chauffe, l'analyse est focalisée sur l'usage domestique à défaut de données complètes sur la consommation des autres utilisateurs tels que les industries textiles, les boulangeries.

En guise de synthèse :

- Le taux d'accroissement humain retenu dans cette étude est de 3 % ;
- La consommation actuelle de combustibles ligneux est de 100 kg/pers/mois de charbon de bois et 21 kg/pers/mois de bois de feu ;
- La conversion poids/volume de bois est de 0,7 tonne de bois pour 1 m³ de bois
- Le rendement à la carbonisation⁸ considéré est de 12 % ;
- le taux d'utilisation du charbon dans une localité est de 75 % de la population totale, jugée consommateurs potentiels ;
- Pour le bois de chauffe, nous avons utilisé les données de l'EPM 2010 précisant la quantité de bois achetée et collectée gratuitement.

2.1.1.2 Méthode pour l'état des lieux de la filière Bois de chauffe

a. Collecte des données et informations

La collecte de données et informations pour le cas du bois de chauffe reste la même que la précédente, c'est-à-dire :

- Identification et caractérisation des ressources ;
- Identification des consommateurs ;
- Et caractérisation du mode d'approvisionnement

b. Quantification de l'offre en bois de chauffe

L'estimation du potentiel durable disponible s'est appuyée largement sur le travail menée par USAID en 2008. Toutefois, un ajustement a été effectué car nous pensons que les formations forestières d'Eucalyptus fourniront également du bois de chauffe qui était évalué à 5 % du potentiel annuel des surfaces totales de 140 000 ha. Ainsi, l'offre en bois de chauffe à partir des différents écosystèmes de Madagascar atteint annuellement 10 995 674 m³.

c. Quantification de la demande en bois de chauffe

Nous avons basé l'estimation à partir de résultats d'enquête EPM 2010, actualisée pour l'année 2012 avec un taux d'accroissement démographique de 3 %. La consommation de bois de chauffe au niveau national mentionnée dans la littérature est très variée d'une zone à une autre dans les différentes régions de Madagascar. Elle oscille globalement entre 0,134 m³ et 1 m³ par habitant par an. Nous avons eu recours à la moyenne nationale estimée dans les résultats des travaux de l'USAID en 2008 selon lequel les consommations en milieu urbain et rural sont respectivement de 0,134 et 0,686 m³ par habitant par an.

2.1.2 Base méthodologique pour le sous-secteur Hydrocarbures

L'analyse de l'offre en Produits Pétroliers est partie de l'identification de la source, à savoir l'importation, des acteurs impliqués, des infrastructures, du mode de transport et de l'organisation du sous-secteur en général.

La demande est présentée par catégorie de consommateurs et suivant la destination finale des produits.

2.1.3 Base méthodologique pour le sous-secteur Electricité

2.1.3.1 Collecte des données et informations

Après avoir spécifié les données et informations nécessaires à l'étude, nous avons eu des entretiens avec les personnels de la JIRAMA, des Agents de l'ORE et de l'ADER. Nous leur avons proposé une ébauche provisoire de plan et de matrice laquelle a été confrontée aux données disponibles afin de pouvoir identifier les données complémentaires. Parallèlement, nous avons consulté le site Web de l'ORE et de l'ADER, et effectué des enquêtes auprès des opérateurs en électrification rurale ayant une base à Antananarivo.

⁸ Processus chimique amorcé par la chaleur et avec un contrôle d'admission d'air, par lequel la matière ligneuse est transformée en charbon de bois

2.1.3.2 Traitement statistique et cartographique pour l'état des lieux

Les données ont été traitées statistiquement et cartographiquement, moyennant, respectivement les logiciels GRETL et ARCVIEW.

Les résultats à l'issue de ces traitements ont permis la caractérisation et la quantification de la production selon les sources, les opérateurs et les acteurs dans la Chaîne de production, les infrastructures, leur répartition et leur localisation par acteur.

Concernant la demande en Electricité, nous avons procédé à la catégorisation des consommateurs, puis considéré l'évolution de la consommation de 2001 à 2011 par segment de marché et par niveau de tension ainsi qu'à l'identification des grandes zones de consommation.

2.1.4 Base méthodologique pour le sous-secteur Energies Renouvelables

2.1.4.1 Collecte des données et informations

Cette partie Energie Renouvelable est basée sur une importante documentation, du fait que les activités entreprises jusqu'à présent restent encore en phase de projet et d'étude.

Nous avons eu recours aux documents de référence en la matière comme, à titre d'exemple, la planification énergétique de Madagascar en 1991, l'atlas éolien en 2003, l'étude sur la capitalisation des acquis relatives à l'utilisation de l'Energie alternative en 2007, l'étude PEPSE en 2007, l'étude stratégique du secteur Agrocarburants à Madagascar en 2011, The Energy Report : 100 % renewable energy by 2050 en 2011, ...

Les rapports des réalisations et fiches techniques des projets et initiatives privées ont également été pris en compte : Green Mad, WWF, Fondation Tany Meva, ADES, PEPSE, ADER et ses partenaires, les opérateurs en électrification rurale, ...

Nous avons également effectué des travaux d'enquêtes auprès des opérateurs en Energies Renouvelables : les importateurs et les distributeurs de kits, les ONG, organismes et institutions promoteurs, ...

Tous les travaux documentaires ont été appuyés par consultation auprès de personnes ressources.

2.1.4.2 Traitements et analyses des données

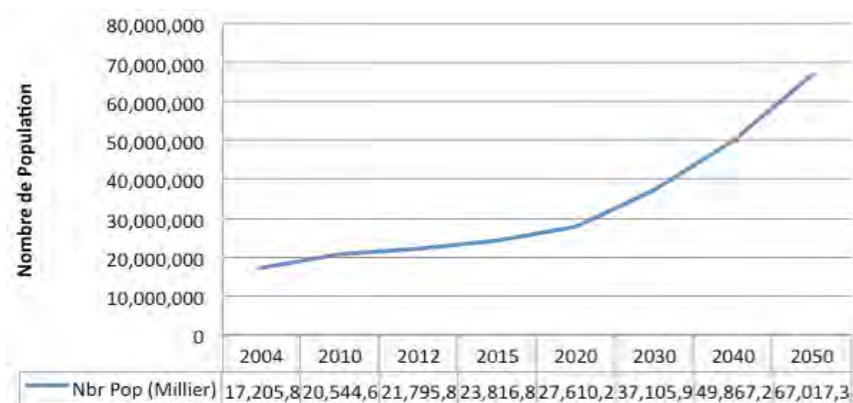
Les données statistiques ont été rassemblées et traitées pour faire ressortir la situation actuelle du sous-secteur. Des traitements cartographiques ont également été effectués pour la localisation des activités et des potentiels.

2.2 Méthodologie pour l'analyse tendancielle de l'offre et de la demande

2.2.1 Estimation de la population et du nombre de ménage

2.2.1.1 Estimation de la population

L'estimation de l'évolution de la population est basée sur le nombre de population de l'EPM 2004, avec un taux d'accroissement annuel de 3 %.

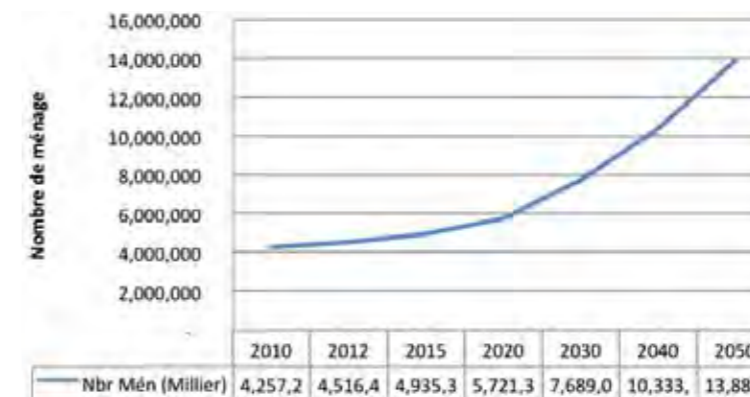


Source : EPM, 2004 ; AIDES 2012

Figure 1. Courbe d'évolution de la population de 2004 à 2050, avec un taux de croissance de 3 %

2.2.1.2 Estimation du nombre de ménage

Le nombre de ménage est estimé sur base de l'évolution de la population avec la taille de ménage publié par l'EPM 2010.



Source : EPM 2004 et 2010 ; AIDES 2012

Figure 2. Courbe d'évolution du nombre de ménage de 2010 à 2050

2.2.2 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande en Bois Energie

2.2.2.1 Analyse tendancielle du Charbon de bois

Quatre combinaisons de scénarii ont été définies suivant différentes hypothèses : offre stationnaire, demande stationnaire, offre en évolution croissante et demande en évolution en bois.

	Demande Stationnaire	Demande en Evolution
Offre Stationnaire	Scenario 1	Scenario 3
Offre en Evolution	Scenario 2	Scenario 4

a. Offre stationnaire

Il s'agit d'un état dans lequel aucune intervention visant à améliorer les ressources ne sera conduite et le taux de déforestation des ressources va suivre la même tendance qu'aujourd'hui.

b. Offre en évolution

Cette stratégie repose sur l'augmentation des ressources boisées car une des alternatives les plus pertinentes pour faire face à l'accroissement incessant de la demande reste le reboisement. Il faudrait alors déterminer les surfaces optimales pour que l'opération réponde aux effets escomptés. L'on maintient l'hypothèse que seule la mise en œuvre de reboisement à grande échelle résoudra les problèmes énergétiques des grandes villes de Madagascar, d'ailleurs les expériences nationales probantes en la matière sont nombreuses. Dans le cadre de la stratégie d'Approvisionnement en Bois Energie de la ville de Toliara (ABETOL), un reboisement moyen de 4 000 ha/an pour approvisionner Toliara est estimé nécessaire, là où la difficulté en fourniture est de plus en plus ressentie par les consommateurs de charbon. Si l'on se réfère à la moyenne nationale, le reboisement représenterait 7 525 ha/an pour toute l'étendue de l'île (MEF, 2012), soit une surface moyenne d'environ 350 ha par an par région.

De l'analyse des scénarii, nous avons considéré 4.000 ha/an pour les régions les plus vulnérables, tandis que pour les régions moyennement sensibles, 500 ha/an/région ; cette deuxième valeur constitue la moitié de l'objectif national estimé à 1 100 ha par région par an. Dans cette projection de l'évolution de la potentialité, l'on suppose que les plantations fourniront leurs premiers produits à partir de l'année 2018. Avant 2020, il y aura ainsi 3 années de coupe.

c. Demande stationnaire

Il s'agit d'une situation où aucune intervention n'est réalisée. La consommation du charbon suivrait la tendance actuelle.

d. Demande en évolution

Cela se traduirait par une baisse de la consommation de charbon suite à l'adoption des Energies de cuisson de substitution. Le choix du type d'Energie de substitution doit être basé sur les critères tels que : disponibilité en permanence, coût compétitif par rapport au charbon, existence d'autres avantages sociaux et environnementaux, efficacité prouvée à l'échelle nationale.

Nous avons considéré la progression de l'utilisation de foyer économe au niveau des ménages. L'utilisation de foyer économe comme Pipa, Fatana mitsitsy permet une économie en bois pouvant atteindre 65%. La promotion de foyer économe en appuyant sa production en série ainsi qu'en facilitant l'accès des ménages peut être réalisée rapidement étant donnée l'intérêt voire l'engouement des consommateurs pour ces foyers. A titre d'illustration, durant l'événement « Vitrine Fatana Mitsitsy » organisé par WWF en mars 2012, un producteur de foyers économes était à court de stock dès le premier jour de la manifestation après avoir vendu 300 pièces dont le coût était entre Ar 15 000 et Ar 30 000. Si les opérations de promotion, notamment l'appui permettant l'organisation et la mise en place d'un système de production en série des foyers ainsi qu'un système de distribution efficace pouvant satisfaire rapidement la demande, pourront démarrer en 2013, des résultats significatifs pourront être obtenus dans un laps de temps assez court. En effet, l'impact de l'utilisation des foyers économes se feront sentir rapidement grâce à une rapide diffusion de ces foyers au niveau des ménages, principalement les 884 000 ménages urbains dont 98% utilisent le charbon et le bois de chauffe selon l'INSTAT EPM 2010. En plus, les ménages pourront choisir entre les différentes gammes de foyers (une douzaine de foyer proposés) selon leur pouvoir d'achat. Nous avançons l'hypothèse d'un système de production et de distribution pouvant mettre sur le marché dans les principales villes du pays 1 000 foyers par jour, 50% des ménages urbains pourront disposer de foyers économes sur les 2 prochaines années (2014-2015).

Par ailleurs, des essais menés à Vatomandry et Ambositra, par la Fondation Tany Meva, ont souligné la possibilité d'usage d'agroéthanol comme source d'Energie domestique. La consommation journalière d'un ménage était de 1 litre, à raison de 500 Ar le litre. Un ménage composé de six (6) personnes consomme environ 600 kg de charbon par an, et avec un prix moyen de 350Ar le kilo. Cela revient à des dépenses de 600 Ar par jour. A part ces bénéfices économiques, des études à l'échelle nationale ont pu conclure que plusieurs avantages découlent de l'usage de l'éthanol comme combustible domestique. Le recours à ce type de combustible permet entre autres d'éviter des maladies respiratoires. Pour la projection liée au développement de l'agroéthanol (en prenant l'hypothèse que cette production se fera suivant des pratiques durables ce qui justifierait sa contribution aux objectifs d'accès à l'énergie durable). Nous supposons que l'intervalle entre 2012 et 2015 correspondrait à une phase d'essai, de vulgarisation et de production des matières premières. La production de l'agroéthanol domestique ne serait effective qu'à partir de 2015 et démarrera avec 5% des ménages. Par contre, la promotion des foyers économes auprès des ménages pourront se réaliser rapidement. Ces foyers économes seront achetés ainsi par 15% des ménages urbains dès 2015.

2.2.2.2 Analyse tendancielle du Bois de chauffe

L'on suppose que le recours au bois de chauffe comme source d'Energie domestique notamment dans les milieux ruraux persistera encore de manière dominante pour les années à venir. Raison pour laquelle l'analyse tendancielle considère un seul scénario. Il s'agit de la comparaison entre l'offre disponible avec la demande ; en considérant que la population ne va pas changer d'habitude et que la tendance de consommation restera la même jusqu'à 2050.

2.2.3 Estimation de la demande en Hydrocarbures

La demande en Produits Pétroliers est représentée par les consommations:

- en pétrole lampant comme source d'éclairage par les ménages;
- en gasoil pour le transport ;
- en gasoil et fuel oil pour la production d'Energie.

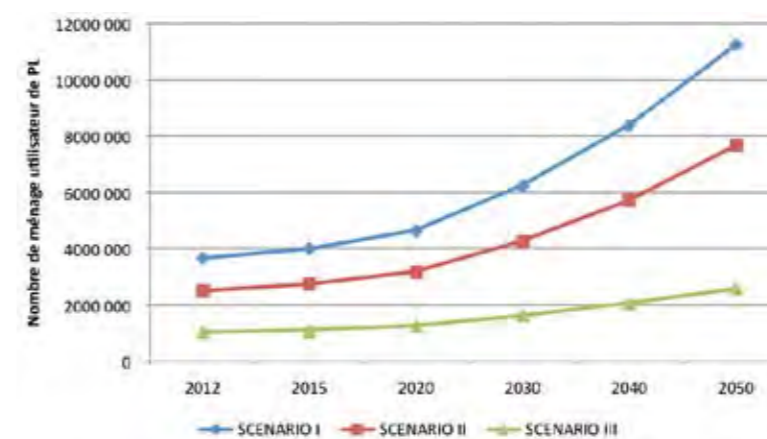
2.2.3.1 Demande en pétrole lampant

L'enquête EPM 2010 de l'INSTAT a démontré que le pétrole lampant constitue la 1^{ère} source d'éclairage des ménages avec un taux de 81 %. Ainsi, nous avons estimé la part du pétrole lampant dans la fourniture d'énergie d'éclairage par rapport à cette proportion, comme le montre le tableau suivant dans lequel la proportion des ménages consommant le pétrole lampant est envisagée suivant 3 scénarii

- Scénario I : la situation actuelle ne change pas, c'est-à-dire la majorité des ménages 81% utiliseront encore le pétrole lampant jusqu'à 2050,

- Scénario II : 55% des ménages utiliseront encore le pétrole lampant d'ici 2050
- Scénario III : Il ne restera plus que 18% des ménages utilisant le pétrole lampant d'ici 2050

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Ménages ayant accès à l'électricité	12%	40%	80%
Ménages utilisant d'autres sources d'Energie	88%	60%	20%
Générateur	1%	1%	0,23%
Pétrole lampant	81%	55%	18%
Bougies	4%	2,73%	0,91%
Autres	2%	1,36%	0,45%



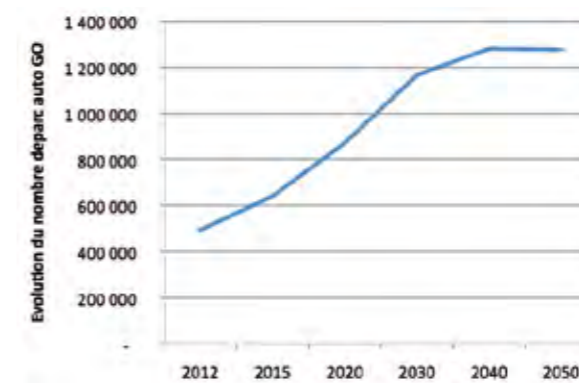
Source : AIDES 2012

Figure 3. Courbe d'évolution du nombre de ménage utilisateur de Pétrole Lampant

2.2.3.2 Demande en gasoil pour le transport

La consommation en gasoil pour le transport dépend de l'évolution du parc de véhicules. Le sous-secteur transport terrestre constitue le moteur de la croissance de la demande en gasoil. Nous avons procédé au traitement des données sur l'évolution du parc de 2000 à 2009 :

- Nous avons identifié les types de véhicule diesel à partir des données obtenues auprès du Ministère du transport ;
- Nous avons estimé l'évolution du parc de voiture diesel en considérant comme paramètre la durée de vie d'une voiture qui est de 15 ans, et l'augmentation du parc de 50 000 voitures par an dont 20 000 immatriculées à Antananarivo.



Source : AIDES 2012

Figure 4. Courbe d'évolution du nombre de parc automobile à Gasoil

Ainsi, cette évolution du parc automobile est utilisée pour l'estimation de la demande en gasoil destiné au transport suivant trois scénarii :

- Scénario I : la consommation en carburant est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scénario II : le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel à 10 % à partir de 2020 ;
- Scénario III : le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040).

2.2.3.3 Demande en gasoil et fuel oil pour la production d'Énergie électrique

Évolution de la production d'Énergie électrique en MWH

Nous avons maintenu l'évolution de la production d'Énergie électrique, qui a augmenté de 6% de 2010 à 2011 selon les données de la JIRAMA. Cette évolution permet de satisfaire la demande en énergie électrique qui autorise un taux d'électrification de 12 % à 40 %, entre 2012 et 2050 des abonnés BT (Scénario II de l'évolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés BT) et une évolution du nombre d'abonnés HT avec le taux enregistré entre 2000 et 2011 (Scénario I de l'évolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés HT/MT).

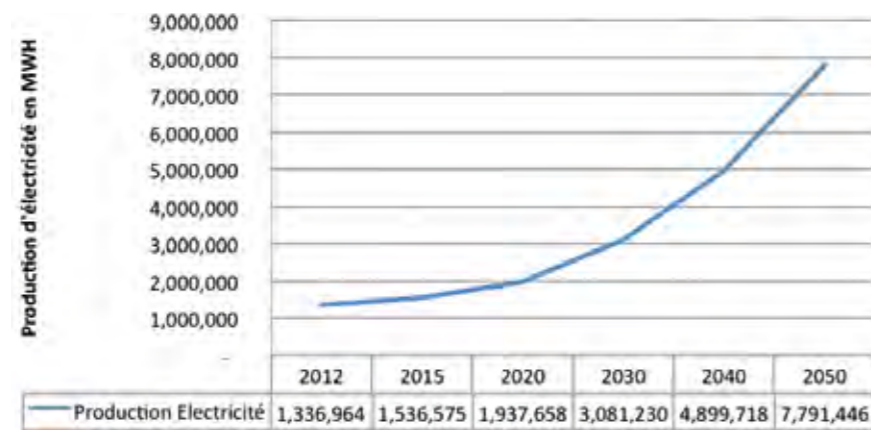


Figure 5. Courbe d'évolution de la production d'Énergie électrique en MW

Courbe d'évolution de la production d'Énergie électrique à partir des centrales thermiques

Nous avançons l'hypothèse que la part de la production d'énergie électrique jusqu'à 2030 sera encore fournie par la production des centrales thermiques à hauteur de 45% comme le cas actuellement (2011). L'effort pour l'installation des centrales hydroélectriques et celles à partir des autres sources, permettra la réduction de la part des centrales thermiques diesel à 30%. Avec ce taux, la part des centrales thermiques dans la fourniture d'énergie électrique retrouve ainsi son niveau des années 90 jusqu'à l'an 2000. Vers 2050, la contribution des centrales thermiques sera de 10% de la production en énergie électrique à cause du développement des autres sources : centrales hydroélectriques, centrales à biomasse, centrales à énergie solaire et éolienne...

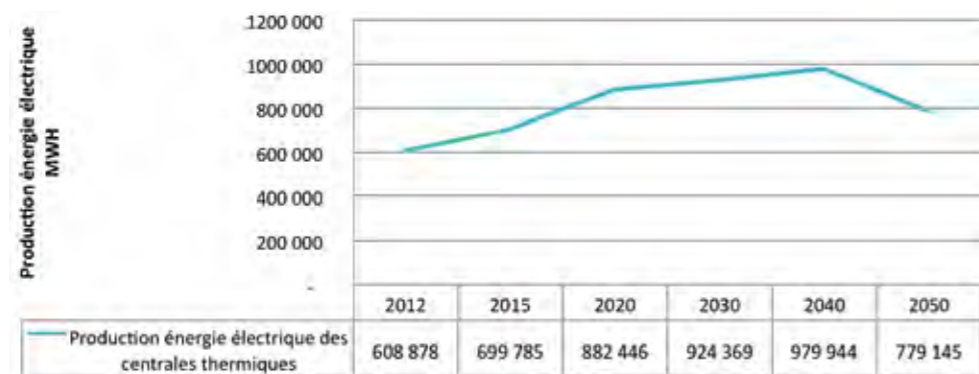


Figure 6. Courbe d'évolution de la production d'Énergie électrique à partir des centrales thermiques

Évolution de la production d'Énergie électrique à partir des centrales au GO et au FO

Nous avons retenu comme base de calcul la proportion actuelle (2011) concernant la répartition de la production en énergie électrique entre les centrales au GO (35%) et celles au FO (65%).

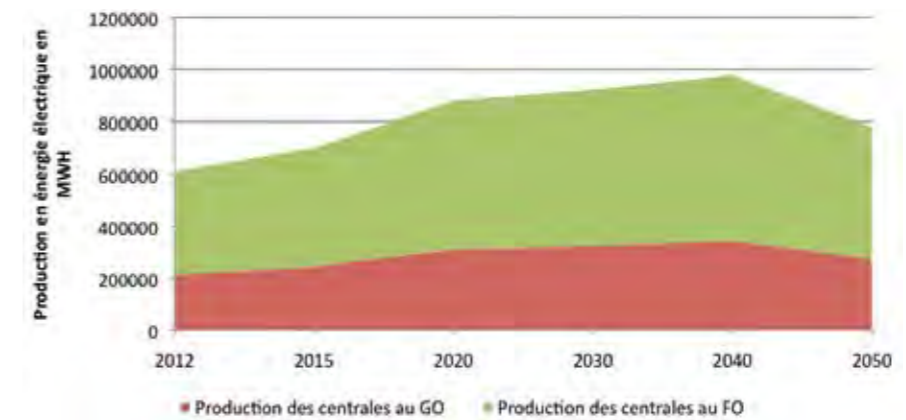


Figure 7. Courbe d'évolution de la production d'Énergie électrique à partir des centrales au GO et au FO

2.2.4 Estimation de la demande en Énergie électrique

La consommation en Électricité comprend la consommation BT, représentée en grande partie (97 %) par les ménages raccordés au réseau (JIRAMA) ou non (autres sources d'approvisionnement : Electrification rurale ou autoproduction), et la consommation HT/MT, représentée par les industries.

2.2.4.1 Estimation de la demande équivalent BT

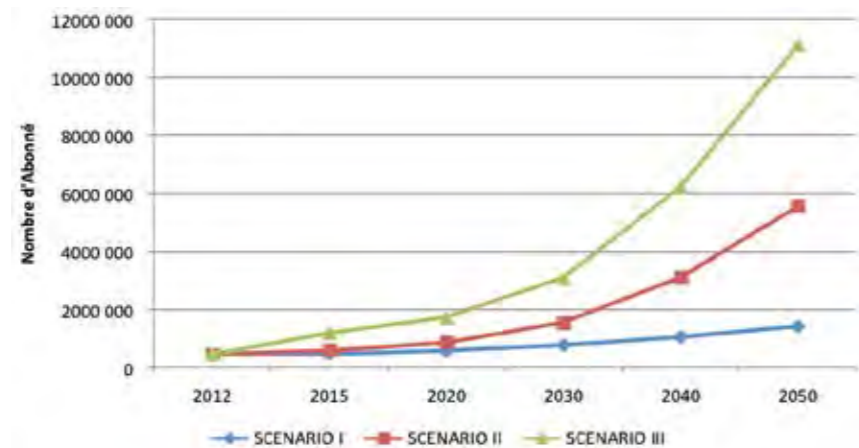
a. Estimation du nombre d'abonné équivalent BT

Le nombre d'abonné BT est estimé à partir de trois scénarii, suivant le taux d'électrification⁹ :

- Scénario I : le taux d'électrification est stationnaire, à 12 % (selon INSTAT 2010), de 2012 à 2050. Dans ce scénario, les ménages ruraux restent toujours marginalisés en terme d'accès à l'électricité, comme le cas actuel avec 4% des ménages ruraux seulement accédant à l'électricité par rapport aux ménages ruraux totaux, selon INSTAT 2010 ;
- Scénario II : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050. A partir de 2030, nous estimons que l'accès à l'électricité des ménages ruraux commencerait à augmenter de manière significative (environ 4 % des ménages ruraux par rapport aux ménages ruraux totaux en 2012, 12 % en 2030 et 30 % en 2050) ;
- Scénario III : le taux d'électrification est en évolution progressif au double de la précédente, 12 % à 80 %, de 2012 à 2050. Nous estimons que l'accès à l'électricité des ménages ruraux connaîtrait une augmentation exponentielle à partir de 2020 (environ 4 % des ménages ruraux par rapport aux ménages ruraux totaux en 2012, 30 % en 2030 et 78 % en 2050).

Scénarii	Scénario I			Scénario II			Scénario III			
	Années	2012	2030	2050	2012	2030	2050	2012	2030	2050
Taux d'accées à l'électricité global		12%	12%	12%	12%	20%	40%	12%	40%	80%
Taux d'accées à l'électricité urbain		39%	39%	39%	39%	51%	74%	39%	74%	90%
Taux d'accées à l'électricité rural		4%	4%	4%	4%	11%	30%	4%	30%	78%

⁹ Taux d'électrification (Te) : nombre de ménage électrifié par rapport au nombre de ménage total.



Source : AIDES 2012

Figure 8. Courbe d'évolution du nombre d'abonnés Basse Tension

b. Estimation de la demande équivalente BT

L'estimation de la demande en Electricité, pour les abonnés équivalents BT, est basée sur le nombre d'abonné obtenu à partir de ces trois scénarii.

Le paramètre pris en compte est la consommation moyenne annuelle en Electricité :

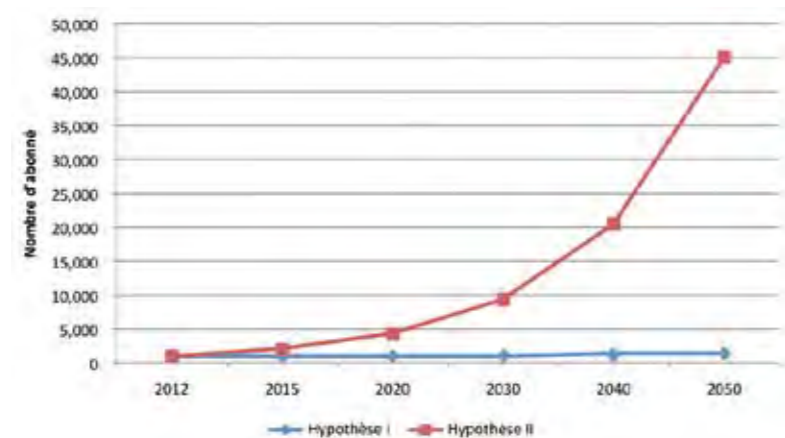
- 1,266 MWh/abonné/an¹⁰ pour la période 2012 à 2014 (Lampes à incandescence, TV, Radios) ;
- En considérant le taux d'accroissement de la consommation à partir des données 2001 à 2011, qui est 1,3 % annuel, elle est estimée à 1,305 MWh/abonné/an pour l'année 2015 (augmentation en nombre, en type et en durée de fonctionnement des équipements consommateurs d'énergie) ;
- Tout en tenant compte de l'évolution technologique, qui tend vers l'économie d'Énergie, nous avons considéré que la consommation sera stationnaire, à 1,305 MWh/abonné/an, depuis l'année 2015.

2.2.4.2 Estimation de la demande HT/MT

a. Estimation du nombre d'abonné HT

Pour l'évolution du nombre d'abonné, nous avons considéré deux hypothèses :

- Hypothèse 1 : L'évolution du nombre d'abonné est calculée à partir des données 2001 - 2011 de la JIRAMA, soit 12 % tous les 10 ans ;
- Hypothèse 2 : L'évolution du nombre d'abonné est estimée à 22 % pour les pôles de croissance qui concernent les régions Analamanga, Vakinankaratra, Atsinanana, Anosy et Diana ; et de 11 % pour les autres régions.



Source : AIDES 2012

Figure 9. Courbe d'évolution du nombre d'abonnés haute Tension

¹⁰ Moyenne de consommation des abonnés basse tension de la JIRAMA 2011

b. Estimation de la demande HT/MT

L'estimation de la demande HT est dépendante de ces deux hypothèses et de la consommation moyenne en Electricité qui est de 340 MWh/abonné/an. Cette dernière est calculée à partir de données 2001 - 2011 de la JIRAMA, en faisant le rapport entre la moyenne de la consommation et la moyenne du nombre d'abonné. Ainsi, trois scénarii ont été avancés :

- Scénario I : évolution du nombre d'abonné de 0,1 % par an (hypothèse I) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné ;
- Scénario II : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an (hypothèse II) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné/an ;
- Scénario II : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an (hypothèse II) avec un dédoublement de la consommation moyenne en Energie par abonné, soit 680 MWh/abonné/an.

2.2.5 Estimation de la demande en Agrocarburant

La demande en Agrocarburant est estimée à partir des besoins en consommation pour l'Electricité, le transport et le pétrole lampant suivant différentes proportions considérées dans les scénarii :

- Scénario I : le transport et la production d'Énergie électrique restent assurés à 100 % par le carburant d'origine fossile, le besoin en Agrocarburant concerne seulement la substitution à 100 % du pétrole lampant, à partir de 2020, qui est utilisé par 81 % des ménages (taux d'accès des ménages à l'électricité 12 %) ;
- Scénario II : l'incorporation de l'Agrocarburant dans le gasoil suit le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 en 2030 et 20 % à partir de 2040, plus la substitution à 100 % du pétrole lampant utilisé par 55 % des ménages à partir de 2020 (taux d'accès des ménages à l'électricité 40 %) ;
- Scénario III : à partir de 2020, l'incorporation de l'Agrocarburant dans le gasoil à un taux de 10 % pour le transport, et utilisation d'agrocarburant à 100 % pour la production d'Énergie électrique et la substitution à 100 % du pétrole lampant utilisé par 18 % des ménages (taux d'accès des ménages à l'électricité 80 %).

2.3 Méthodologie pour l'analyse du cadre juridique et institutionnel

2.3.1 Collecte de données et informations sur le plan juridique et institutionnel

La collecte de données a été effectuée auprès des différentes institutions et organismes tels que les Ministères (Energie, Forêts, Environnement, ...), les Offices de Régulation (OMH, ORE), les organismes environnementaux (WWF, CIRAD-Forêt, ESSA-département des Eaux et Forêts, GIZ, Fondation Tany Meva, ...), les Opérateurs énergétiques (Opérateur Pétrolier, JIRAMA, Opérateur en Electrification Rurale,...).

Les données recueillies portaient sur les différents textes et lois, en vigueur ou abrogées, les projets de loi et les efforts entrepris pour la réforme juridique et institutionnelle.

Des entretiens ouverts ont également eu lieu auprès des personnes ressources, promoteurs d'études, institutions publiques et organismes divers ainsi qu'auprès des opérateurs énergétiques eux-mêmes afin d'avoir différents points de vue sur les réalités juridiques et institutionnelles.

2.3.2 Analyse du cadre juridique

Elle consiste à étudier, pour chaque sous-secteur, l'historique des réformes, la revue des textes en vigueur, les objectifs du cadre juridique, les principales dispositions, les principaux acquis, la pertinence, la cohérence de la politique ainsi que leur effectivité dans la pratique.

2.3.3 Analyse du cadre institutionnel

Elle consiste à l'analyse des structures, des rôles et des attributions des institutions étatiques, des ministères, ...

2.3.4 Analyse de la gouvernance

C'est l'analyse des rôles et interventions de l'Etat dans le cadre d'incitation au développement, de contrôle, de suivi, de sanction et dans la capitalisation et diffusion d'information.

2.3.5 Interprétation des résultats d'analyse

Elle consiste à apporter des appréciations sur l'efficacité, la pertinence et la cohérence du système d'une part, et d'évoquer les contraintes et lacunes d'autre part.

3 Livrables

3.1 Restitution auprès des mandataires de l'étude

Divers entretiens et rencontres ont été réalisés avec les personnes ressources membres du Comité de Pilotage et de WWF Madagascar. Les premiers résultats ont été restitués auprès des membres du Comité de Pilotage, de l'équipe de WWF Madagascar et également en présence d'un représentant de la GIZ pour validation de la démarche de conduite de l'étude, d'une part, et de la validité des données exploitées et des résultats obtenus, d'autre part.

3.2 Rédaction rapport final

Après la restitution, nous avons procédé à l'élaboration du rapport final, tout en tenant compte des différentes remarques et recommandations.

4 Limites de l'étude

4.1 Limites de la mise en œuvre de l'étude

Malgré nos réserves au démarrage de l'étude sur les délais de transmission des documents de travail et des données convenus avec les organismes commanditaires de l'étude, certaines données et informations nous sont parvenues assez tard.

Aucune descente sur terrain en dehors d'Antananarivo n'a été réalisée. Les données ont été surtout collectées auprès des membres du comité de pilotage, des autres ministères tels que celui de l'aménagement du territoire, celui du transport. Certains organismes, notamment les sociétés commerciales, ont été réticents par rapport à la transmission des données et informations recherchées ; l'accessibilité aux informations reste limitée, voire même impossible.

L'étude aurait pu être mieux fournie moyennant la collecte de données complémentaires. A titre d'exemple, le prix du charbon pris en compte dans le cadre de cette étude ne concerne qu'Antananarivo, les informations concernant la situation de la fourniture et de la demande en Energie en milieu rural (bois Energie et électricité) étaient trop sommaires faute d'enquête sur terrain.

En matière d'électrification rurale, nous n'avons pas pu fournir des informations détaillées du fait que l'ADER est actuellement en train de faire le bilan de ses réalisations pour la période allant de 2004 à 2011.

4.2 Limites de la représentativité des résultats de l'étude

Spécifiquement pour le secteur Bois Energie, l'analyse s'est basée sur l'examen des informations disponibles en littérature et transmises par les différents organismes ressources ; l'inexistence de bases de données statistiques récentes avec les évolutions dans le temps et dans l'espace a constitué une contrainte majeure.

L'estimation des potentiels disponibles comporte par exemple des limites car plusieurs ressources ne figurent pas encore sur les fonds cartographiques utilisés, les quels datent de 1998.

De même, par rapport à la demande, il nous a fallu procéder à une standardisation de la consommation en Bois Energie à défaut des données spécifiques alors que plusieurs paramètres (taille des ménages, mode de cuisson, pouvoir d'achat, forme et qualité des produits..) concourent à la détermination de cette demande.

Ainsi, par rapport à la commercialisation de bois énergie, l'absence de base de données sur le prix au niveau national a empêché la conduite d'une analyse plus poussée sur son évolution.

De même, pour la description du fonctionnement de la filière, les informations n'ont pas pu couvrir la totalité de la grande île mais se sont appuyées seulement sur quelques cas disponibles.



PARTIE II : ÉTAT DES LIEUX DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

1 Situation globale de l'offre et de la demande du secteur Energie

1.1 Situation globale de l'offre

Le secteur Bois Energie représente 93 % des offres énergétiques à Madagascar. Le secteur du Bois Energie est principalement assuré par des milliers de petits producteurs. Mais l'exploitation abusive et désordonnée, donc irrationnelle de nos ressources forestières fragilise gravement l'environnement du pays.

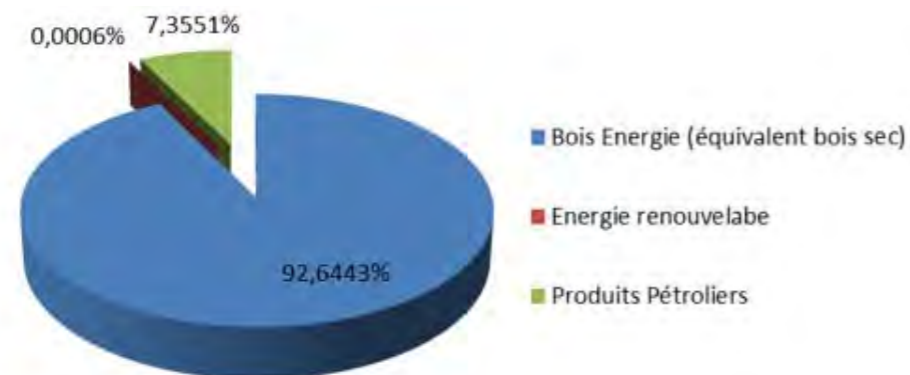
En outre, Madagascar importe la totalité des Produits Pétroliers dont le pays a besoin. Seules quatre grandes compagnies pétrolières dominent les importations, les distributions et les ventes de ces produits qui avoisinaient 800 000 m³ en 2011. Les Produits Pétroliers fournissent 7,2% des offres énergétiques à Madagascar.

La part des Energies Renouvelables, représentent encore une petite partie de la production. Ceci comprend notamment l'énergie électrique fournie par les centrales hydroélectriques, les énergies solaires, éoliennes représentant 0,006% de l'offre énergétique totale à Madagascar. Malgré la forte potentialité du pays en ressources hydrauliques, Madagascar n'exploite que 127 MW sur les 7 800 MW théoriquement disponibles. Les centrales hydroélectriques produisent 696 GWh d'Electricité en 2011 représentant 54% de la production totale d'Energie électrique à Madagascar. Des projets d'investissement dans ce secteur sont par ailleurs identifiés, notamment dans le domaine des Agrocarburants. Le pays dispose aussi d'importantes potentialités en termes de ressources pour la production d'Energie solaire, d'Energie éolienne et de Bioénergie qui restent très peu exploitées.

Tableau 2. Contribution des différentes sources d'Energie en 2011

	Qté	Unité	Q1	Unité	%
Bois énergie (équivalent bois sec)	21 519 500	tonne	9 781 591	TEP	92,6443%
Energies renouvelables	696	GWH	60	TEP	0,0006%
Produits pétroliers	769 824	T	776 573	TEP	7,3551%
			10 558 224	TEP	100%

Source : Calcul AIDES, OMH, JIRAMA, 2011



Source : AIDES 2012

Figure 10. Contribution des différentes sources dans la fourniture d'Energie en 2011

1.2 Situation globale de la demande

A Madagascar, la demande est représentée par le secteur domestique c'est-à-dire les ménages, et le secteur économique et social.

Le bois de chauffe et le charbon de bois constituent la source d'Energie la plus abondamment et la plus fréquemment

utilisée par 82 % des ménages malgaches, selon l'enquête EPM 2010 de l'INSTAT. Avec plus de 70 % de la population qui vit dans des situations de vulnérabilité, le bois de chauffe reste la principale Energie accessible par les ménages ruraux tandis que le charbon de bois demeure la source d'Energie la plus utilisée par les ménages urbains pour la cuisson. Des milliers d'hectares de nos ressources forestières qui sont exploitées de façon désordonnée sont détruites pour satisfaire cette demande considérable provenant des 82% des ménages.

Par ailleurs, selon l'enquête EPM 2010 de l'INSTAT, seuls, 12 % des ménages ont l'Electricité qui est utilisée comme source d'éclairage et pour alimenter les appareils électroménagers. Pour le secteur économique, le secteur Energie se présente comme une activité économique à part entière et une industrie déterminante à part entière pour promouvoir et accompagner les zones de croissance économique du pays. Par ailleurs, le nombre d'industries abonnées à l'Electricité moyenne et haute tension ne dépassent pas les 1 000 unités alors qu'elles consomment 37 % de la production d'Electricité à Madagascar. Ces industries sont donc peu nombreuses à Madagascar alors que ces types d'entreprises sont le pilier du tissu industriel et ont une grande influence sur la croissance économique. Le secteur social à travers les infrastructures communautaires est aussi faiblement électrifié.

Et quant aux Produits Pétroliers, leur consommation est majoritairement orientée vers le secteur du transport (terrestre, ferroviaire, maritime), de l'ordre de 85 % des carburants utilisés dans le pays. Par ailleurs, 82 % des ménages malgaches utilisent le pétrole lampant pour s'éclairer.

L'Energie est l'un des facteurs qui détermine le développement économique et social d'un pays. Pour le cas de Madagascar, le système d'approvisionnement et de production d'Energie dans le but de satisfaire nos besoins énergétiques entraîne notre pays dans une situation de plus en plus difficile. En effet, le pays dépend des importations pour couvrir ses besoins en Produits Pétroliers, rendant le développement du pays trop dépendant des fluctuations des prix du baril de pétrole. En plus, 45 % de l'Electricité à Madagascar est produite à partir de centrales thermiques alimentées par du gasoil ou fuel oil importés. En outre, nos ressources forestières continuent à diminuer à cause d'une exploitation non maîtrisée pour le bois Energie. Pourtant, Madagascar dispose d'atouts importants comme le potentiel hydroélectrique, la disponibilité des surfaces cultivables pour le reboisement et l'agrocarburant, mais aussi le potentiel en Energie solaire et éolienne.

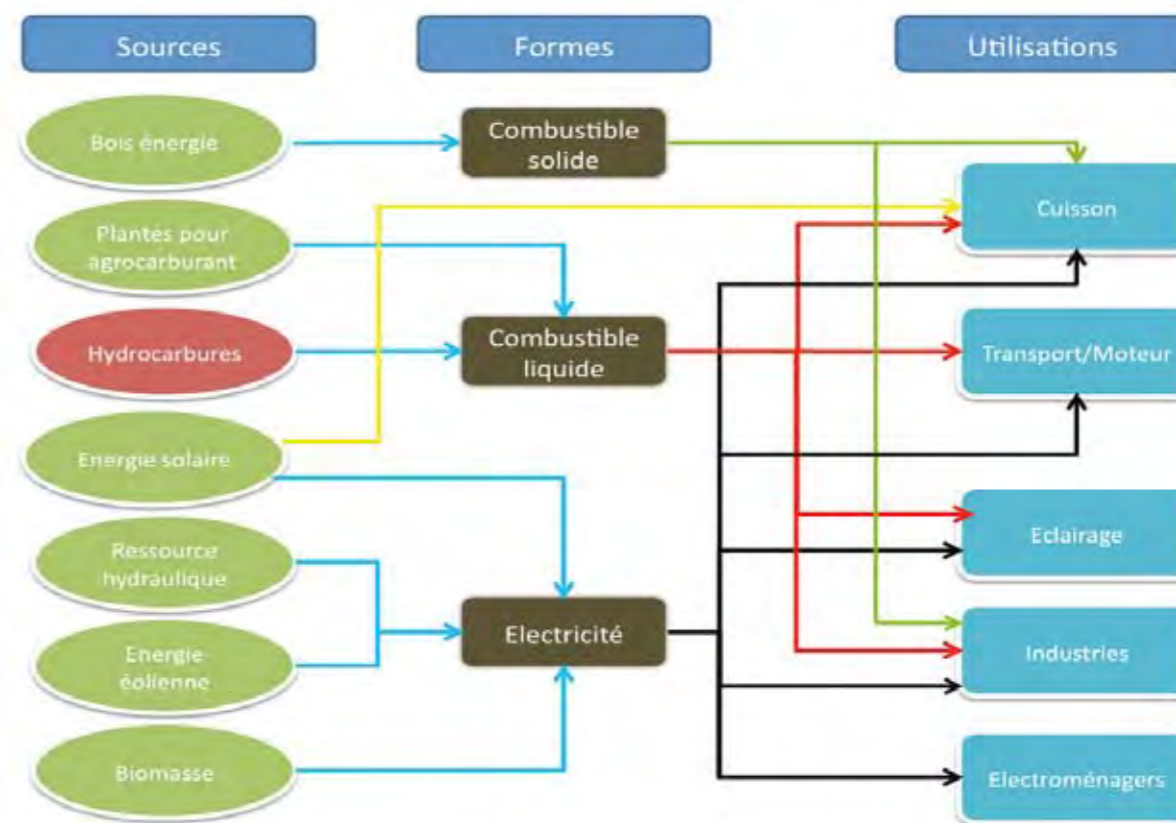
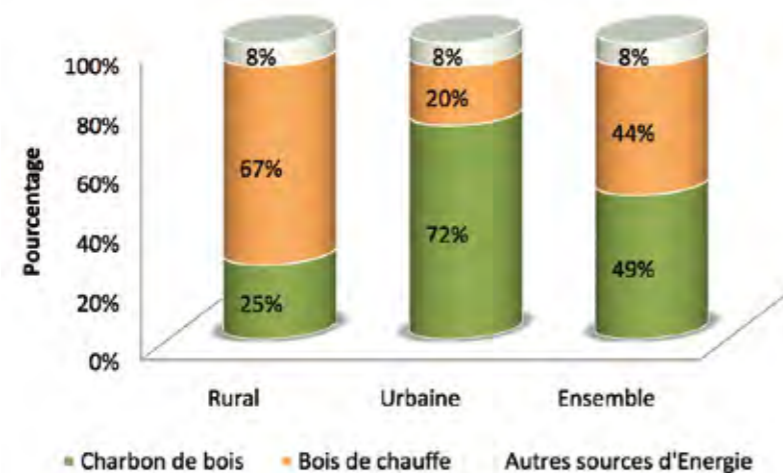


Figure 11. Les sources et les différentes utilisations de l'énergie à Madagascar

2 Etat des lieux de l'offre et de la demande du sous-secteur Bois Energie

Le Bois Energie est un terme générique englobant le charbon de bois et le bois de chauffe. Avant de se lancer dans l'état des lieux, il est nécessaire de préciser le rôle et la place de l'Energie provenant du bois dans le bilan Energétique total. En fait, jusqu'à maintenant, l'usage du bois comme source d'Energie reste dominant avec un taux de dépendance très élevé de plus de 90 % comme illustré dans la figure ci-après.



Source : AIDES 2012

Figure 12. Proportion de l'utilisation du Bois Energie, charbon de bois et Bois Energie, en milieu urbain et rural

2.1 Etat des lieux de l'offre en Bois Energie

2.1.1 La production de charbon de bois

2.1.1.1 Modes d'approvisionnement dominants et zones potentielles de production de charbon de bois

Le charbon de bois produit à Madagascar provient de 3 sources principales : les plantations forestières paysannes, l'exploitation des formations naturelles, les plantations industrielles.

a. Les plantations forestières paysannes

Ces plantations paysannes se trouvent essentiellement dans les Hautes Terres Centrales de la grande île. Elles sont constituées de formations artificielles dominées par l'Eucalyptus qui a été introduit à Madagascar durant la période coloniale. Selon RANDRIANJAFY en 2000 (année), le Bois Energie destiné à l'approvisionnement des centres urbains ou d'agglomérations importantes est produit à partir des taillis¹¹ de type 1, 2 et 3. Si la classe «taillis 1» de 10 ans permet de procurer du bois de service, le taillis du type 2 et 3, exploités à des rotations de 2 à 5 ans sont à usage exclusivement énergétique.

¹¹ Peuplement constitué d'arbres issus de rejets de souches



Source : André, 2007

Cliché 1. Production de charbon à partir de peuplement d'Eucalyptus, Région Alaotra Mangoro

En ce qui concerne la répartition géographique, ces plantations paysannes d'Eucalyptus sont réparties à 80% dans les hautes terres centrales entre 800 m et 1 800 m d'altitude en totalisant une superficie approximative de 140 000 ha. La plus importante zone de prédilection d'*Eucalyptus robusta* se situe dans l'axe Anjozorobe-Manjakandriana-Tsiazompaniry.

Les principales grandes villes de la haute terre approvisionnées à plus de 90 % en termes de volume par le charbon produit dans les forêts paysannes d'Eucalyptus sont respectivement : Antananarivo, Antsirabe, Ambositra, Fianarantsoa, Ambatondrazaka et Moramanga.

b. Les formations naturelles

Dans plusieurs localités de Madagascar, les matières premières ligneuses destinées à la fabrication du charbon sont fournies par les formations naturelles appartenant à des privés ou incluses dans les forêts domaniales. Dans ce cas, deux types de prélèvement de bois peuvent être distingués : (i) la coupe sélective où les charbonniers collectent dans la forêt les seules espèces qui conviennent à la carbonisation, (ii) vient ensuite la récupération des bois éliminés à l'occasion de défrichage. L'approvisionnement en bois à partir des forêts naturelles est observé essentiellement à Mahajanga, Fort Dauphin, Antsiranana, Toliara et Morondava.



Source : RABEMANANJARA, 2006

Cliché 2. Production de charbon dans les savanes arborées

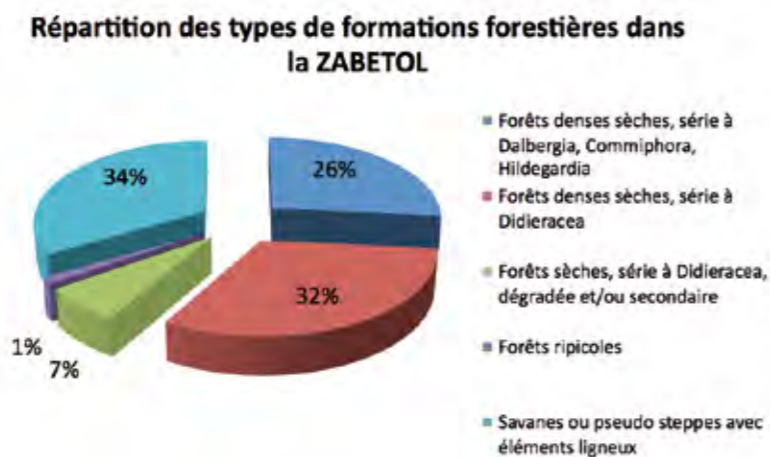
Tableau 3. Espèces les plus utilisées dans la carbonisation dans la région de Boeny

Nom vernaculaire	Nom d'espèce	Famille
Adabo	<i>Ficus cocculifolia</i>	Moraceae
Alimboro	<i>Albizzia sp.</i>	Mimosaceae
Bonara	<i>Albizzia lebbeck</i>	Mimosaceae
hazoambo	<i>Hornalium axillare</i>	Samydaceae
Kitata	<i>GreWia pervillei</i>	Tiliaceae
Madiro	<i>Tamarindus indica</i>	Caesalpinaceae
Manary	<i>Dalbergia sp.</i>	Papilionaceae
Manga	<i>Manguifera indica</i>	Anacardiaceae
Mangarahara	<i>Stereospermum euphoroides</i>	Bignoniaceae
Mokonazy	<i>Ziziphus spinachristi</i>	Rhamnaceae
Ndremanamora	<i>Turraea sp.</i>	Myrtaceae
Sakoa/Diro	<i>Poupartia caffra</i>	Anacardiaceae
Sarimanga	<i>Protorhus sambiranensis</i>	Anacardiaceae
Sely	<i>GreWia sp.</i>	Tiliaceae
Taindalitra	<i>Antidesma petiolare</i>	Euphorbiaceae
Tsimatimanota	<i>Mammea punctata</i>	Clusiaceae
Tsitipahy	<i>Albizzia boivini</i>	Mimosaceae
Tsivakimbaratra	<i>Trema orientalis</i>	Tiliaceae
Vaovy	<i>Tetraterocarpon sp.</i>	Caesalpinaceae

Source : Données fournies à des fins d'illustration uniquement

Spécifiquement pour le cas de la récupération des bois éliminés à l'occasion de défrichage, la production de charbon est liée au souci d'appropriation de terrains agricoles. Cette forme de production existe dans les régions occidentales de Madagascar, de Boeny au nord à Atsimo Andrefana au sud. A l'exemple du plateau calcaire situé autour de l'axe RN 10, elle est directement associée à la culture pionnière du maïs. Une partie du charbon provient de défrichements qui anticipent la mise en culture des terrains (Grouzis et al 2000). Selon RAZANAKA & al (1999), la vitesse de déforestation atteint 25 km²/an sur le plateau calcaire.

Dans l'Atsimo Andrefana, les forêts naturelles utilisées pour le charbonnage sont composées de formations sèches sur plateau calcaire et de fourrés xérophytiques sur sables.



Source : ABETOL, 2007

Figure 13. Répartition des types de formations forestières dans la ZABETOL



Source : CIRAD, 2006

Cliché 3. Production de charbon dans les forêts sèches, Toliara et Morondava

Tableau 4. Les espèces les plus utilisées dans les zones ABETOL / Atsimo Andrefana

Espèces utilisées pour la production de charbon de bois		
Ambilazo	<i>Calliandra alternans</i>	Mimosaceae
Andy	<i>Neobeguea mahafaliensis</i>	Meliaceae
hazombalala	<i>Drypetes thoursiana</i>	Euphorbiaceae
hazombango	<i>Diospyros sp.</i>	Ebenaceae
hazomby	<i>Strychnos sp.</i>	Loganiaceae
hazomena	<i>Commiphora sp.</i>	Burseraceae
hazomena	<i>Securinega seyrigii</i>	Euphorbiaceae
hazontsy	<i>Hildegardia erythrosiphon</i>	Sterculiaceae
Katrafay	<i>Cedrelopsis grevei</i>	Ptaeroxylaceae
Lambotaho	<i>Erhetia lambotaho</i>	Borraginaceae
Lovainafy	<i>Lovanafia mahafaliensis</i>	Leguminosae
Mahafangalitsy	<i>Stereospermum variable</i>	Bignoniaceae
Masonjohany	<i>Brachylaena microphylla</i>	Compositaceae
Peha	<i>Dicoma incana</i>	Compositaceae
Tsingilofilo	<i>Gymnospora linearis</i>	Compositaceae
Sarikily	<i>Capurodendron mandrarensis</i>	Sapotaceae
Vaovy	<i>Tetrapterocarpon gayi</i>	Leguminosae

c. Plantations industrielles

Les ressources sont constituées par des forêts de pin incluses dans la concession de la Société FANALAMANGA à Moramanga, Région Alaotra Mangoro. Les forêts de plantation industrielles couvrent une superficie totale d'environ 65 000 ha et sont composées à plus de 90 % par deux espèces *Pinus kesiy* et *Pinus Caribea*. Si la plantation était censée approvisionner une usine de 200 000 T/an de pâte chimique kraft blanchie destinée à l'exportation, une reconversion de l'objectif a été observée dans le temps en faveur de la production du bois d'œuvre et d'industrie. Malgré le désengagement de l'Etat en 1995, ce dernier reste actuellement parmi les actionnaires de cette société. La carbonisation constitue seulement une activité secondaire alimentée par la récupération des sous-produits issus des opérations sylvicoles comme l'élagage ou l'éclaircie, ou par la récupération des rémanents d'exploitation. Aucune information précise sur la potentialité en produits secondaires mobilisés pour la carbonisation n'est disponible. Pourtant, l'offre en charbon peut être illustrée par la production effective en charbon depuis 2006.

Tableau 5. Production de charbon dans les reboisement de pin de la Fanalamanga, de 2004 à 2006

Charbon (m³)	2004	2005	2006	
1er trimestre	6 628	2 471	5 247	Moyenne
2e trimestre	16 103	9 183	19 180	
3e trimestre	10 976	6 496	9 263	
4e trimestre	1 086	8 897	5 975	
TOTAL	34 793	27 047	39 665	33 835

Source : CIREEF Moramanga, 2007, in IRG 2007



Source : RABEMANANJARA, 2011

Cliché 4. Production de charbon dans les forêts de plantation de FANALAMANGA

d. Autres ressources en charbon de bois

Certaines localités dépendent des ressources incluses dans les anciennes Stations Forestières. C'est par exemple le cas des forêts d'Eucalyptus de Fanjahira, situées dans la Région Anosy avec une superficie d'environ 1.200 ha. Ces plantations procurent plus de 30 % de l'offre totale en charbon de la ville de Fort Dauphin selon une estimation faite en 2009.

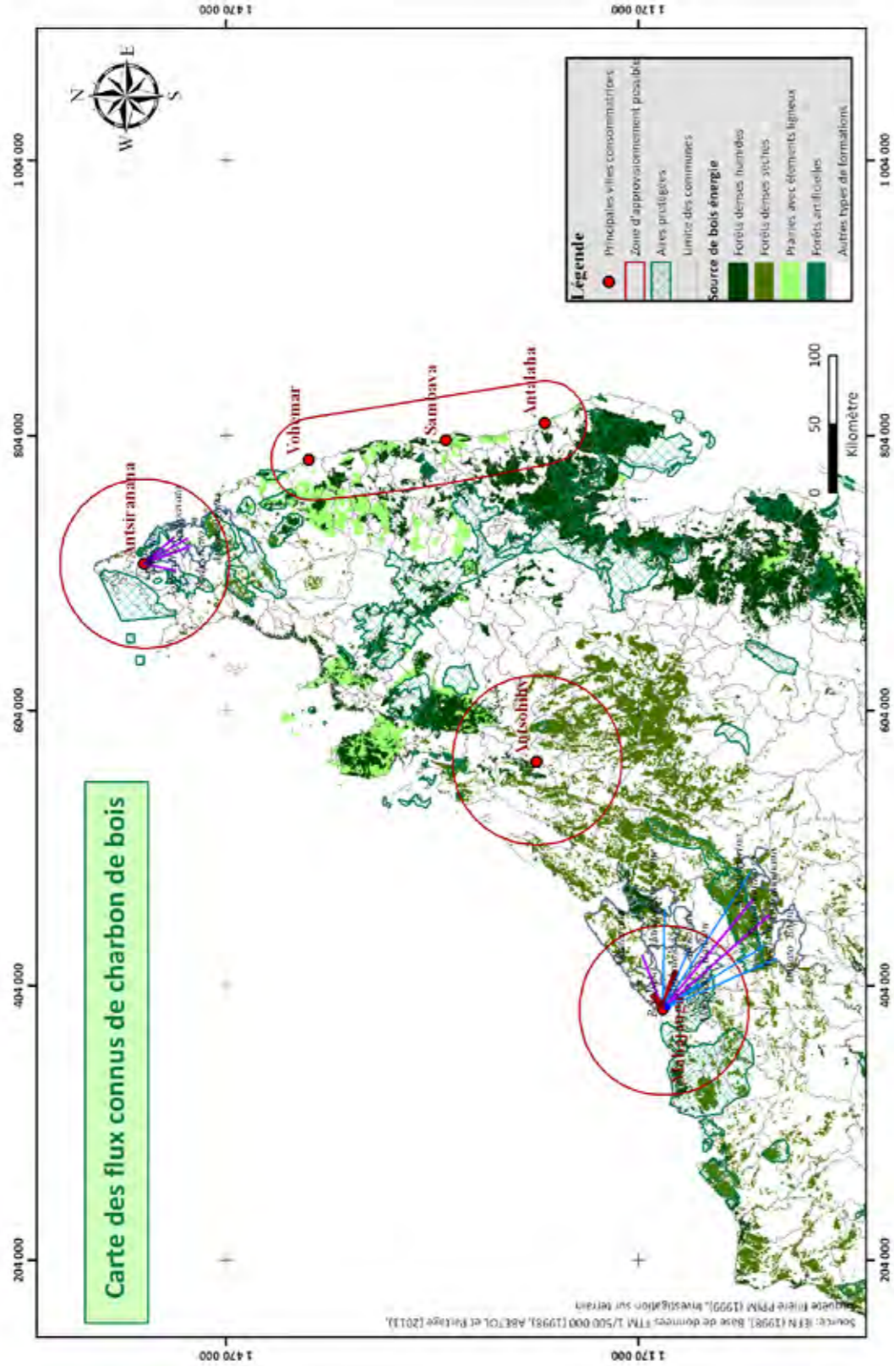
2.1.1.2 Les zones de production pour les grands centres de consommation

Les zones de production en vue d'approvisionner les grands centres de consommation sont constituées par un ensemble de localités qui se trouvent autour de ces centres de consommation.

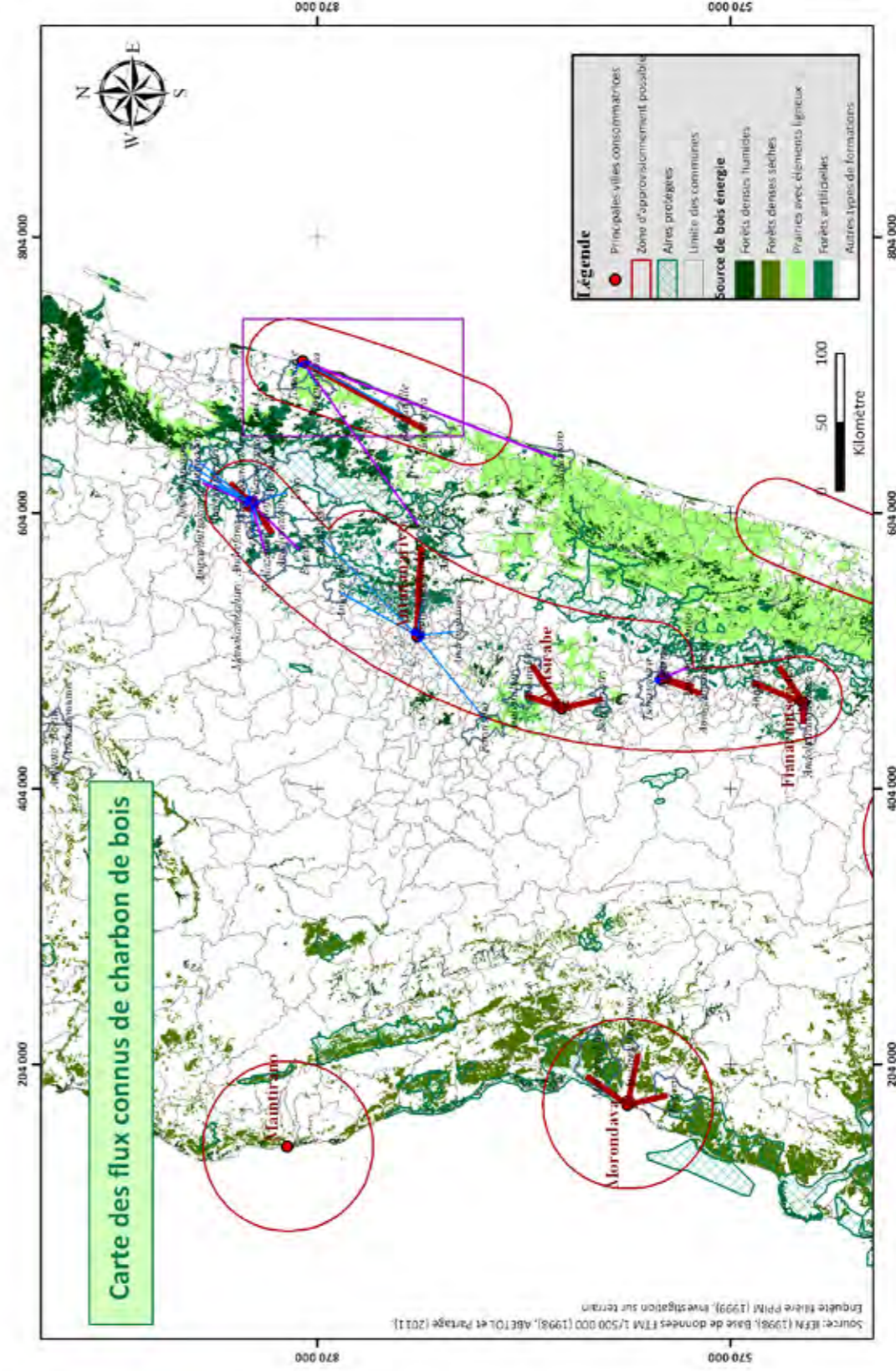
Tableau 6. Modes d'approvisionnement et identification des grands centres de consommation

Modalité d'approvisionnement	Centre de consommation	Principales localités de production et d'approvisionnement	
Plantations paysannes	Antananarivo	Manjakandriana, Anjozorobe, Ankazondandy, Moramanga, Andaingo, Ambohimiadana	
	Ambatondrazaka	Manakambahiny, Andilanatoby, Ilafy, Amparihitsokatra, Ampitatsimo, Ambohitsilaozana, Soalazaina	
	Ambositra	Ambatofitorahana, Ankazomivady, Ambositra II, Ambalamanakana	
	Fianarantsoa	Ambohimahasoa Androy et axe RN vers Ranomafana	
	Antsirabe	Antanifotsy, Antsirabe II	
Formations naturelles (coupe sélective et défrichement agricole)	Morondava	Axe Mahabo, Axe Befasy, Axe Manja, Axe Marofandilia	
	Antsiranana	Sahafary, Sahamamy, Sadjoavato, zones périphériques Montagne d'Ambre	
	Fort Dauphin	Isaka, Ifarantsa, Mandiso, Soanierana, Ampasy Nahampoana, Mandromototra, Manambaro, Ankaramena, Ranopiso, Ankariera, Andranobory, Behara, Amboasary, Tanandava Elomaka	
	Toliara	Axe Miary, Axe RN7 et axe RN9	
	Mahajanga	Ambalakida, Belobaka, Tsaramandroso, Ambondromamy, Andranomamy, Ankijabe, Anjajia, Manerinerina, Mariarano	
	Ihosy	Sahambano	
	Antsohihy	Anaidrano, Axe Analalava, Maromandia, Axe Bealanana	
	Tamatave	Vatomandry, Mahanoro, Antsampanana, Tamatave II	
	Plantation industrielle	Antananarivo	Moramanga

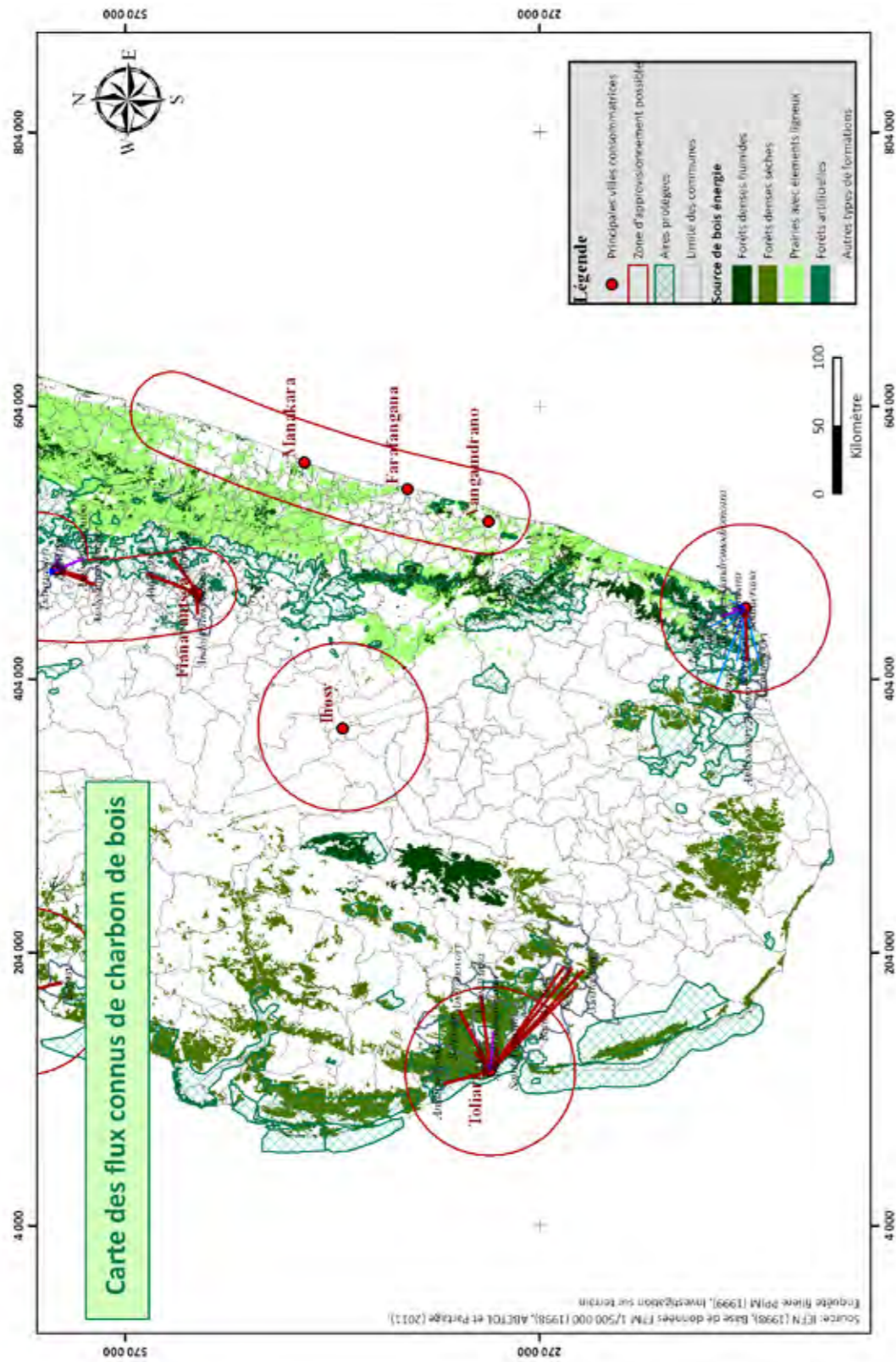
Source : AIDES ; 2012



Carte 1. Flux connus de charbon de bois dans les principales zones de consommation au Nord de Madagascar



Carte 2. Flux connus de charbon de bois dans les principales zones de consommation sur les hautes terres et régions Est



Carte 3. Flux connus de charbon de bois dans les principales zones de consommation au Sud, Sud Est

2.1.1.3 Quantification de l'offre

Tableau 7. Contenu énergétique des stocks de bois disponibles à Madagascar

Types	Stock total/an en Bois Energie (m³)	Stock total/an en Bois Energie (t)	Contenu énergétique en GWh
Diana	109 304,39	156 149,12	608 981,59
Antsohihy	334 630,77	478 043,95	1 864 371,41
Mahajanga	700 000,00	1 000 000,00	3 900 000,00
SAVA	286 005,91	408 579,87	1 593 461,48
Toamasina	237 298,63	338 998,05	1 322 092,39
haute terre	5 389 248,20	7 698 926,00	30 025 811,39
Ihosa	9 488,71	13 555,30	52 865,69
Vangaindrano	116 488,89	166 412,69	649 009,51
Taolagnaro	112 554,32	160 791,89	627 088,37
Toliara	200 000,00	285 714,29	1 114 285,71
Morondava	128 065,16	182 950,22	713 505,87
Maintirano	65 488,65	93 555,21	364 865,31

Source : AIDES ; 2012 ; sur base FT M/BD 500

En guise de synthèse, plus de 70 % de l'offre en bois destiné au charbon sont stockés dans les plantations paysannes alors que 20 % le sont dans les forêts naturelles. L'approvisionnement en charbon s'appuie énormément sur les plantations d'Eucalyptus et de pin. L'importance des stocks peut s'expliquer par le fait que les forêts de plantation à Madagascar sont destinées en grande partie à la production en Bois Energie notamment le charbon du fait de l'accessibilité plus facile. En effet, les zones de prédilection d'Eucalyptus et de pin sont desservies plus ou moins par des axes routiers secondaires carrossables même en période de pluie alors que ce n'est pas toujours le cas pour les forêts naturelles.

Tableau 10. Espèces utilisées pour la production de bois de chauffe à proximité des forêts sèches

Noms vernaculaires	Noms scientifiques
Fatipatiky	<i>Mimosa delicatula</i>
Folatatao	<i>Zugophyllum depauperatum</i>
hazombango	<i>Diospyros sp.</i>
hazomena	<i>Comniphora sp.</i>
hazomena	<i>Securinega seyrigii</i>
Katrafay	<i>Cedrelopsis grevei</i>
Lovainafy	<i>Lovanafia mahafaliensis</i>
Sangan'akoholahy	<i>Chasdia grevei</i>
Tsilaimby	<i>Stadmania oppositifolia</i>
Vaovy	<i>Tetrapterocarpon geayi</i>

Source : AIDES ; 2012



Source : AIDES ; 2012

Cliché 5. Tas de bois mort

Tableau 11. Espèces utilisées pour la production de bois de chauffe à proximité des forêts humides

Noms vernaculaires	Noms scientifiques
harongana	<i>harungana madagascariensis</i>
goyave	<i>Eugenia cloiselii</i>
zahana	<i>Phyllartrou sp.</i>
Mampay	<i>Cynometra sp.</i>
hazombato	<i>Homalium cauliflorum</i>
Andravolana	<i>Anthostema madagascariensis</i>

Source : AIDES ; 2012

2.1.2.2 Quantification de l'offre en bois de chauffe

Tableau 12. Production annuelle durable en bois de chauffe dans les différents écosystèmes

Type de forêt	Bois de feu (m3)
Forêt dense humide	3 458 945
Forêt dense sèche	763 273
Fourré	396 603
Mangrove	283 300
Plantations d'Eucalyptus	176 135
Hors forêt fermée	5 917 418
TOTAL	10 995 674

Source : AIDES ; 2012

2.2 Etat des lieux de la demande en Bois Energie

La fourniture d'Énergie pour la cuisson est assurée en grande partie par le Bois Energie. Le bois de chauffe constitue le type de Bois Energie consommé par 82,2% des ménages à Madagascar. 77,7 % des ménages s'approvisionnent en bois ramassé, dont la majorité se trouve en milieu rural. Le charbon de bois est consommé par 17,1% des ménages malgaches.

Tableau 13. Répartition des sources d'Énergie de cuisson

		Bois ramassés	Bois achetés	Charbon	Autres	Total
Ménages urbains	Nombre	412 813	56 026	431 455	16 726	917 020
	%	45,00%	6,10%	47,10%	1,80%	100%
Ménages ruraux	Nombre	2 831 663	133 488	283 571	10 618	3 259 340
	%	86,90%	4,10%	8,70%	0,30%	100%
Ménages totaux	Nombre	3 244 476	189 514	715 026	27 344	4 176 360
	%	77,70%	4,50%	17,10%	0,70%	100%

Source : INSTAT-EPM, 2010

2.2.1 La demande en charbon de bois

2.2.1.1 Les acteurs impliqués dans la filière charbon de bois

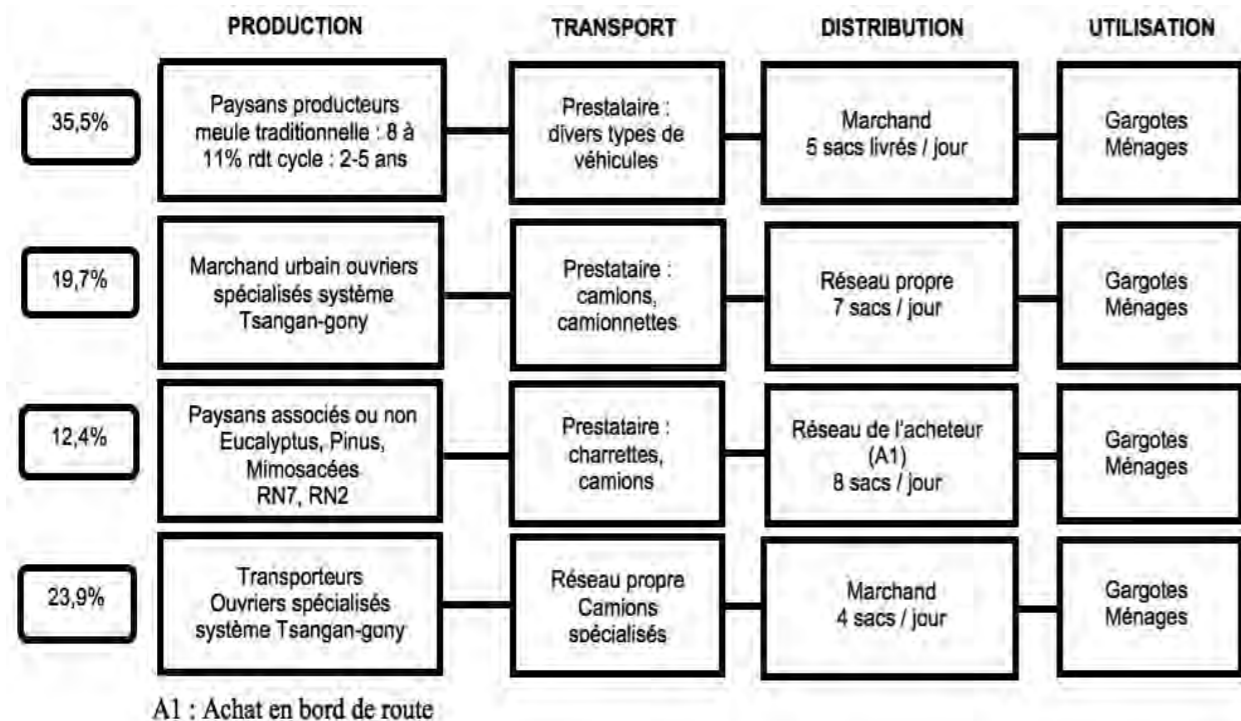
- a. Plantations forestières paysannes
Les plantations forestières paysannes sont localisées à Antananarivo, Ambatondrazaka, Fianarantsoa, Ambositra, Alaotra Mangoro. Afin d'illustrer la filière, nous avons pris plusieurs cas qui représentent les pratiques et l'organisation que l'on rencontre le plus souvent dans la filière.

Cas de la ville d'Antananarivo

Les producteurs de charbon sont des paysans pour 35,5 % des cas ou des transporteurs/ouvriers spécialisés qui en font une activité complémentaire au métier de transport pour 23,9 % des cas. Ils utilisent majoritairement des meules traditionnelles donnant un rendement assez faible.

Le mode de transport reste très divers suivant l'utilisation de différents véhicules motorisés ou non. Le mode de distribution est de 2 types : livraison chez un marchand ou exploitation d'un réseau propre aux producteurs.

Les utilisateurs sont généralement de 2 types : les gargotes et les ménages.



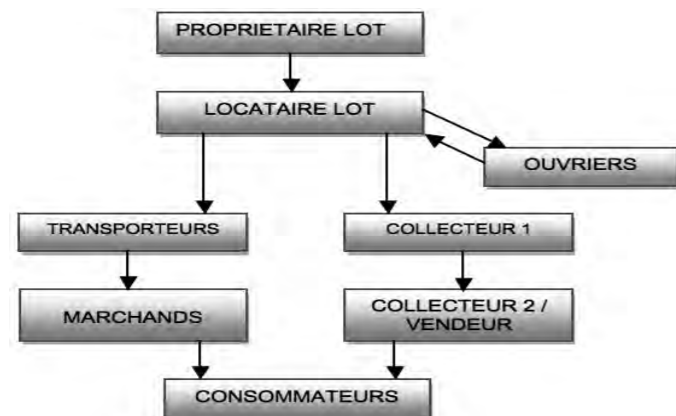
Source : RAMAMONJISOA B., 1993

Figure 14. Schéma de la Chaîne d'approvisionnement d'Antananarivo en charbon

Cas de la ville d'Ambatondrazaka

Le propriétaire du lot loue généralement sa parcelle de bois à un producteur de charbon qui embauche des ouvriers pour la fabrication du charbon.

Le charbon produit trouve 2 types de preneurs dans la Chaîne de distribution : les transporteurs qui, généralement disposent d'un réseau de marchands dans la ville de destination et les collecteurs dont le charbon passe souvent par un autre intermédiaire avant d'atterrir chez les consommateurs.



Source : IRG, 2007

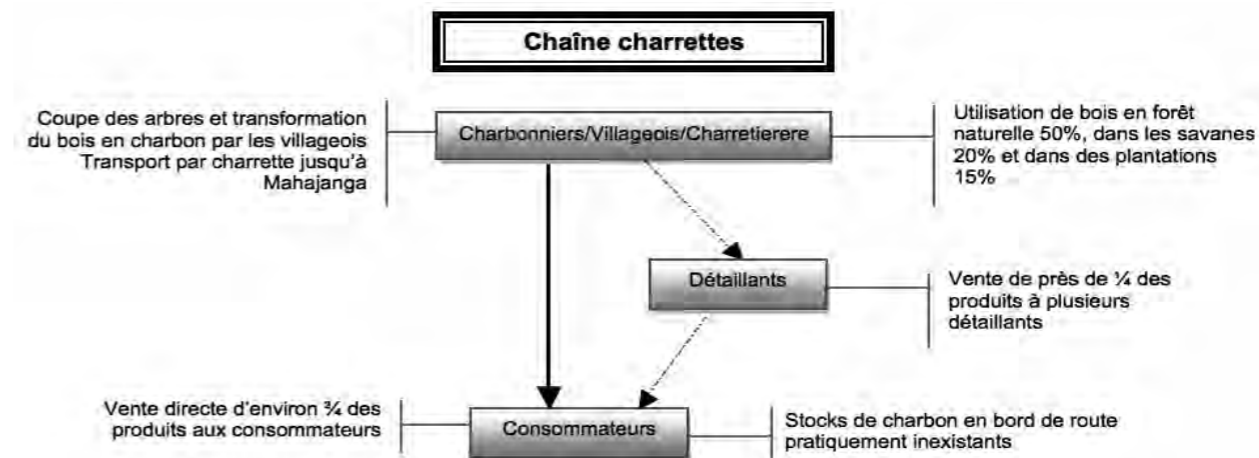
Figure 15. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon à Ambatondrazaka

c. Exploitation dominante des formations naturelles, formations artificielles en faible quantité Elle concerne les régions de Mahajanga, Fort Dauphin et Antsiranana.

Cas de la ville de Mahajanga

Possibilité 1 : Chaîne d'approvisionnement par charrettes

L'on enregistre la possibilité d'approvisionnement par charrettes lorsque le lieu de production n'est pas éloigné de la ville de consommation. Les bois utilisés peuvent provenir de la forêt naturelle pour 50 % des cas, de la savane pour 20 % des cas et des plantations pour 15 % des cas. Le circuit de distribution s'adresse directement aux consommateurs pour les 3/4 des produits tandis que 1/4 passent par les détaillants.

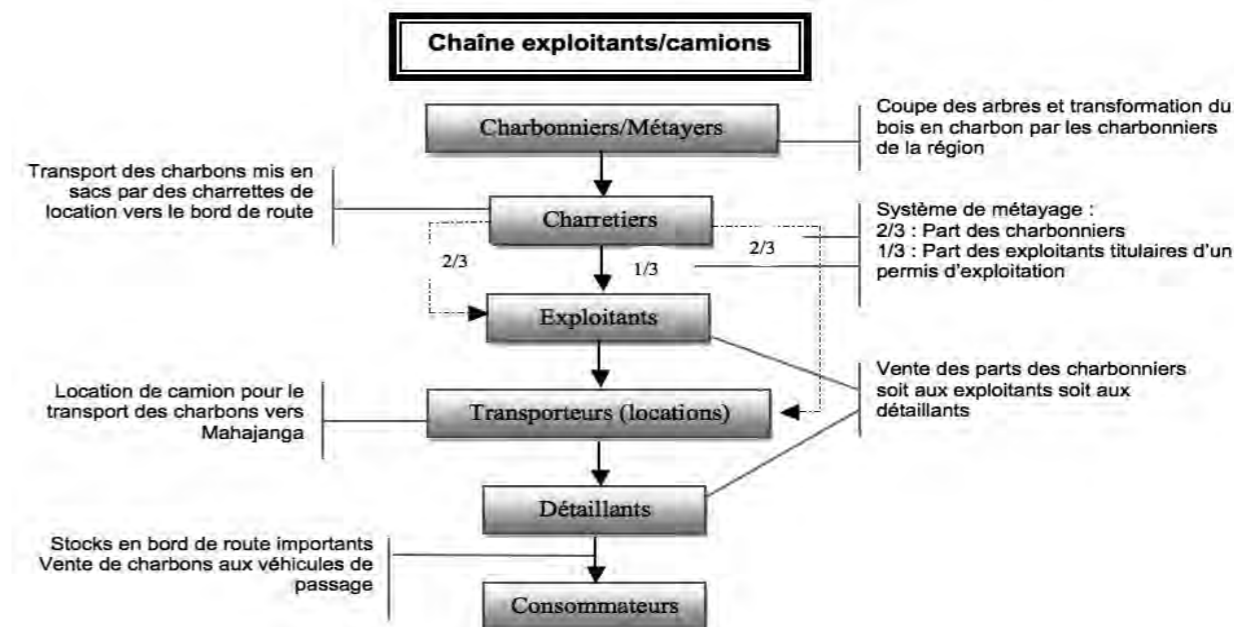


Source : SDAUBE, 1999

Figure 16. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon de Mahajanga par les charrettes

Possibilité 2 : Chaîne d'approvisionnement par les exploitants/camions

Les charbonniers sont des métayers qui gardent 2/3 des produits et cèdent le 1/3 au titulaire du permis d'exploitation. Les sacs de charbon sont transportés au bord de route par des charrettes et ensuite amenés en ville par des camions. Arrivée à destination, les stocks de charbon sont exposés en bord de route et vendus aux véhicules qui passent.

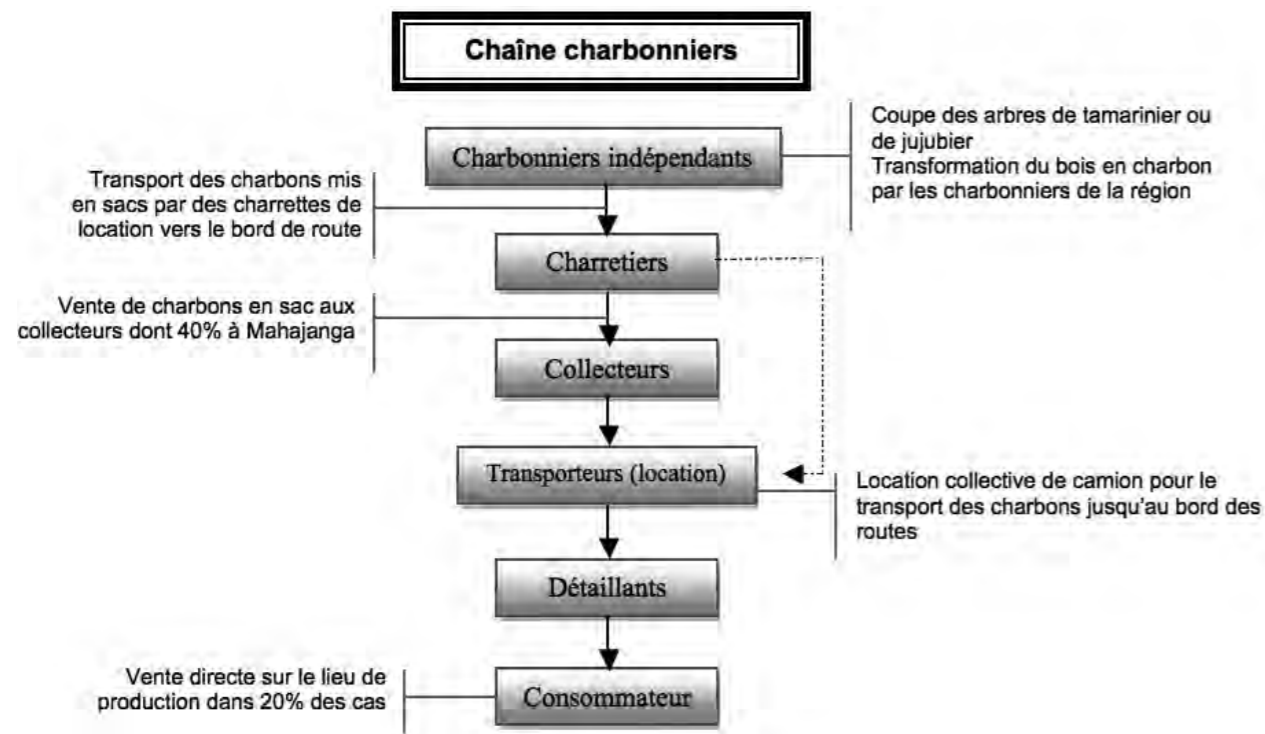


Source : SDAUBE, 1999

Figure 17. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon de Mahajanga par les exploitants/camions

Possibilité 3 : Chaîne d'approvisionnement par les charbonniers.

La production de charbon est effectuée par des charbonniers indépendants dans la région même. Les sacs de charbon sont transportés par des charrettes de location au bord de route qui sont achetés par des collecteurs pour 40% des produits et transportés vers les lieux de vente définitive (souvent au bord de la route dans les villes de destination) par location de camion. Les détaillants viennent s'y approvisionner ensuite, avant de revendre aux consommateurs les charbons au détail.

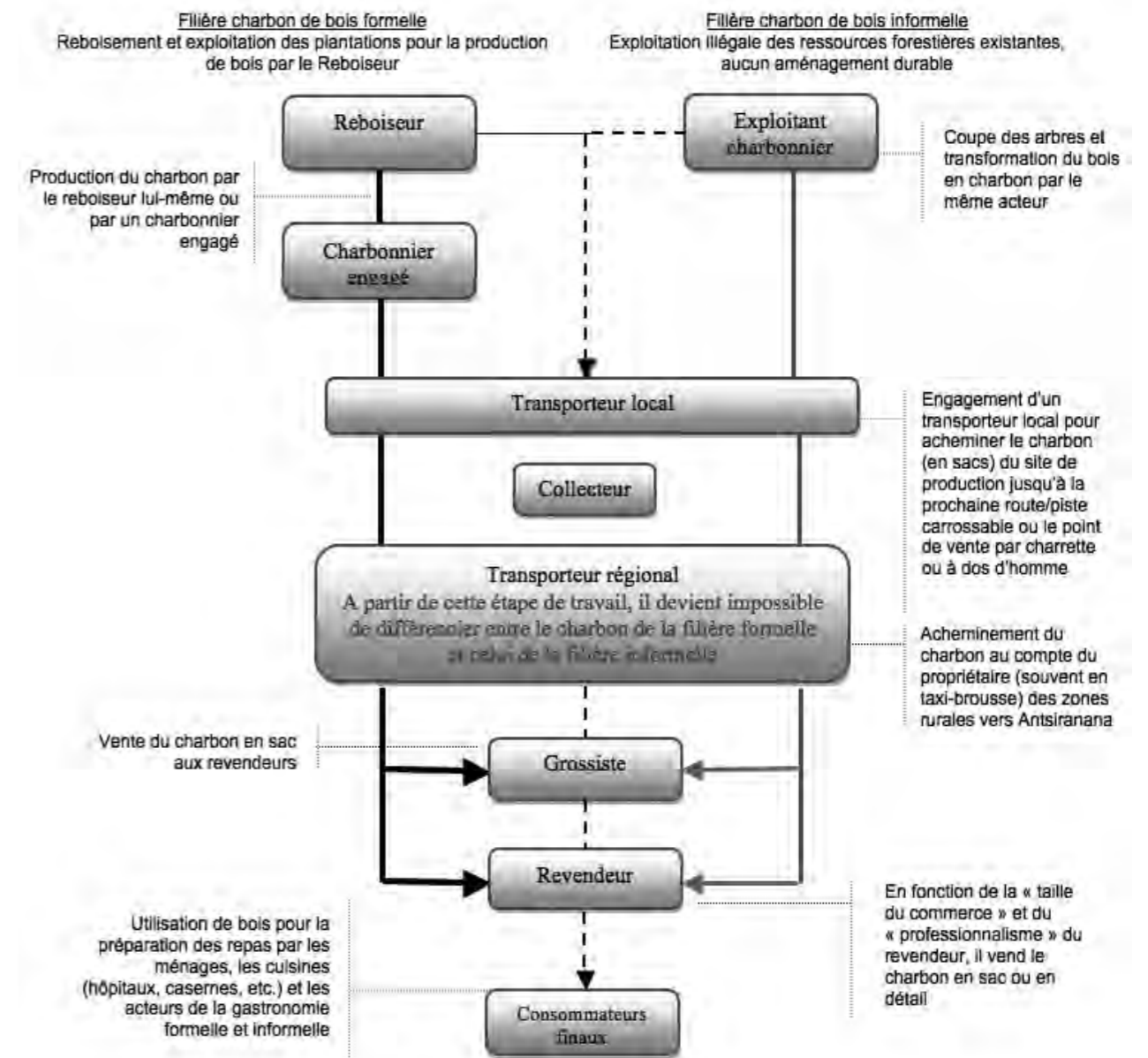


SDAUBE, 1999

Figure 18. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon de Mahajanga par les charbonniers indépendants

Cas de la ville d'Antsiranana

Le projet GIZ est arrivé à distinguer une filière charbon de bois formelle et une filière informelle. La filière formelle est pratiquée par les acteurs qui effectuent le reboisement d'arbres pour la production de bois. Ils engagent des charbonniers pour la fabrication de charbon. La filière informelle est pratiquée donc de manière illégale dans des ressources forestières existantes où aucune action d'aménagement durable n'est réalisée.



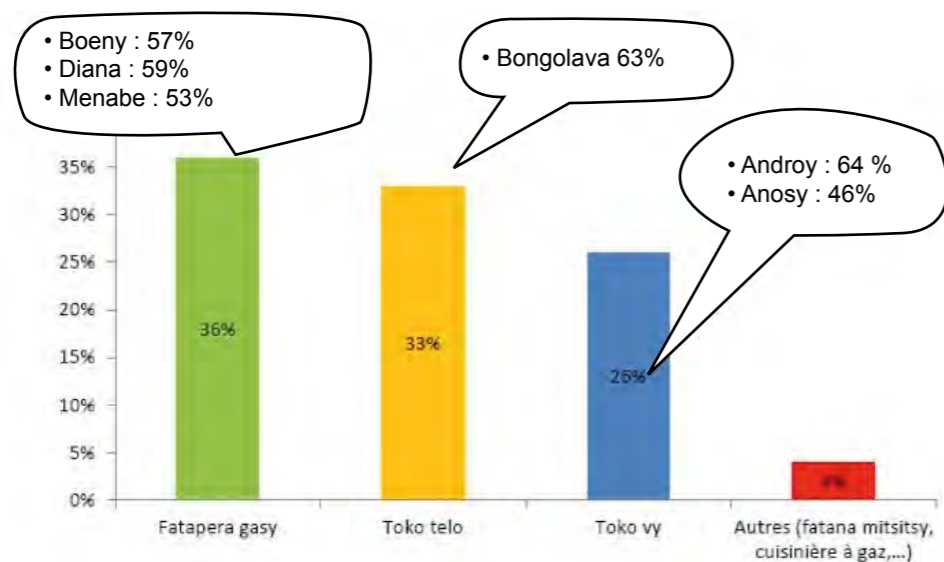
Source : GIZ, 2010

Figure 19. Schéma de la chaîne d'approvisionnement en charbon à Antsiranana

2.2.1.2 Les foyers à charbon

a. Types de cuiseurs

Comme illustre la figure ci-après, en se référant à la valeur moyenne nationale, une grande proportion des ménages dépend encore des cuiseurs traditionnels « fatapera gasy » avec une proportion de 36 % pour le charbon de bois tandis que pour le bois de chauffe, le recours au trépied « toko » de toute sorte reste la pratique la plus courante. Une faible adoption des foyers améliorés est constatée.



Source : WWF, Agence capsule, 2011

Figure 20. Les types de cuiseurs employés à Madagascar

b. Foyer à biomasse « Fatana Pipa »

Développé avec l'initiative de la Fondation Tany Meva, ce Foyer à biomasse est fabriqué en argile réfractaire, enveloppé de métal et muni d'une cheminée d'évacuation de la fumée. Ses principaux avantages résident sur la diminution de la consommation en biomasse ligneuse et de la diminution de la probabilité d'apparition de maladies notamment respiratoires.



Source : Fondation Tany Meva,

Cliché 6. Fatana Pipa

Plusieurs types de biomasse peuvent être utilisés pour faire fonctionner ce cuiseur à savoir épi de maïs, son de riz, copeaux et bois. Le fatana Pipa garantit une propreté permanente à l'intérieur de la maison suite à la réduction de l'émission de fumée et donc du gaz carbonique. En ce qui concerne la consommation, son usage permet d'économiser jusqu'à 68 % de bois par rapport au fatapera gasy. Actuellement, les utilisateurs sont les cantines scolaires, les ménages, les restaurateurs et les gargotiers répartis dans 3 régions de la grande île : Analamanga, Vakinankaratra et Atsimo Andrefana.

d. Foyers améliorés, ADES

Pour atténuer le recours à la biomasse ligneuse dans la région Atsimo Andrefana, l'ADES promeut 2 types de foyers dont l'un fonctionne au bois de chauffe « Oli B » tandis que l'autre fonctionne au charbon « Oli C » ; ils ont fait l'objet de lancement avec succès à partir de 2008 dans les localités d'intervention de l'ADES situées dans les régions Atsimo Andrefana, Menabe, Boeny



Source : ADES, 2012

Cliché 7. Foyers améliorés « OLI-b » et « OLI-c »

2.2.1.3 Quantification de la demande en charbon de bois

La région Analamanga constitue la plus grande demande en charbon de bois suivi par les régions Haute Matsiatra et Vakinankaratra. Ces régions sont approvisionnées principalement par des charbons fabriqués à partir de plantations d'arbres notamment l'Eucalyptus. Par contre, 9 régions dont Boeny et Atsimo Andrefana consomment du charbon à partir de forêts naturelles.

Tableau 14. Consommation de charbon de bois par région

Ressources	Région	Population consommateur 2012	Consommation charbon (t)	charbon équivalent en bois sec (m3)
Plantation	ANALAMANGA	1 523 290	167 562	1 407 520
	AMORON'I MANIA	44 677	4 915	41 282
	VAKINAKARATRA	563 800	62 018	520 951
	ALAO TRA MANGORO	108 222	11 904	99 997
	haute MATSIATRA	605 568	66 612	559 545
Mixte	ANOSY	39 874	4 386	47 370
	ATSINANANA	187 355	20 609	222 578
	DIANA	75 849	8 343	90 109
	VATOVAVY	61 765	6 794	73 376
Forêts Naturelles	MENABE	32 653	3 592	38 792
	MELAKY	9 637	1 060	11 448
	BOENY	140 921	15 501	167 414
	ATSIMO ANDREFANA	105 270	11 580	125 060
	IHOROMBE	16 625	1 829	19 751
	ATSIMO ATSIANANA	47 357	5 209	56 260
	SAVA	77 889	8 568	92 532
SOFIA	18 748	2 062	22 272	

Source : AIDES ; 2012 ; sur base FT M/BD 500

2.2.2 La demande en bois de chauffe

Le bois de chauffe est en grande partie collecté à titre gratuit. Toutefois, il existe des cas où l'approvisionnement s'effectue par voie marchande. Cela concerne surtout la fourniture des grandes villes où une part non négligeable de la population dépend encore du bois de chauffe comme source d'énergie de cuisson. Dans ce cas, plusieurs acteurs sont entrés dans la chaîne reliant l'amont et l'aval de la filière. L'illustration suivante montre l'exemple du fonctionnement de l'approvisionnement de quelques agglomérations urbaines de Madagascar.

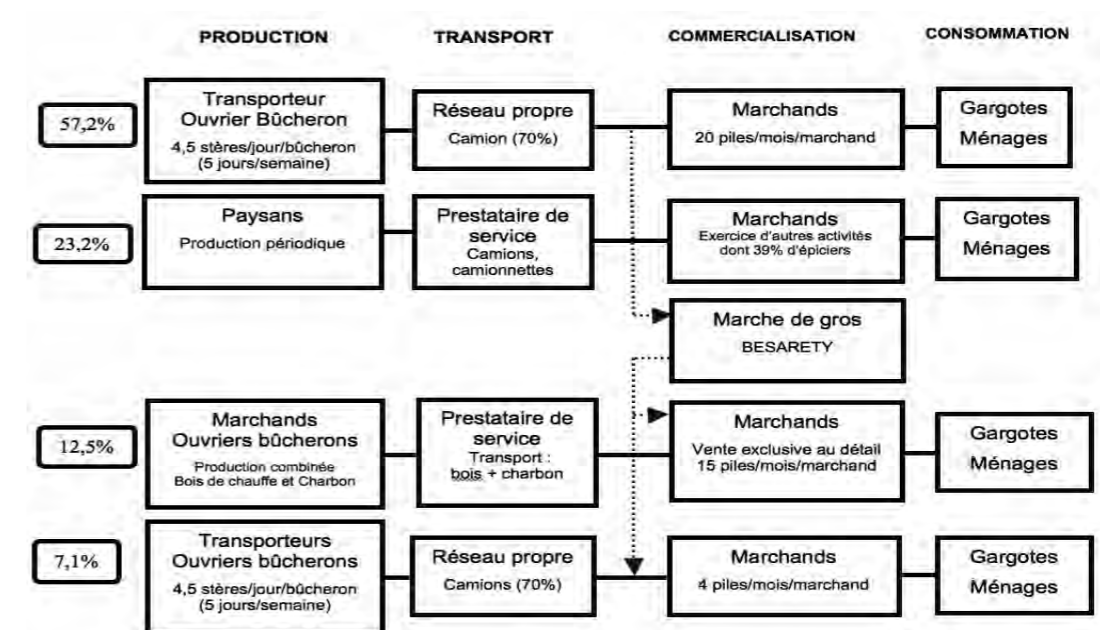
2.2.2.1 Les acteurs impliqués dans la filière bois de chauffe

a. Cas de la ville d'Antananarivo

L'approvisionnement en bois de chauffe pour la ville d'Antananarivo, est assuré pour 57,2 % des cas par des transporteurs/bûcherons et pour 23,2 % des cas par des paysans qui coupent le bois de chauffe périodiquement. La chaîne des transporteurs/bûcherons utilise un réseau de transport propre à eux qui aboutit aux consommateurs via un réseau de marchands spécialisés dans le commerce de Bois Energie. La chaîne avec les paysans passe par une location de transporteurs pour l'expédition des produits aux marchands qui vendent d'autres spéculations (épicerie) avant d'arriver aux consommateurs constitués par les ménages et les gargotes.



Cliché 8. Production de bois de chauffe dans les formations d'Eucalyptus, Région Alaotra Mangoro

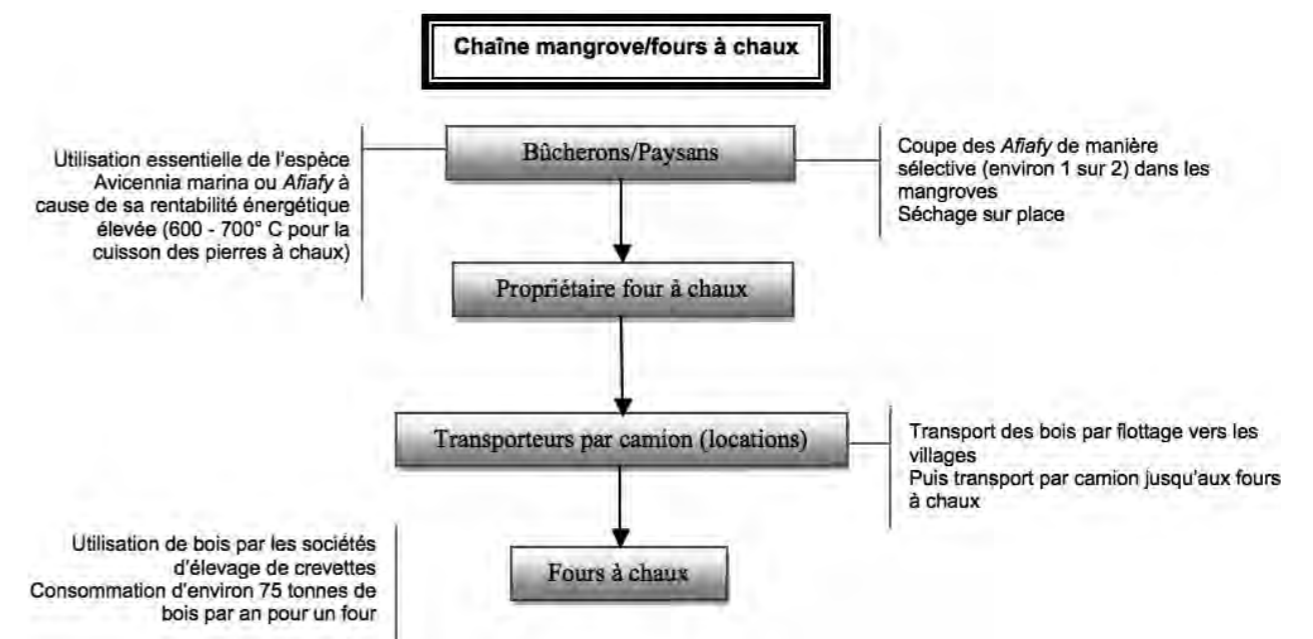


Source : RAMAMONJISOA B., 1993

Figure 21. Schéma de la chaîne d'approvisionnement de la ville d'Antananarivo

b. Cas de la ville de Mahajanga

Le bois de chauffe est destiné principalement à la cuisson de four à chaux pour l'élevage de crevette. Le bois est coupé par des bûcherons/paysans à partir des forêts de mangroves, notamment à partir de l'espèce *Avicennia marina* à cause de son aptitude à produire une forte chaleur. Le bois de chauffe est principalement livré à des propriétaires de fours à chaux qui font office de collecteurs. Ils évacuent ensuite les bois de chauffe vers les lieux d'élevage de crevettes.



Source : UPED

Figure 22. Schéma de la chaîne d'approvisionnement de la ville de Mahajanga en bois de chauffe

2.2.2.2 Quantification de la demande

Bien que pour la plupart des zones à Madagascar, la collecte de bois de chauffe s'effectue de manière non onéreuse, il existe des cas où l'on assiste à une vente surtout dans les zones urbaines et dans les zones dépourvues de ressources forestières. Le volume de bois qui rentre dans la transaction marchande représente près de 10 % de la consommation nationale totale.

Le ramassage de bois de chauffe à titre non onéreux représente plus de 90% en termes de volume total consommé. Une grande majorité de la population notamment rurale reste tributaire des ressources offertes gratuitement par la nature pour la cuisson domestique. Les acteurs sont constitués de ménages qui collectent le bois au fur et à mesure des besoins.

L'estimation a permis de conclure une consommation annuelle de 10 614 846 m³ par an de bois de chauffe pour les 22 régions de la grande île au titre de l'année 2012.



Cliché 9. Paysan ramenant son bois ramassé

Tableau 15. Consommation en bois de chauffe en milieux rural et urbain en 2012

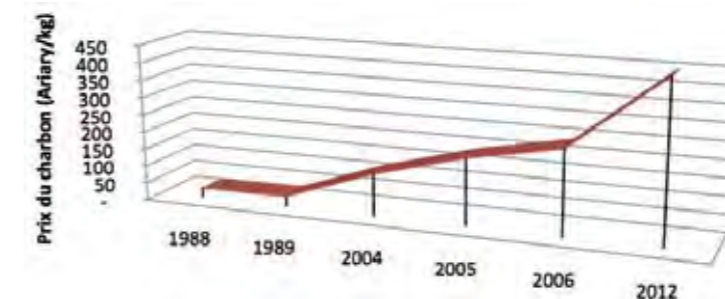
Régions	bois ramassé		bois acheté	
	Consommation urbain 2012 (m ³)**	Consommation rural 2012 (m ³)	Consommation urbain 2012 (m ³)	Consommation rural 2012 (m ³)
Analamanga	43 936	523 510	2 912	55 110
Vakinankaratra	35 364	673 969	3 579	33 509
Itasy	5 869	408 117	1 210	40 774
Bongolava	4 267	226 114	134	17 323
haute matsiatra	16 068	658 432	2 043	17 312
Amoron'imanina	7 265	374 369	365	1 199
Vatovavy	15 485	799 577	2 013	27 616
Ihorombe	3 746	108 047	225	2 146
Atsimo atsinanana	5 800	544 616	3 049	5 173
Atsinanana	21 233	589 292	4 205	11 835
Analanjirifo	12 581	502 074	3 819	15 882
Alaotra mangoro	6 600	638 903	1 757	51 176
Boeny	14 267	271 387	736	7 067
Sofia	6 600	638 903	494	18 504
Betsiboka	4 499	209 207	795	3 775
Melaky	5 890	144 179	623	1 115
Atsimo andrefana	22 972	523 236	2 613	102 834
Androy	15 994	439 613	3 554	23 848
Anosy	3 621	374 821	1 298	2 371
Menabe	8 010	291 444	1 058	7 549
Diana	9 822	227 468	639	623
Sava	7 368	677 425	1 407	7 616
TOTAL	277 256	9 844 703	38 528	454 358

Source : AIDES, 2012 ; EPM, 2010

** Le bois ramassé en milieu urbain concerne surtout les milieux périurbains

2.2.3 Variation des prix moyens du charbon

En absence de suivis permanents des prix sur les marchés du charbon, l'estimation s'est appuyée sur des données recueillies dans les différents documents concernant uniquement le prix dans la ville d'Antananarivo pour une raison de standardisation. De même, il s'agit du prix moyen de vente qui reste à utiliser avec précaution étant donné que plusieurs paramètres liés aux consommateurs, à la localisation des points de vente, à la provenance du charbon et à l'espèce utilisée, concourent à la formation de ce prix.



Source : Enquête AIDES, 2012

Figure : Evolution du prix du charbon en Ar/kg entre 1988 et 2012

L'inexistence d'informations plus précises n'a pas permis la conduite d'une analyse fine sur l'évolution des prix. Toutefois, l'on peut déduire de la figure que l'augmentation annuelle de prix était de 10 % entre 1988 et 1989, de 25 à 30 % entre 2004 et 2006, soit 15 % par an et de 45 % entre 2006 et 2012, soit environ 9 % par an. Entre 1988 et 2012, l'on a observé une fluctuation annuelle plus ou moins régulière qui varie sensiblement entre 9 et 15 %. De ces résultats, il semble que les pressions de la demande sur les ressources forestières ne sont pas encore ressenties de manière significative ; on suppose l'existence de sources inconnues de charbon à part les provenances habituelles localisées dans les anciennes plantations d'Eucalyptus et de pin.

3 Etat des lieux de l'offre et de la demande du sous-secteur Hydrocarbures

3.1 Etat des lieux de l'offre en Hydrocarbures

3.1.1 L'importation en Hydrocarbures

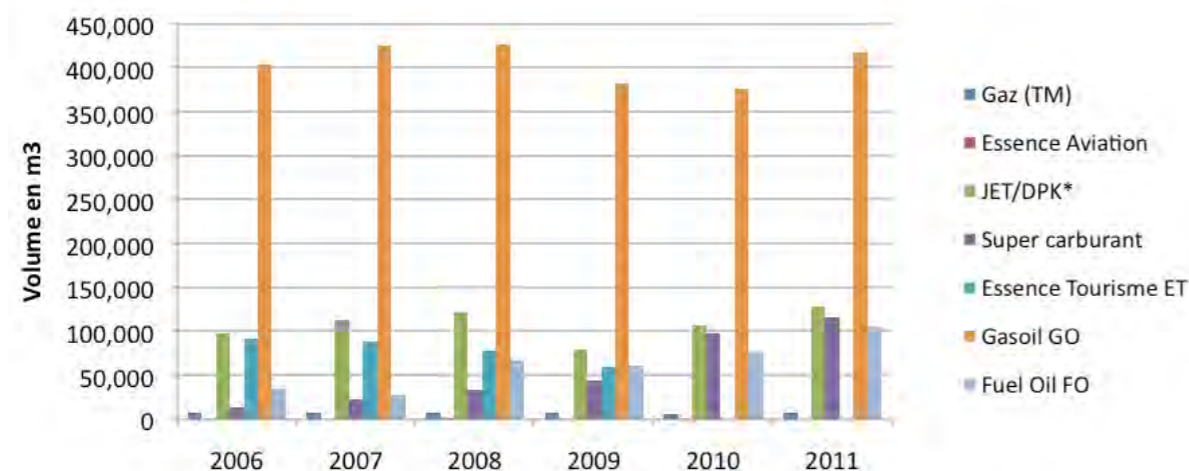
Madagascar importe la totalité des Produits Pétroliers dont il a besoin. Le pays n'est pas encore au stade d'exploitation des ressources pétrolières bien que de nombreuses prospections aient été menées à ce jour.

Le pays importe 7 types de Produits Pétroliers : Gaz, Essence super 95 (sans plomb), Gasoil, Pétrole lampant, Essence aviation, Fuel jet, Fuel oil.

Avant 2010, Madagascar importait 2 types d'essence : l'essence super 91 dénommé aussi essence tourisme et l'essence super 95. Depuis 2010, les opérateurs pétroliers n'ont plus importé que l'essence super 95.

Le volume de l'importation d'hydrocarbures n'a cessé d'augmenter depuis 2006. L'importation a atteint en 2008, 737 800 m³ et une légère baisse a été enregistrée en 2009 et 2010 mais l'importation a repris sa courbe ascendante en 2011 en se rapprochant de 777 902 m³.

L'importation est dominée en grande partie par le Gasoil qui représente 54 % des Produits Pétroliers importés.



Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

* JET/DPK : Jet Fuel et Pétrole Lampant

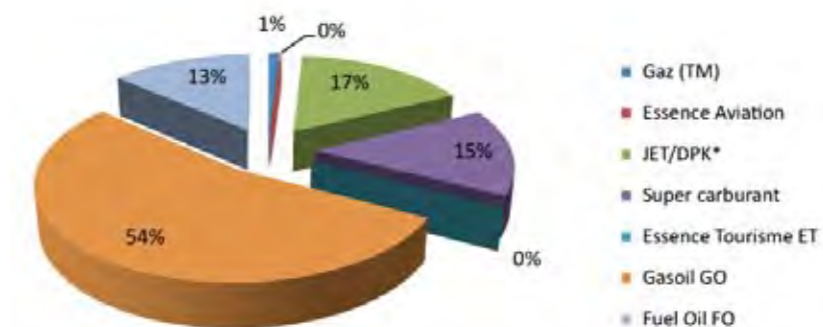
Figure 23. Evolution des importations en Hydrocarbures

Tableau 16. Evolution des importations en Produits Pétroliers (m³)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
GAZ	8 129	6 934	7 153	6 900	5 952	8 077
Essence Aviation	699	764	936	160	512	688
JET/DPK*	97 394	113 988	123 164	80 049	107 908	129 151
Super Carburant	13 333	23 012	33 267	44 621	98 067	116 447
Essence Tourisme	91 253	88 671	77 718	59 052	-	-
Gasoil	403 710	425 349	427 800	382 471	376 645	417 832
Fuel Oil	35 913	27 071	67 761	61 468	77 295	105 707
Produits Finis	650 430	685 789	737 800	634 722	666 378	777 902
Pétrole Brute	-	-	-	-	-	-
TOTAL	650 430	685 789	737 800	634 722	666 378	777 902

Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

* JET/DPK : Jet Fuel et Pétrole Lampant



Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

* JET/DPK : Jet Fuel et Pétrole Lampant

Figure 24. Part des 7 types de Produits Pétroliers par rapport à l'importation totale en 2011

3.1.2 La qualité des Produits Pétroliers

Les Produits Pétroliers commercialisés à Madagascar doivent répondre à certains critères de qualité. L'initiative d'introduire de nouveaux produits ou de modifier la spécification technique des Produits Pétroliers peut venir soit des opérateurs soit de l'administration. Dans tous les cas, la qualité des Produits Pétroliers utilisés à Madagascar est définie sur le plan technique avec l'OMH et officialisée par arrêté ministériel.

Tableau 17. Spécifications techniques du Gasoil utilisé à Madagascar en vigueur jusqu'à décembre 2012

Caractéristiques	Valeurs		Norme
	mini	maxi	
Couleur		3	ASTM D 1500
Densité à 15° C (Kg/l)	0,81	0,89	ASTM D 1298
Corrosion lame de cuivre (2h à 100° C)		1	ASTM D 130
Distillation à 365° C % (V/V)	90		ASTM D 86
Point final ° C		385	ASTM D 86

Caractéristiques	Valeurs		Norme
	mini	maxi	
Indice de cétane	48		ASTM D 976
Point d'éclair en vase clos (° C)	55		ASTM D 93
Point d'écoulement (° C)		3	ASTM D 976
Cendres % (m/m)		0,01	ASTM D 482
Conradson sur résidu % (m/m)		0,15	ASTM D 189
Eau % (V/V)		0,05	ASTM D 95
Sédiments % pds		0,01	ASTM D 473
Acidité forte (mgKOH/g)		Nulle	ASTM D 974
Acidité totale (mgKOH/g)		0,5	ASTM D 974
Soufre % pds		0,5	ASTM D 1552
Viscosité à 104°F (cST) [40° C]	1,6	5,7	ASTM D 445

Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

3.1.3 Les infrastructures

Madagascar importe la totalité des produits hydrocarbures dont il a besoin. Les Produits Pétroliers sont livrés généralement au port de Toamasina et stockés au terminal de Galana (GRT) qui possède une capacité totale de stockage de 135 900 m³. Les ports secondaires de Mahajanga et Antsiranana peuvent recevoir également des Produits Pétroliers.

Le terminal GRT constitue le principal dépôt de réception des produits importés. Le transport massif des Produits Pétroliers est effectué à partir du GRT vers les autres dépôts pétroliers à travers l'île (transfert inter-dépôts) par la société Logistique Pétrolière avec les transporteurs spécialisés des hydrocarbures. Les dépôts pétroliers sont au nombre de 22 répartis à travers l'île et disposent d'une capacité totale de stockage atteignant 234 723 m³. La distribution vers les 247 stations-services ou vers les dépôts des gros clients (transport pour livraison) est assurée par les camions citernes des distributeurs pétroliers eux-mêmes.

Tableau 18. Capacité de stockage du Galana Raffinerie Terminal (GRT)

Dépôts	Régions	Capacités Nominales m ³						
		SC	PL	GO	FO	JET	Naphta	Cumul
Terminal Toamasina	Atsinanana	14 100	7 800	53 000	28 000	9 500	23 500	135 900

Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

Tableau 19. Liste des dépôts pétroliers et leur capacité de stockage hors Galana Raffinerie Terminal (GRT)

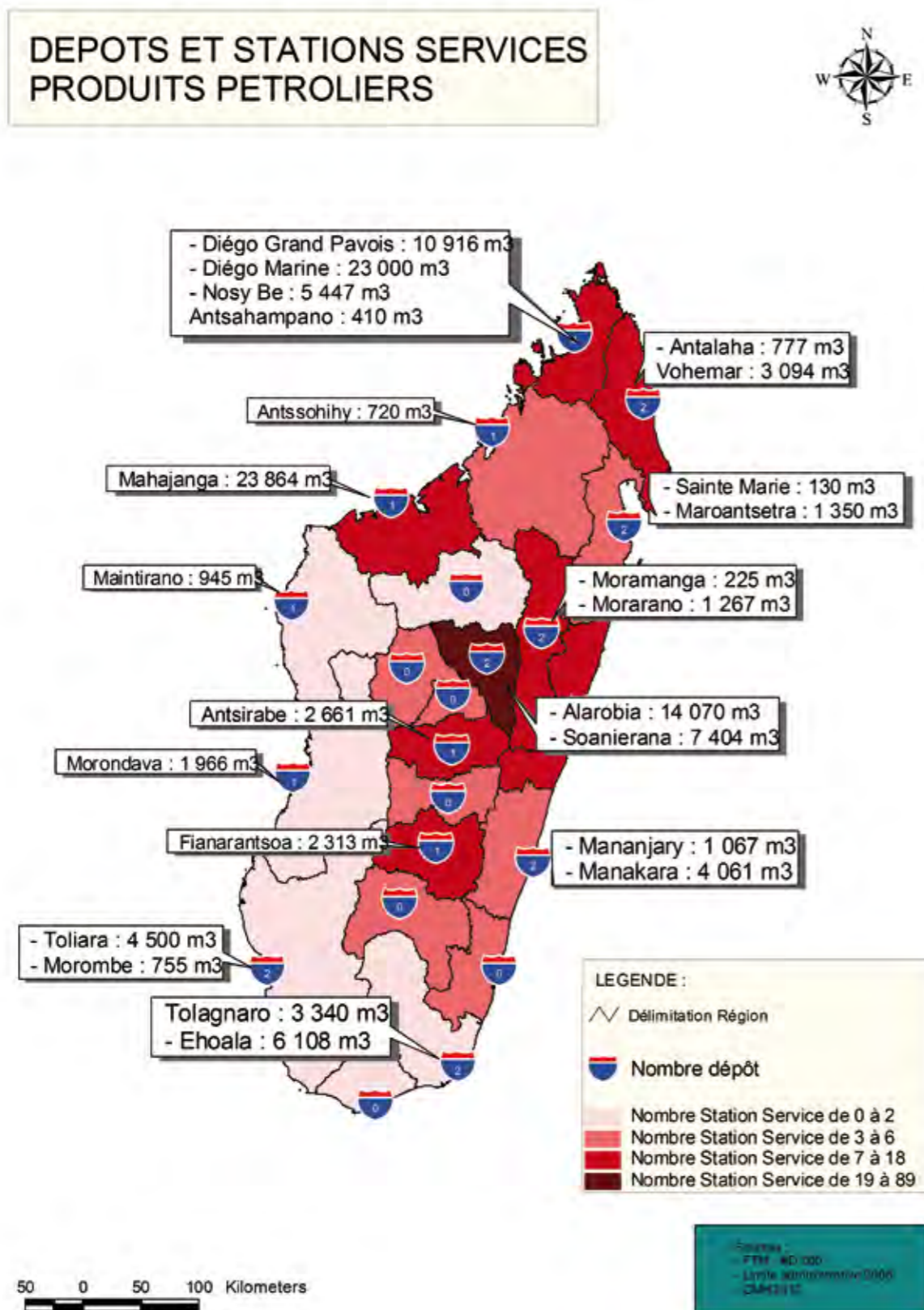
Provinces	Régionsz	Dépôts	Capacités Nominales (m ³)					Total
			SC	PL	GO	FO	JET	
Antananarivo	Analamanga	Alarobia	3 725	420	10 312	-	1 015	15 472
		Soanierana	1 400	411	5 500	-	-	7 311
	Vakinankaratra	Antsirabe	529	527	1 565	-	-	2 621
Antsiranana	Diana	Diego Grand Pavois	1 468	1 054	7 362	1 424	2 142	13 450
		Diego Marine	-	-	10 456	12 294	-	22 750
		Nosy Be	2 238	684	2 242	-	1 373	6 537
	Sava	Antsahampano	117	87	200	-	-	404
		Antalaha	-	40	360	-	-	400
		Vohemar	1 227	522	1 346	-	-	3 095
Fianarantsoa	Haute Matsiatra	Fianarantsoa	520	367	1 344	-	-	2 231
		Vatovavy Fitovinany	-	344	556	-	-	900
		Manakara	540	1 220	2 440	-	-	4 200
Mahajanga	Boeny	Mahajanga	3 346	2 366	14 228	3 279	4 500	27 719
		Melaky	100	90	707	-	45	942
		Sofia	-	170	460	-	-	630
Toamasina	Alaotra Mangoro	Moramanga	40	26	192	-	-	258
		Morarano	172	100	1 007	-	-	1 279
		Tolagnaro	348	348	2 556	-	348	3 600
Toliara	Anosy	Ehoala	-	-	3 018	5 908	-	8 926
		Toliara	2 387	601	2 543	-	318	5 849
	Atsimo Andrefana	Morombe	84	300	454	-	-	838
		Morondava	420	306	2 460	-	-	3 186
	Menabe							
Total			18 661	9 983	71 308	22 905	9 741	132 598

Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

Tableau 20. Capacité de stockage globale Madagascar (m3)

Dépôts	Capacités Nominales m ³							
	SC	PL	GO	FO	JET	Gaz	Naphta	Cumul
Madagascar	14 100	17 783	124 308	50 905	21 857	5 770	23 500	234 723

Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012



Carte 5. Distribution des dépôts pétroliers et des stations services à Madagascar

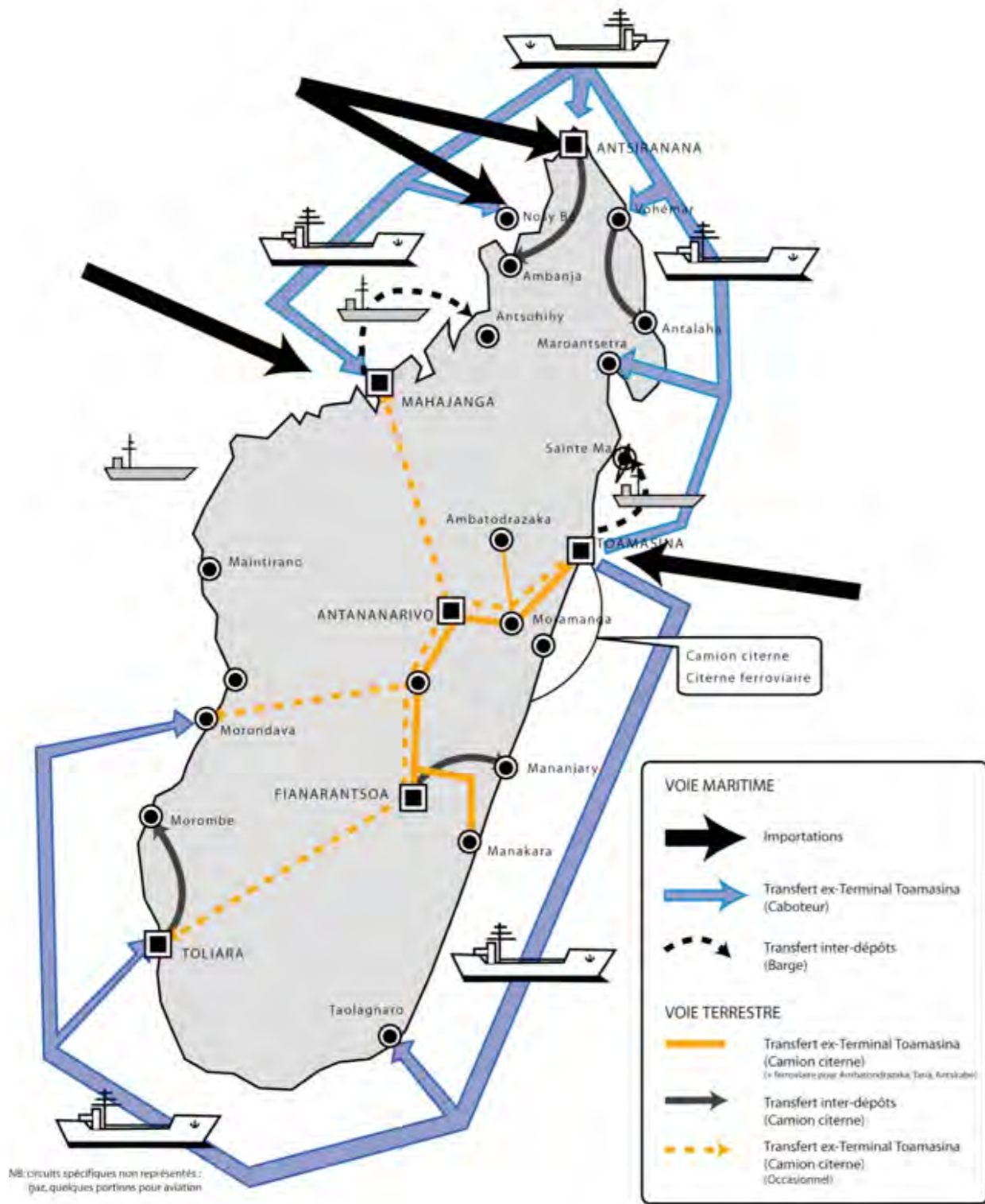
Tableau 21. Liste et répartition régionale des stations services

Provinces	Régions	SS ex-Solima	Nouvelle SS	Nombre/région
Antananarivo	Analamanga	63	24	87
	Bongolava	2	1	3
	Itasy	6	0	6
	Vakinankaratra	13	4	17
	Sous-totaux	84	29	113
Antsiranana	Diana	11	5	16
	Sava	7	4	11
	Sous-totaux	18	9	27
Fianarantsoa	Aoron'i Mania	5	0	5
	Atsimo Atsinana	3	1	4
	Haute Matsiatra	9	1	10
	Ihorombe	1	3	4
	Vatovavy Fitovinany	3	0	3
	Sous-totaux	21	5	26
Mahajanga	Betsiboka	1	1	2
	Boeny	6	4	10
	Melaky	1	0	1
	Sofia	1	4	5
	Sous-totaux	9	9	18
Toamasina	Alaotra Mangoro	8	4	12
	Analanjirifo	1	3	4
	Atsinana	12	6	18
	Sous-totaux	21	13	34
Toliara	Androy	2	1	3
	Anosy	4	3	7
	Atsimo Andrefana	7	6	13
	Menabe	3	3	6
	Sous-totaux	16	13	29
TOTAL		169	78	247

Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

3.1.4 Le mode de transport des Produits Pétroliers

Selon la figure ci-après, les produits sont transportés par voie terrestre, ferroviaire pour les hautes terres: Antananarivo, Antsirabe, Fianarantsoa, les régions Ambatondrazaka, la région Sud Est. Ils sont transportés à partir de Toamasina vers les dépôts côtiers par voie maritime avec deux caboteurs pour les zones Nord et Sud et avec des chalands pour les zones d'Antsohihy et Maintirano.



Source : Infos clés sur l'aval Pétrolier OMH, 2011-2012

Carte 6. Circuit pour le transport des Produits Pétroliers

3.1.5 Les opérations autorisées dans la chaîne d'approvisionnement

Les opérations entrant dans la chaîne d'approvisionnement des Produits Pétroliers sont les suivants :

- L'importation des hydrocarbures
- Le stockage des hydrocarbures
- Le transport des hydrocarbures
- La distribution des hydrocarbures

Le secteur des Produits Pétroliers évolue dans un contexte de libéralisation à Madagascar et reste donc ouvert à toutes personnes physiques ou morales de nationalité malagasy. Néanmoins, la réglementation requiert la possession de licence pour pouvoir exercer ces opérations. Une société peut posséder plusieurs licences. On dénombre 11 sociétés qui sont autorisées à effectuer au moins une de ces opérations. En outre, on recense 17 sociétés ayant une licence pour l'importation de lubrifiants.

Tableau 22. Liste des sociétés titulaires de licences pour les opérations sur les Produits Pétroliers

Titulaires	Types	Titulaires	Types
ODP	Distribution de carburant et combustibles	MOCOHO GAS	Distribution gaz
	Distribution gaz		Transport d'hydrocarbures par pipeline
	Exportation d'hydrocarbures		Transport gaz
	Importation de lubrifiante	MPICS	Distribution de carburant et combustibles
Importation d'hydrocarbures	Importation d'hydrocarbures		
Importation gaz	MYD ENERGY		Distribution de carburant et combustibles
Transport d'hydrocarbures par pipeline		Distribution gaz	
Transport routier d'hydrocarbures		Exportation d'hydrocarbures	
Stockage d'hydrocarbures		Importation de lubrifiante	
ORT	Raffinage	TOTAL	Importation d'hydrocarbures
	Stockage off-shore d'hydrocarbures		Transport routier d'hydrocarbures
	Stockage gaz		Distribution de carburant et combustibles
	Transport d'hydrocarbures par pipeline	Distribution de produit aviation	
JOVENNA	Distribution de carburant et combustibles	VITOGAZ	Distribution gaz
	Distribution de produit aviation		Exportation d'hydrocarbures
	Exportation d'hydrocarbures		Importation de lubrifiante
	Importation de lubrifiante		Importation d'hydrocarbures
	Importation d'hydrocarbures		Stockage gaz
	Transport routier d'hydrocarbures		Transport d'hydrocarbures par pipeline
LP SA	Stockage d'hydrocarbures	M.O.C.O.	Transport gaz
	Transport d'hydrocarbures par pipeline		Transport routier d'hydrocarbures
	Transport ferroviaire d'hydrocarbures		Stockage gaz
	Transport gaz		Transport d'hydrocarbures par pipeline
MEIGS	Transport maritime d'hydrocarbures	MEIGS	Transport gaz
	Transport routier d'hydrocarbures		Distribution de carburant et combustibles
	Transport d'hydrocarbures par pipeline		Importation d'hydrocarbures

Source : Infos clé, OMH, 2012

3.2 Etat des lieux de la demande en Hydrocarbures

3.2.1 Présentation des catégories de consommateurs et la destination finale des produits

Les Produits Pétroliers ciblent plusieurs catégories de consommateurs à Madagascar et possèdent plusieurs usages en tant que carburant pour alimenter les moteurs et combustible pour alimenter les brûleurs de foyers pour la cuisson, l'éclairage ou les chaudières.

Les catégories de consommateurs sont : les ménages, les industries, le secteur du transport, les entreprises de construction et BTP, le secteur de l'hôtellerie et de la restauration, le secteur de la pêche, le secteur de l'Énergie.

Le gasoil constitue l'hydrocarbure qui est le plus utilisé à Madagascar. Le secteur du transport constitue l'un des gros consommateurs de gasoil en tant que carburant. Mais l'on enregistre aussi l'utilisation du gasoil dans le secteur de la production d'Énergie pour alimenter les groupes électrogènes afin de produire de l'Électricité. Les industries utilisent aussi parfois le gasoil comme combustible pour alimenter les chaudières.

Tableau 23. Les catégories de consommateurs utilisant les hydrocarbures comme carburant ou combustible

Types d'hydrocarbures	Hydrocarbures utilisées en tant que	
	Carburant	Combustible
Pétrole Lampant	Transport aérien	Ménage
Gasoil	Transport terrestre Transport ferroviaire Transport maritime Entreprise de construction & BTP	Industries pour alimenter les chaudières Producteurs d'Électricité
Fuel oil		Producteurs d'Électricité

3.2.2 Répartition régionale de la consommation

La consommation en Produits Pétroliers au niveau régional est basée sur la quantité de produits distribués à partir des 22 dépôts pétroliers répartis à travers l'île. Au niveau national, la consommation totale se rapproche en effet de la quantité importée.

3.2.2.1 La consommation de Fuel oil

Le fuel oil cible en particulier le secteur de la production d'Énergie électrique car le fuel oil est destiné principalement à alimenter les centrales thermiques fonctionnant au fuel oil. Les zones qui consomment le fuel oil en grande quantité sont Antananarivo, Toamasina, Taolagnaro. Certaines industries utilisent également le fuel oil.

Tableau 24. Volume de fuel oil distribué à partir des dépôts régionaux (m³)

Dépôt	2007	2008	2009	2010
Ambanja Antsahampano	144	0	0	0
Antananarivo	13 970	34 141	48 785	14 894
Antsirabe	6 315	4 234	7 448	2 169
Antsiranana	2 936	8 676	2 537	2 240
Fianarantsoa	60	150	0	0
Mahajanga	1 776	1 438	1 308	754
Morondava	0	0	0	14
Taolagnaro	0	0	5 060	12 599
Toamasina (Terminal)	5 828	13 443	2 469	58 445
Toliara	0	27	0	32
Total général	31 030	62 109	67 606	91 146

Source : OMH, 2012

3.2.2.2 La consommation de Pétrole Lampant

La consommation de pétrole lampant connaît une hausse progressive pour atteindre 51 622 m³ en 2010. En effet, le pétrole lampant cible généralement les ménages dont 80% d'entre eux s'en servent comme source d'éclairage. En outre, une partie des ménages l'utilise aussi comme combustible pour la cuisson. Les zones d'Antananarivo, les zones rurales desservies par le dépôt d'Antananarivo jusque dans l'Itasy et Bongolava constituent les principales zones de consommation de pétrole lampant avec 20 % du volume total distribué. Les zones desservies par les dépôts de Fianarantsoa, Toamasina, Antsirabe Mahajanga représentent chacun entre 6 % à 12 % de la consommation totale dont la tendance continue vers la hausse.

Tableau 25. Volume de pétrole lampant distribué à partir des dépôts régionaux (m³)

Zones de dépôt	2007	2008	2009	2010
Antananarivo	9 916	10 007	10 113	10 146
Fianarantsoa	4 315	4 392	5 094	6 077
Toamasina (Terminal)	4 018	3 730	3 769	5 715
Antsirabe	3 170	3 285	3 835	4 596
Mahajanga	2 812	2 980	2 987	3 384
Antalaha	1 721	1 909	2 477	2 680
Toliara	2 520	2 420	2 641	2 626
Manakara	2 319	2 252	2 529	2 525
Antsohihy	1 693	1 361	1 793	2 517
Antsiranana	1 228	1 298	1 271	1 842
Ambanja Antsahampano	1 400	1 343	1 489	1 620
Morarano Chrome	1 548	1 431	1 546	1 591
Moramanga	605	523	549	1 174
Taolagnaro	1 045	1 025	1 073	1 064
Vohémar	1 234	1 094	1 128	965
Morondava	906	886	891	895
Mananjary	631	684	687	716
Nosy be	394	404	374	507
Maroantsetra	643	485	495	496
Maintirano	172	214	244	259
Morombe	121	130	122	116
Sainte Marie	182	147	116	112
Total général	42 593	41 997	45 221	51 622

Source : OMH

3.2.2.3 La consommation de Gasoil

Le gasoil constitue le Produit Pétrolier le plus consommé à Madagascar avec 387 000 m³ en 2010. Les zones approvisionnées à partir des dépôts d'Antananarivo consomment 33 % du volume total. Les zones comprenant les grandes villes comme Mahajanga, Antsirabe, Toliara, Antsiranana consomment entre 5 % à 10 % du volume total de gasoil à Madagascar. L'un des plus importants utilisateurs est constitué par le secteur du transport terrestre, notamment les professionnels du transport en commun et des marchandises. En effet, les parcs automobiles de ces professionnels sont à majorité, des véhicules à moteur diesel. En plus, les villes côtières comme Toamasina, Mahajanga et Antsiranana possèdent comme consommateurs de gasoil, à part les véhicules du transport terrestre, les bateaux du transport maritime et du secteur de la pêche. En outre, le gasoil distribué dans toutes les zones couvertes par les dépôts, est utilisé aussi par le secteur de la production d'Énergie électrique en alimentant les centrales thermiques installées dans les chefs-lieux de districts et dans les communes.

Tableau 26. Volume de gasoil distribué à partir des dépôts régionaux (m³)

Dépôt	2007	2008	2009	2010	2011 (janv-sept)
Ambanja Antsahampano	4 205	4 172	5 883	5 674	4 508
Antalaha	5 670	5 996	7 146	7 705	6 065
Antananarivo	140 423	130 709	120 239	129 411	98 671
Antsirabe	24 333	24 769	20 227	20 778	15 811
Antsiranana	27 137	26 468	25 108	22 226	16 711
Antsohihy	9 054	5 477	5 779	6 600	5 183
Fianarantsoa	18 176	16 570	14 385	14 783	11 267
Mahajanga	46 856	48 144	33 389	29 556	27 159
Maintirano	2 703	1 698	1 734	1 963	949
Manakara	5 955	6 447	5 370	5 261	4 738
Mananjary	1 255	1 446	1 719	2 456	1 735
Maroantsetra	1 005	1 115	1 219	1 240	689
Moramanga	9 127	16 072	19 551	17 314	10 326
Morarano Chrome	11 834	11 866	11 282	12 705	9 016
Morombe	585	612	754	741	408
Morondava	7 881	7 878	8 123	9 452	9 409
Nosy be	11 493	12 244	9 409	10 341	8 107
Sainte Marie	1 439	1 361	1 420	1 457	1 270
Taolagnaro	16 695	19 293	20 359	14 991	14 897
Toamasina (Terminal)	40 164	51 655	49 340	50 409	48 258
Toliara	19 517	18 250	18 430	20 255	15 862
Vohémar	4 175	3 433	2 865	2 620	2 067
Total général	409 680	415 676	383 730	387 938	313 108

Source : OMH

3.2.2.4 La répartition de la consommation selon les catégories d'utilisateurs**a. Le secteur de la production d'Énergie électrique**

La production d'Énergie électrique constitue un secteur qui consomme du carburant afin d'alimenter les centrales thermiques réparties dans le pays.

En effet, la production d'Énergie électrique dans la majorité des localités à Madagascar est encore assurée par des centrales thermiques qui sont essentiellement exploitées par la JIRAMA et quelques entreprises privées.

Le combustible utilisé est constitué soit par du gasoil soit par du fuel oil. La consommation de gasoil pour la production d'Énergie électrique croît progressivement depuis 2009 de 46 000 m³ à 56 000 m³ en 2011 représentant 13 % de la consommation nationale, tandis que la consommation en fuel oil a connu une augmentation rapide depuis 2007 avec l'installation et l'exploitation des centrales thermiques fonctionnant au fuel oil pour atteindre en 2011, 87 000 m³ représentant 80 % de la consommation nationale en fuel oil.

Tableau 27. Volume de carburant consommé pour la production d'Énergie électrique (m³)

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasoil	65 337	64 422	73 858	80 962	86 106	87 090	80 613	62 471	46 440	51 007	56 571
Groupe Jirama	55 659	52 684	57 443	56 244	54 903	48 267	39 730	43 465	37 558	44 068	49 583
Groupe privé	9 678	11 738	16 415	24 718	31 203	38 823	40 883	19 006	8 882	6 939	6 988
Fuel oil	11 953	7 050	9 842	10 375	7 238	6 053	10 455	44 384	48 025	72 425	87 881

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Groupe Jirama	11 953	7 050	9 842	10 375	7 238	6 053	9976	30 152	20 680	38 599	51 220
Groupe privé	0	0	0	0	0	0	479	14 232	2 7345	33 826	36 661

Source : JIRAMA

b. Le secteur de la télécommunication

Le secteur de la télécommunication consomme du gasoil afin d'alimenter les groupes électrogènes qui font fonctionner les antennes assurant la mise en réseau du système de télécommunication. Les données de l'OMERT ont enregistré 1 112 antennes de communication à travers l'île en 2011. Mais à cause du prix du gasoil et de la difficulté d'approvisionnement, les opérateurs téléphoniques ont progressivement basculé vers l'utilisation de panneaux solaires ; les groupes sont utilisés comme source secondaire d'Électricité afin de suppléer en cas d'insuffisance de puissance ou d'arrêt de fonctionnement des panneaux photovoltaïques. Les groupes fonctionnent en moyenne 4 h à 8h par jour. L'étude sur l'évaluation des besoins en agrocarburant menée par WWF en 2011, a montré une consommation de 2 190 m³ pour l'année 2010.

c. Le secteur de la construction et du BTP

Le secteur de la construction et du BTP utilise le gasoil afin d'alimenter les différents engins destinés à la construction de bâtiment et de routes. Le recensement des entreprises dans la construction toute taille confondue, s'élève à 3 555 unités d'après les résultats de l'enquête auprès des entreprises réalisées par INSTAT en 2005.

Le secteur BTP a connu un accroissement de leur activité entre 2002 et 2009 grâce à l'existence de plusieurs travaux de construction, notamment la construction de route lancée par l'Etat. Depuis 2009, les activités du secteur ont diminué à cause de la crise qui a arrêté les différents financements dans la construction des infrastructures. L'étude sur l'évaluation des besoins en agrocarburant réalisée par WWF en 2011, a montré une consommation de gasoil auprès des entreprises significatives en BTP estimée à 7 200 m³ en 2010, ce qui représente moins de 1,8 % de la consommation totale en gasoil la même année. Mais il faut signaler qu'en période où les marchés de la construction sont en expansion comme ce fut le cas durant les années 2003-2006, la consommation en gasoil a augmenté d'une manière significative. A cette période où d'important investissement public a été mis en œuvre, la société COLAS, à elle seule, a vu sa consommation dépasser les 10 000 m³ par an.

d. Les entreprises du secteur des mines et industries extractives

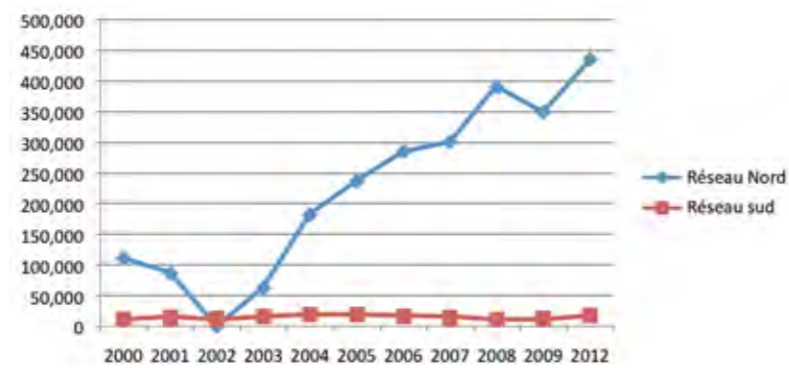
Les entreprises minières formelles recensées sont au nombre de 180. Les grandes entreprises et les PME de ce secteur constituent les principaux consommateurs d'Énergie du fait de l'utilisation de matériels, et engins pour l'extraction et le transport de minerai, le découpage et la taille des pierres. Les entreprises minières telles que QMM (pour l'illeménite), Gallois (pour le graphite) et Ambatovy (pour le cobalt et nickel) en sont des exemples de ces grands consommateurs.

e. Le secteur du transport**i. Le sous-secteur du transport ferroviaire**

Madagascar possède 2 réseaux :

- Le réseau nord avec :
 - o l'axe Antananarivo - Antsirabe
 - o l'axe Antananarivo - Toamasina et Moramanga - Lac Alaotra
- Le réseau sud avec l'axe Fianarantsoa - Manakara

Ces lignes sont exploitées par 2 sociétés : Madarail et RNCM-FCE. Le transport ferroviaire fait preuve d'un dynamisme certain notamment le réseau nord avec une augmentation du trafic de marchandises qui a quadruplé en 10 ans. Celui du réseau sud reste fluctuant au gré des années ne dépassant pas 20 000 tonnes par an. Globalement, avec le niveau actuel, le trafic ferroviaire reste encore loin d'être saturé. Le réseau ferroviaire de Madagascar utilise 16 locomotives fonctionnelles qui sont alimentées par du gasoil dont la consommation reste modeste pour le moment car elle ne représente que moins de 0,8 % de la consommation totale de gasoil en 2011. En effet, la consommation de gasoil dépend du niveau d'utilisation des locomotives et donc du volume du trafic.



Source : Ministère du transport, 2012

Figure 25. Evolution du trafic de marchandises pour les réseaux ferroviaires (en tonnes)

Tableau 28. Evolution du trafic des marchandises pour les réseaux ferroviaires (en tonnes)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Réseau Nord	110 636	86 455	0	62 425	182 490	236 455
Réseau sud	11 376	14 827	12 869	15 429	18 706	19 269
Total	124 012	103 283	14 871	79 857	203 200	257 729
	2006	2007	2008	2009	2012	
Réseau Nord	284 433	300 566	390 438	348 811	435 656	
Réseau sud	16 260	14 688	11 062	12 660	17 340	
Total	302 699	317 261	403 508	363 480	455 008	

Source : Ministère du transport, 2012

Tableau 29. Consommation de gasoil du secteur ferroviaire (m³)

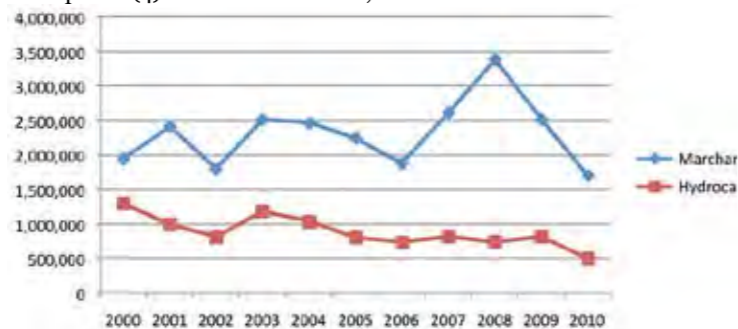
	2009	2010	2011
Total	2.960	3.240	3.660

Source : Madarail, FCE, 2011

ii. Le sous-secteur du transport maritime

Le transport maritime constitue un utilisateur important de gasoil dont la consommation représente 7 % à 10 % de la consommation nationale pour un volume tournant autour de 30 000 m³ à 40 000 m³ suivant le niveau d'activité du secteur. La moitié de cette consommation est destinée aux bateaux de pêche qui travaillent dans les eaux territoriales de Madagascar. Ceux-ci dépensent en moyenne 17 000 m³/an de gasoil.

Le trafic de marchandises pour le secteur maritime reste assez stable sur les dix dernières années en oscillant autour de trois (3) millions de tonnes et quatre (4) millions de tonnes ; d'où une certaine stabilité sur la consommation de gasoil.



Source : Ministère du transport, 2012

Figure 26. Evolution du trafic de marchandises du secteur maritime (en tonnes)

Tableau 30. Evolution du trafic de marchandises du secteur maritime (en tonnes)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Marchandises	1 944 815	2 403 834	1 793 363	2 502 850	2 462 568	2 236 028
Hydrocarbures	1 294 131	985 139	803 761	1 178 379	1 031 569	801 169
	2006	2007	2008	2009	2010	
Marchandises	1 873 547	2 602 059	3 377 424	2 507 205	1 700 969	
Hydrocarbures	731 292	814 374	733 198	814 476	500 530	

Source : Ministère du transport, 2012

Tableau 31. Volume (m³) du soutage dans les ports de Madagascar

Dépôts de sortie	2008			2009		
	Soutes locales	Soutes internat°	Total soutes	Soutes locales	Soutes internat°	Total soutes
Terminal Tamatave	5 076	851	5 927	6 119	269	6 388
Mahajanga	9 870	555	10 425	6 231	473	6 704
Maintirano	28		28	3		3
Diego GP	832	125	957	297	166	463
Diego marine	534	13 770	14 304	281	12 789	13 070
Vohémar	8		8	2		2
Nosy Be	1 954	23	1 978	817	139	956
Toliara	920	222	1 142	171	237	408
Taolagnaro	121		121	84		84
Morondava	193		193	196		196
Total	19 536	15 546	35 082	14 201	14 073	28 274

Source : APMF, 2011

iii. Le sous-secteur du transport terrestre (particulier, collectif, marchandises)

Ce sous-secteur constitue la plus grande catégorie de consommateurs de gasoil à Madagascar. En 2009, le parc automobile immatriculé à Madagascar est évalué à plus de 514 000 véhicules dont 67 % sont diesel.

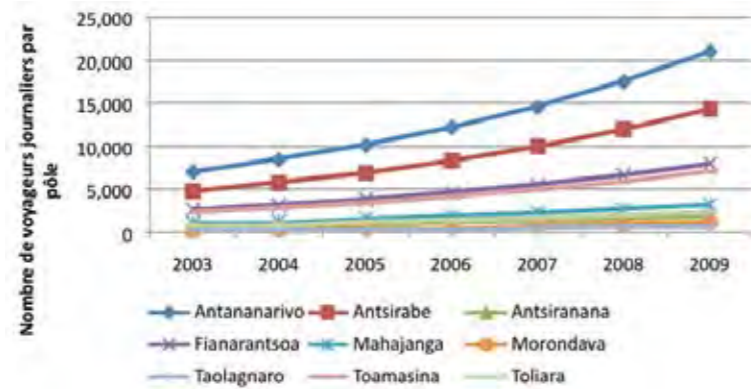
Il reste encore difficile d'évaluer avec exactitude la part de la consommation pour le sous-secteur du transport terrestre même au niveau de l'OMH par rapport à la consommation nationale. Mais en soustrayant la consommation vérifiable et mesurable pour le secteur du transport maritime (10 % de la consommation), le secteur de l'Electricité (13 % de la consommation), et en considérant que la consommation du secteur de BTP, du transport ferroviaire, et de la télécommunication ne dépasse pas encore 2 % de la consommation totale, la part de la consommation du sous-secteur transport (voiture particulière, voiture en commun, véhicules transporteurs de marchandises) représente en moyenne 75 % de la consommation de gasoil. L'augmentation de la demande en gasoil est en grande partie due à l'augmentation du parc automobile dans le pays ainsi qu'à l'augmentation du trafic. En effet, les autres modes de transport terrestre (maritime et ferroviaire) n'ont pas montré un signe particulier de croissance soutenue.

Tableau 32. Evolution du parc de véhicules à Madagascar (années 2000 – 2009)

	Type	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Voiture particulière	E	64 092	68 491	73 214	78 288	83 736	89 589	95 875	102 628	109 882	117 675
Taxi ville	E	12 739	13 617	14 561	15 577	16 670	17 849	19 118	20 488	21 965	23 561
Taxi brousse	D	3 928	4 371	4 869	5 427	6 054	6 758	7 551	8 443	9 447	10 580
Car brousse	D	7 073	8 428	10 483	13 817	19 525	29 687	48 264	82 799	147 663	270 255
Camionnette passagère	E	14 662	15 471	16 332	17 251	18 231	19 276	20 392	21 583	22 855	24 214

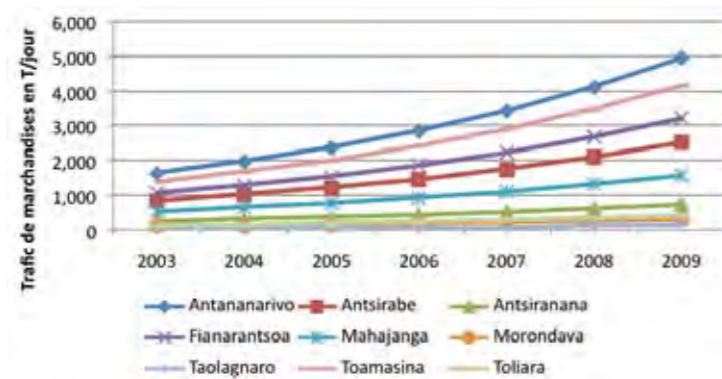
	Type	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Camionnettes marchandises	D	18 163	19 163	20 225	21 354	22 554	23 829	25 185	26 627	28 159	29 789
Autres	E	1 825	1 953	2 090	2 237	2 396	2 568	2 752	2 950	3 164	3 395
Camions	D	15 108	16 249	17 488	18 834	20 297	21 888	23 617	25 499	27 546	29 775
Tracteurs routiers	D	1 165	1 367	1 604	1 884	2 215	2 606	3 069	3 617	4 266	5 037
Madagascar		138 755	149 110	160 866	174 669	191 678	214 050	245 823	294 634	374 947	514 281

Source : Ministère du transport, 2012



Source : Ministère du transport, 2012

Figure 27. Evolution du trafic journalier de voyageurs dans les 9 principales villes



Source : Ministère du transport, 2012

Figure 28. Evolution du trafic journalier de marchandises dans les 9 principales villes

g. Les ménages

L'enquête EPM de l'INSTAT 2010 a montré que 81,2 % des ménages malgaches utilisent le pétrole lampant comme source d'éclairage, et une petite partie l'utilise comme combustible pour la cuisson soit à peu près 3 391 460 ménages. L'on peut considérer que la totalité du pétrole lampant distribué est achetée par les ménages pour un volume de 51 000 m³ en 2010.

Tableau 33. Proportion des ménages utilisant le pétrole lampant au niveau national

%	Rural		Urbain		Total Madagascar	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
Electricité	155 474	4,8	357 712	39,1	513 186	12,3

%	Rural		Urbain		Total Madagascar	
Générateur	34 161	1,1	7 618	0,8	41 779	1
Pétrole lampant	2 897 625	88,9	493 835	53,8	3 391 460	81,2
Bougies	104 842	3,2	53 335	5,8	158 177	3,8
Autres	67 238	2,1	4 520	0,5	71 758	1,7
Total	3 259 340	100	917 020	100	4 176 360	100

Source : INSTAT EPM 2010

Tableau 34. Répartition de la consommation des ménages en pétrole lampant par région (m³)

Région	Eclairage			Cuisson			Consommation (m ³)
	Total	Urbain	Rural	Total	Urbain	Rural	
Analamanga	243 599	74 524	169 075	534	-	534	5 127
Vakinankaratra	254 969	52 462	202 507	-	277	-	4 596
Itasy	101 631	7 204	94 427	325	48	325	2 139
Bongolava	73 301	6 088	67 213	-	-	-	1 543
Matsiatra Ambony	198 743	27 166	171 577	-	-	-	3 217
Aoron'i Mania	128 549	11 456	117 093	-	-	-	2 081
Vatovavy Fitovinany	232 099	24 107	207 992	-	-	-	1 996
Ihorombe	48 026	6 862	41 164	-	60	-	777
Atsimo Atsinanana	147 072	12 079	134 993	-	-	-	1 250
Atsinanana	233 092	39 834	193 258	653	409	653	5 715
Analanjiroro	179 796	21 571	158 225	-	-	-	607
Alaotra Mangoro	144 173	12 620	131 553	-	-	-	2 765
Boeny	115 573	25 977	89 596	-	135	-	3 384
Sofia	221 285	16 343	204 942	-	-	-	2 517
Betsiboka	63 378	6 677	56 701	-	-	-	1 334
Melaky	51 051	9 718	41 333	-	68	-	259
Atsimo Andrefana	233 834	45 529	188 305	-	134	-	2 742
Androy	137 255	24 024	113 231	-	-	-	574
Anosy	117 215	9 037	108 178	-	-	-	490
Menabe	103 008	15 082	87 926	-	-	-	895
Diana	123 913	29 945	93 968	-	-	-	3 968
Sava	239 898	15 530	224 368	-	-	-	3 645
TOTAL	3 391 460	493 835	2 897 625	1 512	1 131	1 512	51 621

Source : EPM 2010, INSTAT

3.2.3 Le prix et la structure de prix des Produits Pétroliers

Le prix des Produits Pétroliers a globalement suivi la courbe de la hausse depuis 2001. La fixation du prix des Produits Pétroliers est étroitement surveillée par l'Etat même si le secteur évolue dans un contexte de libéralisation compte tenu de sa position stratégique dans la vie de la nation, notamment pour son impact sur la vie sociale et l'activité économique.

L'on note ainsi en 10 ans, une augmentation du prix de l'ordre de 113 % pour le supercarburant, 232 % pour le pétrole lampant, 363 % pour le gasoil. La variation du prix du baril de pétrole, et la détérioration du terme de change

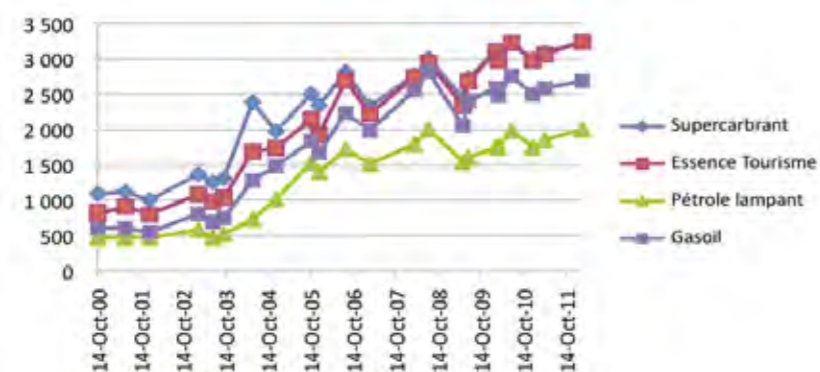
constituent les principales causes de cette variation du prix des Produits Pétroliers. Le dollar est en effet passé de 1 869,4 Ar en 2001 à 2 100 Ar en 2012.

Afin de maîtriser le prix, l'Etat a adopté des mesures fiscales (réduction du TPP, FER, redevance, ...) et le maintien d'un taux de change fixe de l'Ariary par rapport au Dollar ainsi que la mise en place d'un dialogue entre l'Etat et les Opérateurs Pétroliers notamment les importateurs et les distributeurs.

La structure du prix fourni par OMH ci-après montre que le coût de revient du stock comprenant également l'achat des Produits Pétroliers constituent 43 % à 52 % du prix des Produits Pétroliers. Le coût du pétrole lampant est un cas particulier car il représente 75 % du coût de revient. En outre, les taxes constituent 27 % à 39 % du prix des Produits Pétroliers. Les taxes du pétrole lampant par contre, ne représentent que 1,07 % de son prix.

La figure ci-après présente l'évolution du prix des Produits Pétroliers finis à la pompe au niveau national d'une part, et du prix du pétrole brut au niveau international d'autre part. Ainsi, nous constatons que le prix des produits finis à la pompe respecte une certaine logique sur le fait que l'augmentation du prix de pétrole brut entraîne l'augmentation du prix des Produits pétroliers finis, quoique l'intensité de la baisse du prix du pétrole brut n'entraîne pas intégralement une baisse avec la même intensité au niveau du prix des Produits Pétroliers finis.

A titre d'exemple, pour les années 2008 et 2009, le prix du baril du pétrole brut était passé de \$97 à \$62, soit une diminution de 37 % ; alors que le prix du gasoil à la pompe était passé de 2 600 Ariary/l à 2 230 Ariary/l, soit une diminution de 14 %.



Source : OMH

Figure 29. Variation du prix moyen (Ar/litre) des Produits Pétroliers entre 2001 et 2011

Tableau 35. Evolution du prix moyen des Produits Pétroliers entre 2000 et 2012

Année	Supercarburant	Essence Tourisme	Pétrole Lampant	Gasoil
2000	1 100,00	840,00	500,00	600,00
2001	1 071,00	871,50	495,00	595,00
2002	1 168,80	951,60	527,20	694,00
2003	1 304,80	1 037,40	530,80	743,20
2004	1 763,33	1 447,78	766,67	1 126,33
2005	2 328,33	1 967,50	1 386,67	1 711,00
2006	2 540,00	2 399,38	1 629,77	2 071,77
2007	2 378,00	2 297,13	1 480,13	1 998,63
2008	2 847,80	2 798,40	1 866,70	2 598,50
2009	2 619,80	2 560,95	1 571,35	2 229,35
2010	3 029,43	3 010,50	1 756,29	2 512,86
2011	3 037,25	3 024,63	1 800,38	2 535,00
2012	3 240,00	3 240,00	2 000,00	2 680,00

Source : calcul de la moyenne annuelle basée sur la variation du prix OMH

Tableau 36. Structure du prix des Produits Pétroliers

	Supercarburant	Pétrole Lampant	Gasoil	Moyenne
Coûts de Revient des Stocks	43,20%	75,43%	52,43%	51,65%
Logistiques	8,45%	13,66%	9,66%	9,65%
Frais et marges de distribution	5,35%	6,76%	8,86%	8,36%
Δ change	3,28%	3,08%	1,96%	1,93%
Taxes/Redev.	39,71%	1,07%	27,09%	28,42%
Prix à la pompe	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Source : OMH, 2012

3.2.4 Qualité du service : Stabilité de l'approvisionnement

Techniquement parlant, l'approvisionnement en Produits Pétroliers est stable et régulier à Madagascar grâce à la mise en place du système de réserve obligatoire et un étroit suivi du niveau de stock par les importateurs et OMH. Aussi, l'approvisionnement de l'extérieur a toujours fonctionné normalement. Par contre, le transfert et la distribution des Produits Pétroliers peuvent rencontrer divers aléas et contraintes comme la détérioration des infrastructures routières et ferroviaires surtout durant les périodes pluvieuses, et durant certains événements politiques (barrages sur les routes nationales durant la crise 2002) qui limitent la libre circulation des marchandises dans le pays.

4 Etat des lieux de l'offre et de la demande du sous-secteur Electricité

4.1 Etat des lieux de l'offre en Electricité

4.1.1 Les sources de production d'Énergie électrique

La fourniture en Énergie électrique à Madagascar est assurée par le réseau de la société d'Etat JIRAMA créée en 1975 qui approvisionne les milieux urbains et par le réseau de l'agence ADER créée en 2002 qui est une structure chargée par le Ministère en charge de l'Énergie de promouvoir et développer l'électrification en milieu rural.

Ainsi, l'Énergie électrique provient de 2 principales sources :

- Électricité générée par les centrales thermiques
- Électricité générée par les centrales hydroélectriques

En outre, d'autres sources d'Énergie électrique sont actuellement utilisées comme l'Énergie solaire, éolienne et la biomasse, notamment dans le cadre de l'électrification rurale par l'ADER.

Au vu de la puissance installée et le nombre de groupes, la production d'Énergie électrique est quasiment assurée par la Société d'Etat JIRAMA.

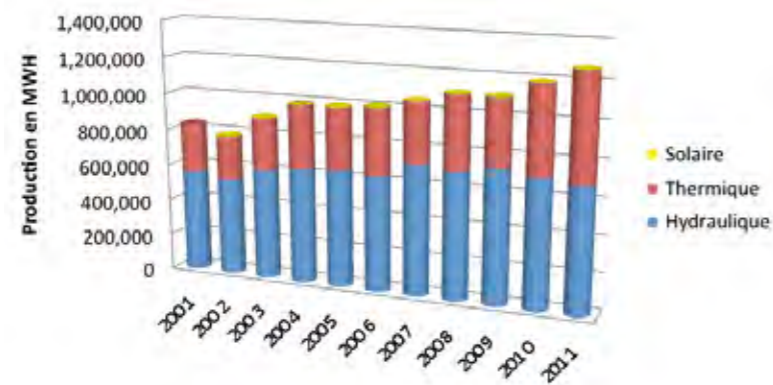
Tableau 37. Répartition de la puissance des groupes selon les sources d'Énergie électrique

Source d'Énergie	RESEAU JIRAMA				RESEAU ADER			
	Puissance		Groupe		Puissance		Groupe	
	KW	%	Nombre	%	KW	%	Nombre	%
Total	473 186	100	552	100	4 200	100	87	100
Thermique diesel	345 533	73	516	94	3 159	75,2	59	68
Hydraulique	127 646	27	35	6	788	18,8	14	16
Eolienne					145	3,5	4	5
Thermique biomasse					94	2,2	2	2
Solaire	7	0	1	0	14	0,3	8	9

Source : JIRAMA, ADER, 2012

4.1.2 La production globale en Energie électrique

Depuis 2001, la production d'Énergie électrique n'a cessé d'augmenter à Madagascar. La production nette totale d'Électricité à Madagascar est de 832 741 MWh en 2001 pour atteindre 1 267 647 MWh en 2011. Depuis 2001, la production d'Énergie électrique a donc connu une augmentation de 50 %. La part produite par les centrales thermiques est passée de 268 796 MWh en 2001, représentant 32 % de la production totale à 577 302 en 2011, ce qui représente 45,5 % de la production totale. Par rapport à cela, la production des centrales hydrauliques atteint 563 945 MWh en 2001 représentant 68 % de la production totale pour atteindre 690 337 MWh en 2011 ce qui représente 54 % de la production totale. Même si la production en valeur absolue d'Électricité a augmenté, la part de la production hydraulique a diminué par rapport à la contribution de la production des centrales thermiques. La part restante est très marginale et provient de l'Énergie solaire car elle ne dépasse pas 8 MWh.



Source : JIRAMA, 2012

Figure 30. Evolution de la production globale d'Énergie électrique par la JIRAMA entre 2001-2011 (en MWh)

Tableau 38. Evolution de la production globale d'Énergie électrique par la JIRAMA entre 2001 - 2011 (MWh)

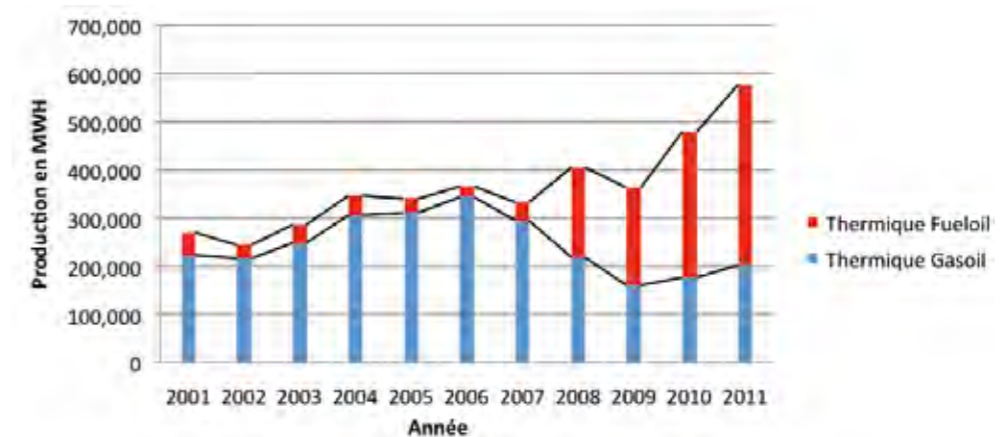
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hydraulique	563 945	535 324	611 629	637 001	647 903	637 922
Thermique	268 796	243 909	286 195	346 417	340 504	365 636
Solaire	0	0	0	0	0	4
Total	832 741	779 234	897 824	983 419	988 407	1 003 561
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hydraulique	637 922	719 082	699 652	740 389	710 960	690 337
Thermique	365 636	332 253	404 087	362 656	478 836	577 302
Solaire	4	4	7	6	8	8
Total	1 003 561	1 051 340	1 103 746	1 103 052	1 189 804	1 267 647

Source : JIRAMA, 2012

4.1.2.1 La production des centrales thermiques

Pour le réseau JIRAMA, les centrales thermiques qui fonctionnent au gasoil et au fuel oil assurent la production de 45,5 % de l'Électricité à Madagascar en 2011.

Les centrales thermiques fonctionnant au gasoil fournissent la majeure partie de l'Électricité produite par ce type de centrale en 2001 avec 220 983 MWh, représentant 26 % de la production d'Énergie électrique totale mais elle est passée à 201 914 MWh, soit 16 % de la production d'Énergie électrique totale, en 2011. La contribution des centrales thermiques fonctionnant au fuel oil a par contre augmenté. Si elle était marginale en 2001 avec à peine 47 814 MWh soit 6 % de la production, elle a commencé à devenir significative à partir de 2008 avec 186 885 MWh soit 17 % de la production pour atteindre en 2011, 375 388 MWh soit 30 % de la production totale.



Source : JIRAMA, 2012

Figure 31. Evolution de la production en Electricité des centrales thermiques

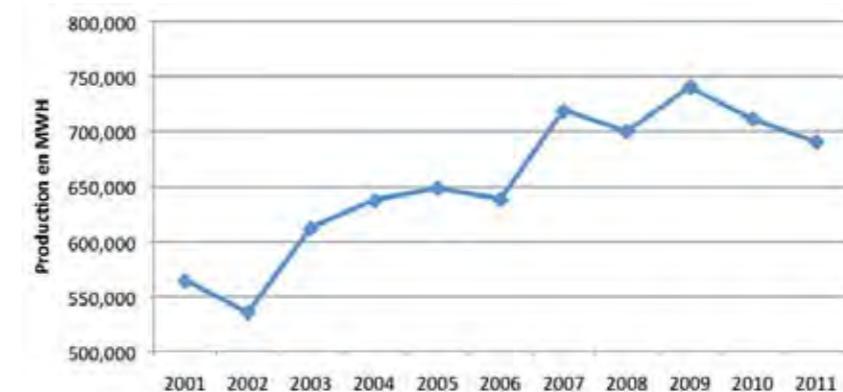
Tableau 39. Evolution de la production en Electricité des centrales thermiques en MWh

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Thermique GO	220 983	215 673	246 828	304 916	311 552	343 044	293 175	217 202	160 290	176 451	201 914
Thermique FO	47 814	28 237	39 367	41 502	28 952	22 591	39 079	186 885	202 366	302 385	375 388

Source : JIRAMA, 2012

4.1.2.2 La production des centrales hydrauliques

Les centrales hydrauliques fournissent 54 % de l'Électricité à Madagascar avec 690 337 MWh en 2011. Depuis 2001, la production d'Énergie hydroélectrique a globalement enregistré une croissance de l'ordre de 22 %. La production de pointe a été enregistrée en 2009 avec 740 389 MWh pour fléchir légèrement par la suite en 2010 et 2011.



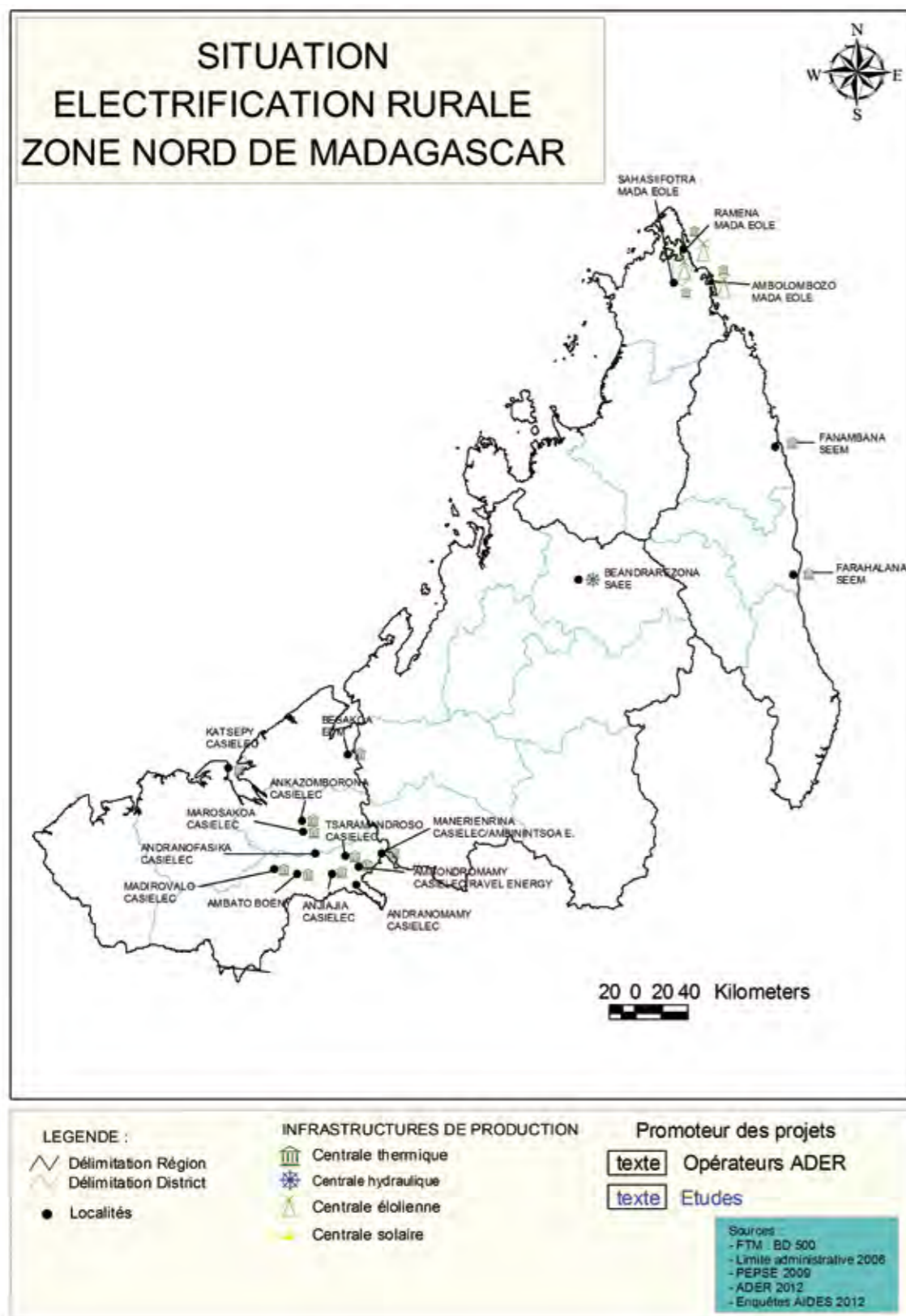
Source : JIRAMA, 2012

Figure 32. Evolution de la production en Electricité des centrales hydrauliques

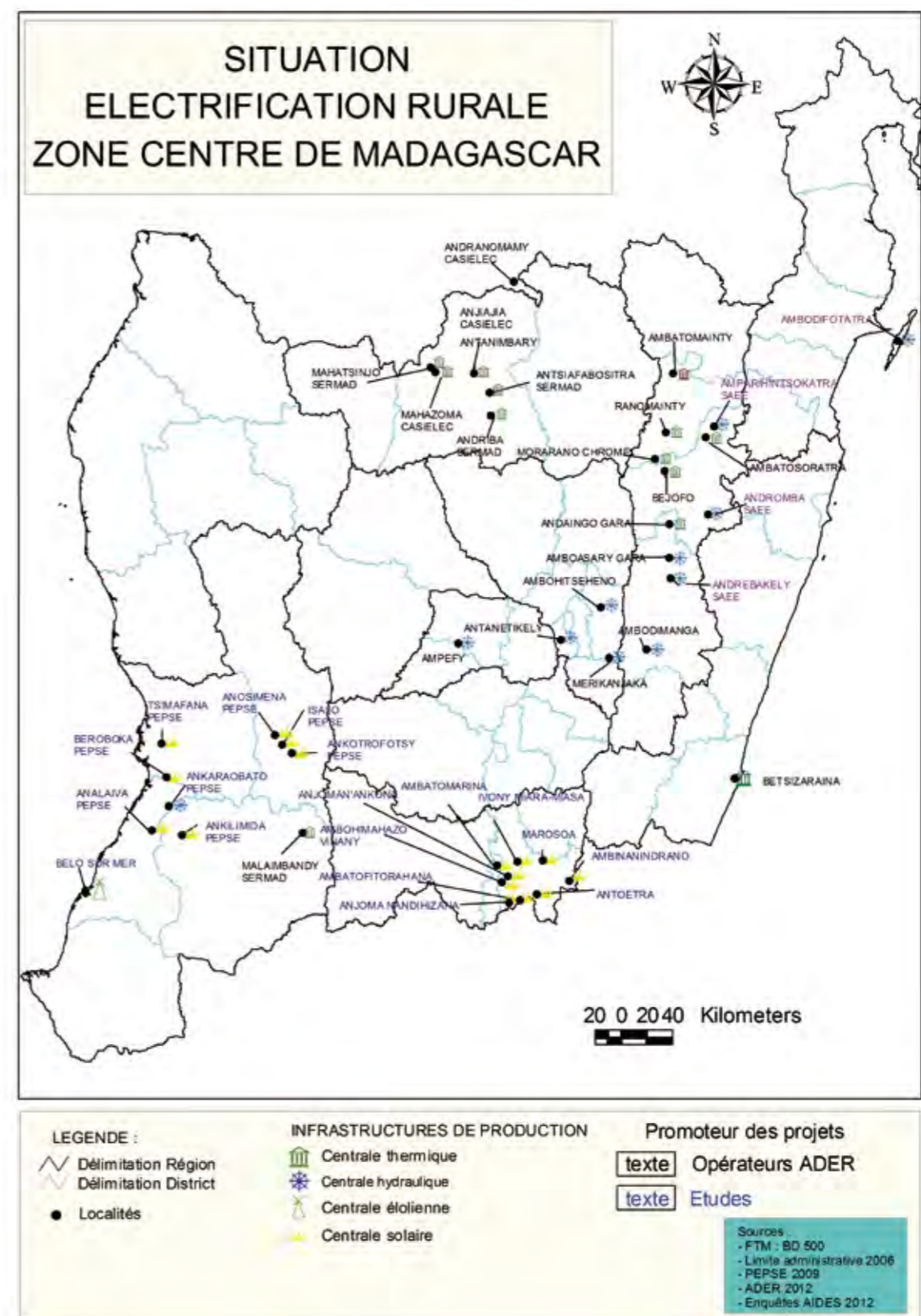
4.1.2.3 La production à partir d'autres sources d'Énergie (éolienne, solaire, biomasse)

La production d'Énergie électrique à partir des centrales photovoltaïques, par la société JIRAMA, se trouve uniquement dans le district de Benenitra, de la région Atsimo Andrefana, avec une production annuelle moyenne de 8 MWh, elle a commencé à produire en 2006.

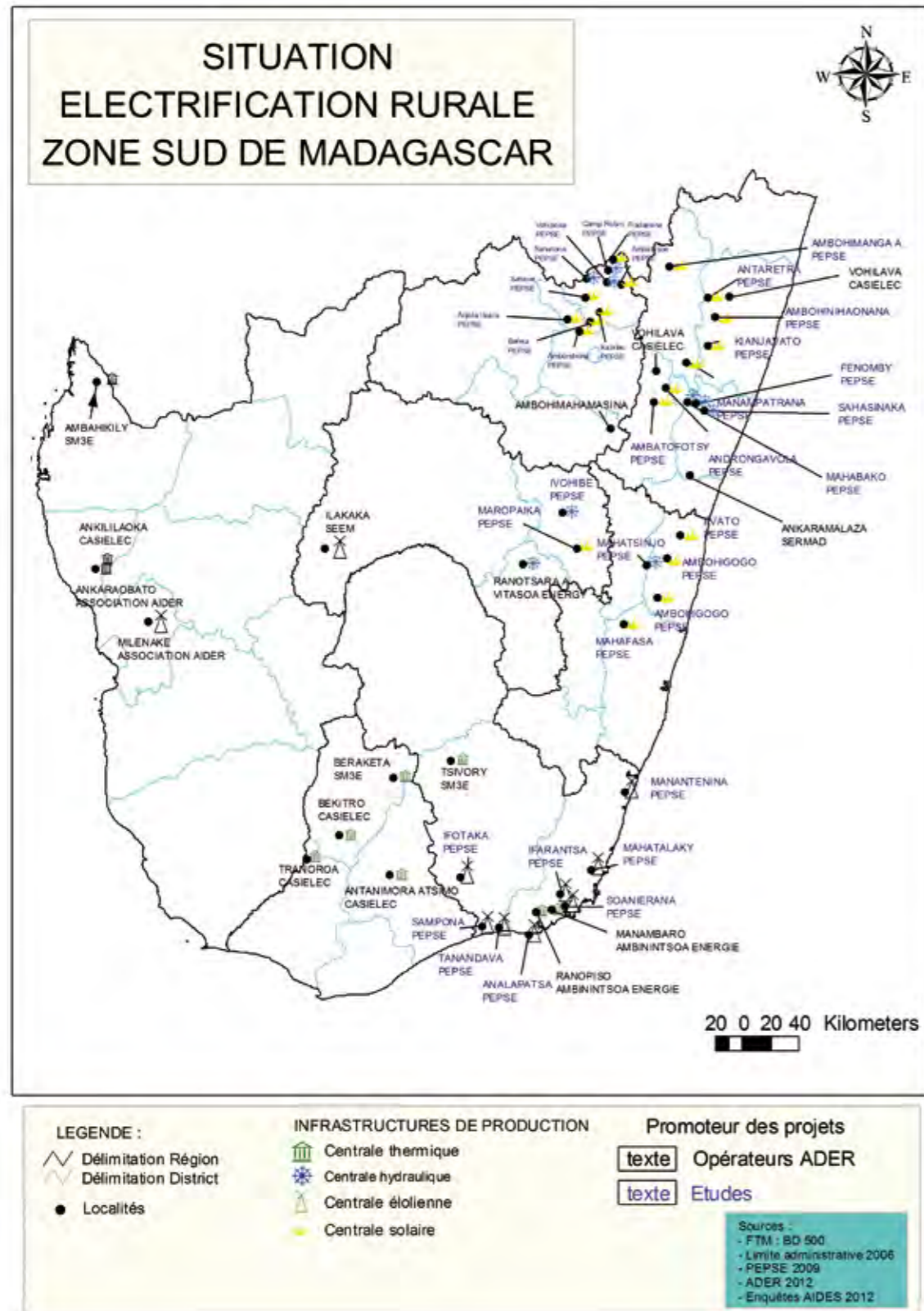
Les séries de cartes ci-après présentent la répartition géographique des installations de production d'Énergie électrique en milieu rural, dont les projets d'électrification de l'ADER et d'autres projets encore en phase d'étude par les Opérateurs Privés.



Carte 7. Localisation des sites d'électrification rurale dans la zone nord de Madagascar



Carte 8. Localisation des sites d'électrification rurale dans la zone centrale de Madagascar



Carte 9. Localisation des sites d'électrification rurale dans la zone sud de Madagascar

4.1.3 Les producteurs d'Electricité

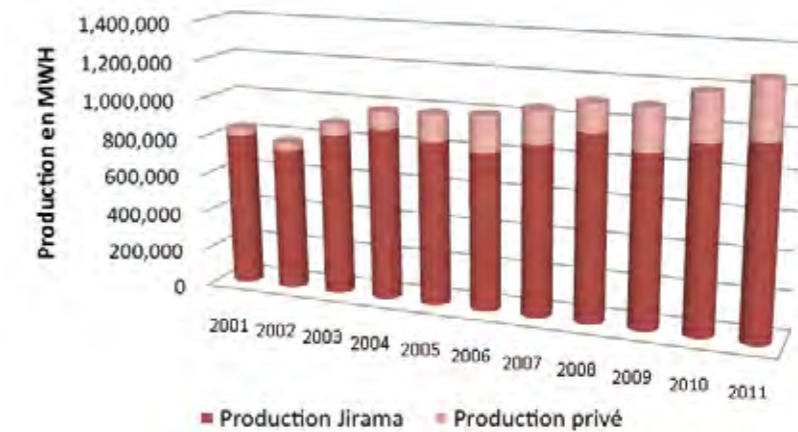
4.1.3.1 Rapport entre JIRAMA vs Privé dans la production d'Energie électrique

La société d'Etat JIRAMA reste encore le principal fournisseur d'Electricité à Madagascar même si le secteur privé commence à s'y investir. Six (6) opérateurs privés produisent de l'Electricité et alimentent ensuite le réseau de JIRAMA. La société opère ainsi de deux manières :

- Production d'Énergie électrique en régie avec ses propres groupes
- Achat de l'Électricité produite par un producteur privé ou par location des groupes auprès d'une société privée.

La part des opérateurs privés dans la production d'Énergie électrique a progressivement augmenté de l'ordre de 4 % de la production totale avec 34 801 MWH en 2001 pour atteindre 288 586 MWH soit 22 % de la production totale en 2011.

En ce qui concerne l'électrification rurale, la production d'énergie électrique est assurée entièrement par des opérateurs privés qui sont au nombre de 27.



Source : JIRAMA

Figure 33. Part de la production en Electricité entre JIRAMA et les sociétés privées

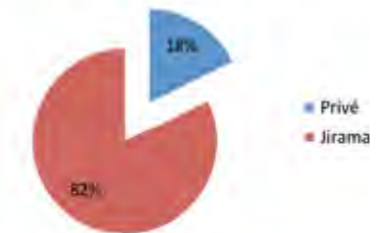
8.1.3.2 Répartition des équipements de production d'Énergie électrique entre JIRAMA et les privés

Le parc en groupes des centrales thermiques est au nombre de 552 dont 104 appartiennent à des sociétés privées.

Puissance des groupes dans les centrales thermiques (KW)



Puissance des groupes dans les centrales hydrauliques (KW)



Source : JIRAMA, 2012

Figure 34. Part de la puissance des groupes entre JIRAMA et les privés

4.1.4 Les caractéristiques des produits offerts

L'Électricité produite à Madagascar est livrée aux consommateurs sous forme de trois (3) types de courants : haute tension, moyenne tension, basse tension, quels que soient les producteurs.

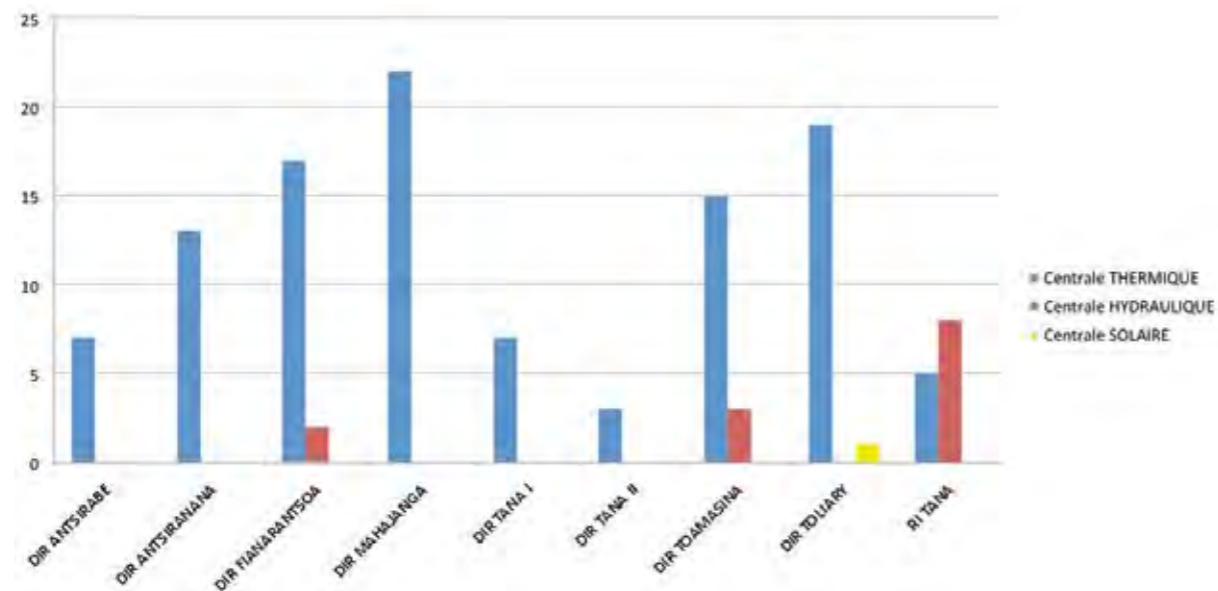
Les courants les plus connus sont :

- le courant alternatif de 220 V, monophasé produit aussi bien par les producteurs du réseau de la JIRAMA que par les opérateurs en électrification rurale
Ce produit est principalement proposé aux ménages pour l'éclairage
- le courant alternatif de 380 V, triphasé
Ce produit est principalement proposé aux industriels pour faire fonctionner les machines et les équipements industriels.

4.1.5 Répartition régionale des centrales selon les moyens de production

En ce qui concerne le réseau JIRAMA, les centrales hydroélectriques se trouvent principalement dans les régions Analamanga, Atsinanana, Haute Matsiatra. Dans ces mêmes régions, des centrales thermiques sont également installées. Dans les autres zones, l'Électricité est exclusivement produite par les centrales thermiques. La majorité de ces centrales sont installées dans les régions Atsimo andrefana, Atsinanana, Diana, Sofia et Analamanga.

Un seul centre est alimenté par de l'Énergie solaire en ce qui concerne le réseau de la JIRAMA et il se trouve dans la région Atsimo Andrefana.



Source : JIRAMA, 2012

Figure 35. Répartition des centrales de production d'Énergie électrique selon les moyens de production pour le réseau JIRAMA

4.1.6 Répartition régionale de la production d'Énergie électrique dans le réseau de la société JIRAMA

Grâce à l'interconnexion, le RI Tana Antsirabe concentre une grande partie de la production d'Énergie électrique à Madagascar car elle représente 68,9 % de la production totale, principalement grâce à l'existence des 12 centrales dont 5 hydrauliques et 7 thermiques. Pour les autres centres, la production d'Énergie électrique oscille entre 0 à 8,56 % de la production totale. Ce réseau intègre les régions Atsinanana, Analamanga et Vakinankaratra.

En dehors des réseaux interconnectés, les centrales thermiques fonctionnent généralement de manière indépendante et sont destinées à approvisionner une zone limitée, essentiellement dans leur ville d'installation et aux alentours.

Tableau 40. Répartition de la production d'Énergie électrique par direction du réseau JIRAMA

CENTRE D'EXPLOITATION	Hydraulique	Thermique	Production brute (MWh)	Pourcentage
RI TANA ANTSIRABE	624 619	248 517	873 136	68,9%
DIR TANA 1	-	8 641	8 641	0,7%
DIR TANA 2	-	3 244	3 244	0,3%
DIR TOAMASINA	35 047	85 528	120 576	9,5%
DIR MAHAJANGA	-	68 421	68 421	5,4%
DIR FIANARANTSOA	27 878	16 668	44 546	3,5%
DIR ANTSIRANANA	-	94 277	94 277	7,4%
DIR ANTSIRABE	-	14 131	14 131	1,1%
DIR TOLIARY	-	40 695	40 695	3,2%

Source : JIRAMA, 2012

Tableau 41. Répartition de la production d'Énergie électrique par région du réseau JIRAMA

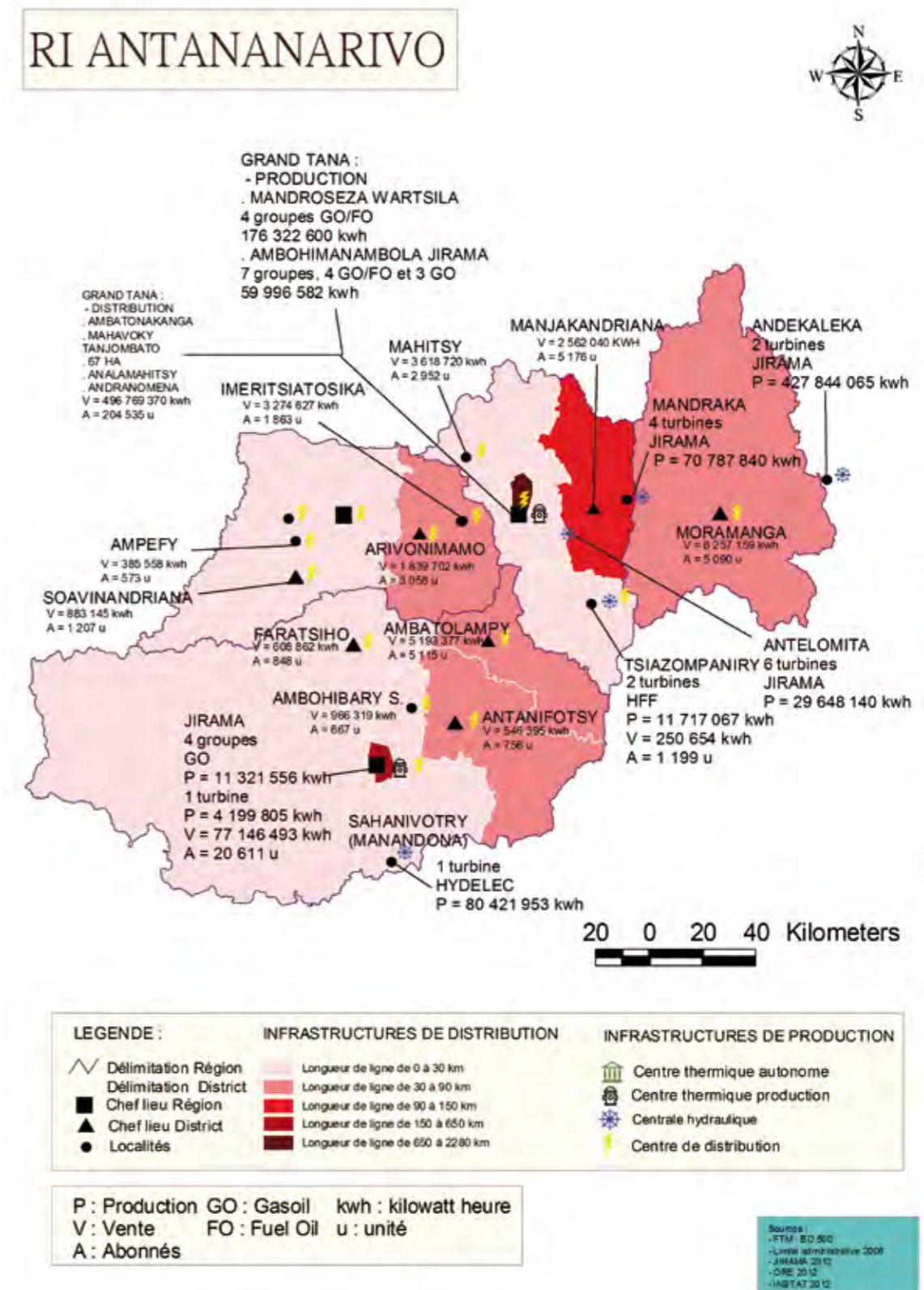
Région	Production 2011 (kWh)	Pourcentage
Alaoitra Mangoro	8 160 763	0,64%
Amoron'i Mania	4 152 231	0,33%
Analamanga	349 358 150	27,56%
Analanjirofo	12 088 338	0,95%
Androy	1 403 469	0,11%
Anosy	10 939 922	0,86%
Atsimo Andrefana	28 808	2,27%
Atsimo Atsinanana	3 168	0,25%
Atsinanana	536 332	42,31%
Betsiboka	2 108	0,17%
Boeny	55 710	4,39%
Bongolava	2 839	0,22%
Diana	74 588	5,88%
Haute Matsiatra	30 233	2,38%
Ihorombe	2 765	0,22%
Itasy	0	0,00%
Melaky	2 254	0,18%
Menabe	10 290	0,81%
Sava	19 671	1,55%
Sofia	8 359	0,66%
Vakinankaratra	96 819	7,64%
Vatovavy Fitovinany	7 613	0,60%

Source : JIRAMA, 2012

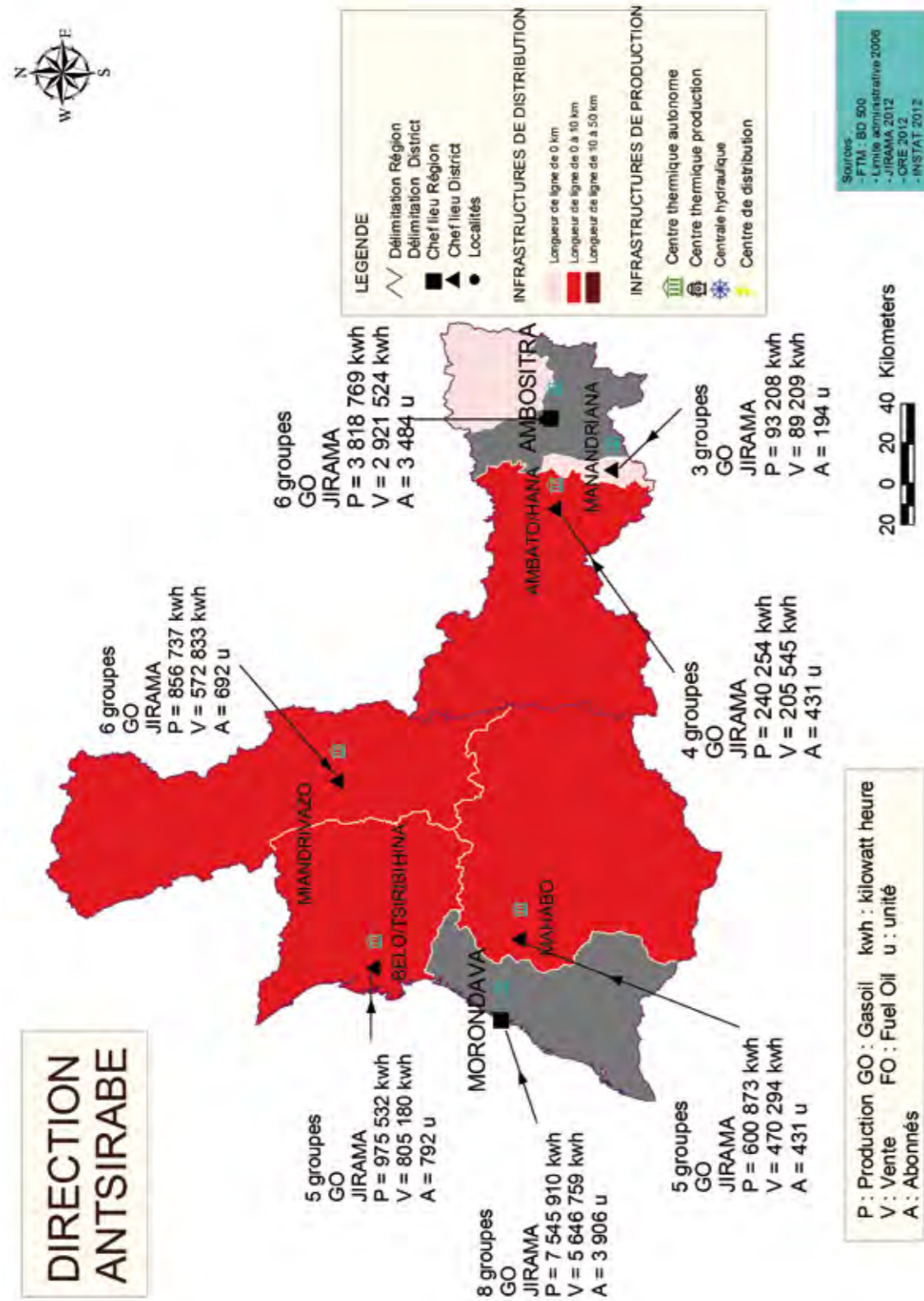
Tableau 42. Système de production d'Énergie électrique du réseau interconnecté Antananarivo de la JIRAMA

Localisation	Therm	Hydro	Puissance installée en KW	en KWH
Région Anakamanga	4	4	-	348 472 229
Ambohimambola	2	-	45 000	59 996 582
Antelomita	-	1	8 160	29 658 140
Fitososona	-	1	-	0
Mandraka	-	1	24 000	70 787 840
Mandroseza	1	-	40 000	176 322 600
Tsiazompaniry	1	1	5 200	11 717 067
Région Atsinanana	-	1	-	427 844 065
Andekaleka	-	1	58 000	427 844 065
Région Vakinankaratra	1	2	-	96 819 338
Antsirabe	1	-	16 200	12 197 580
Manandona	-	1	1 600	4 199 805
Sahanivotry	-	1	15 000	80 421 953
Total RI Tana	5	7	213 160	873 135 62

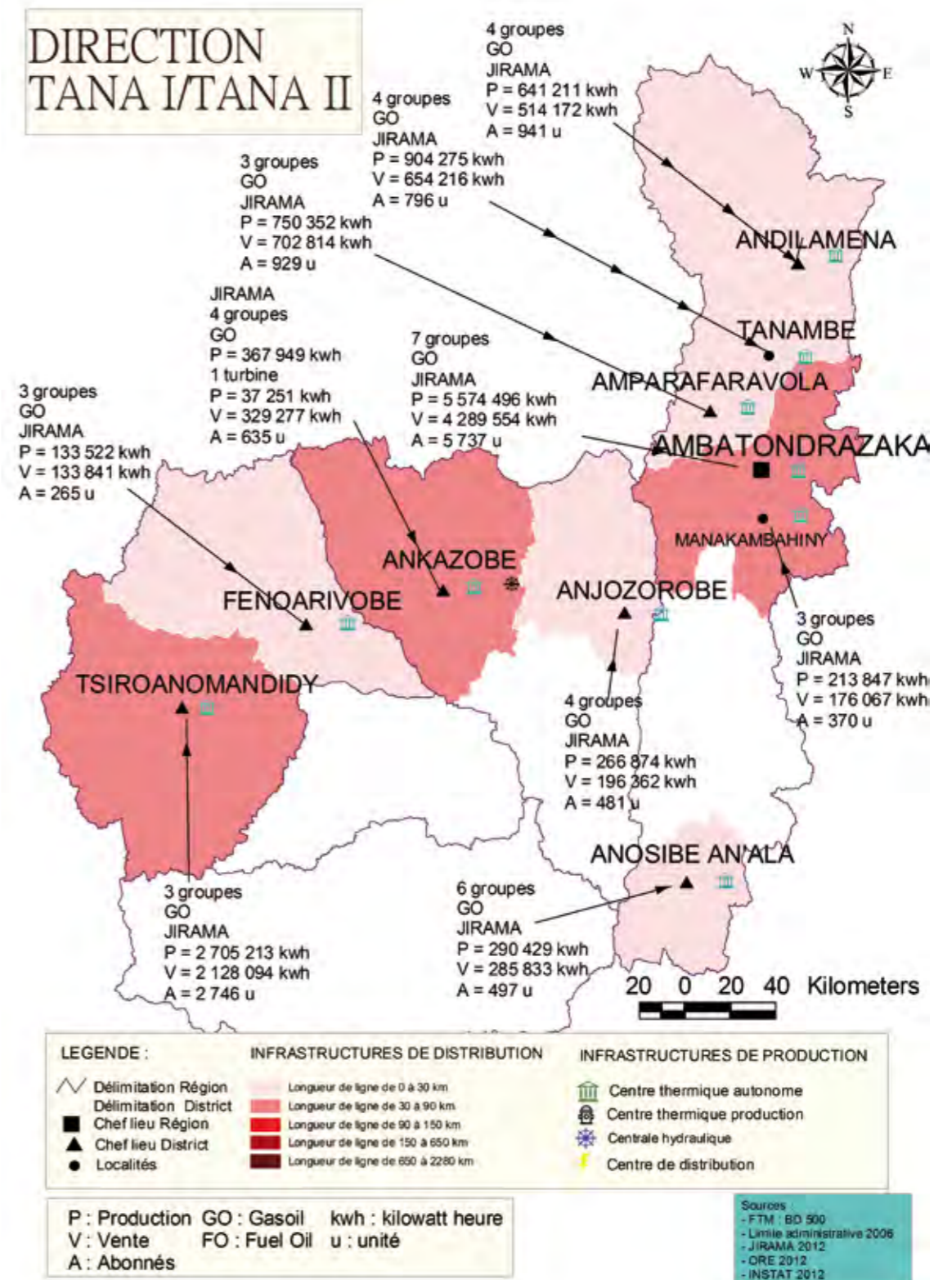
Source : JIRAMA, 2012



Carte 10. Localisation des centrales et montrant la densité des infrastructures de distribution dans le réseau interconnecté Antananarivo

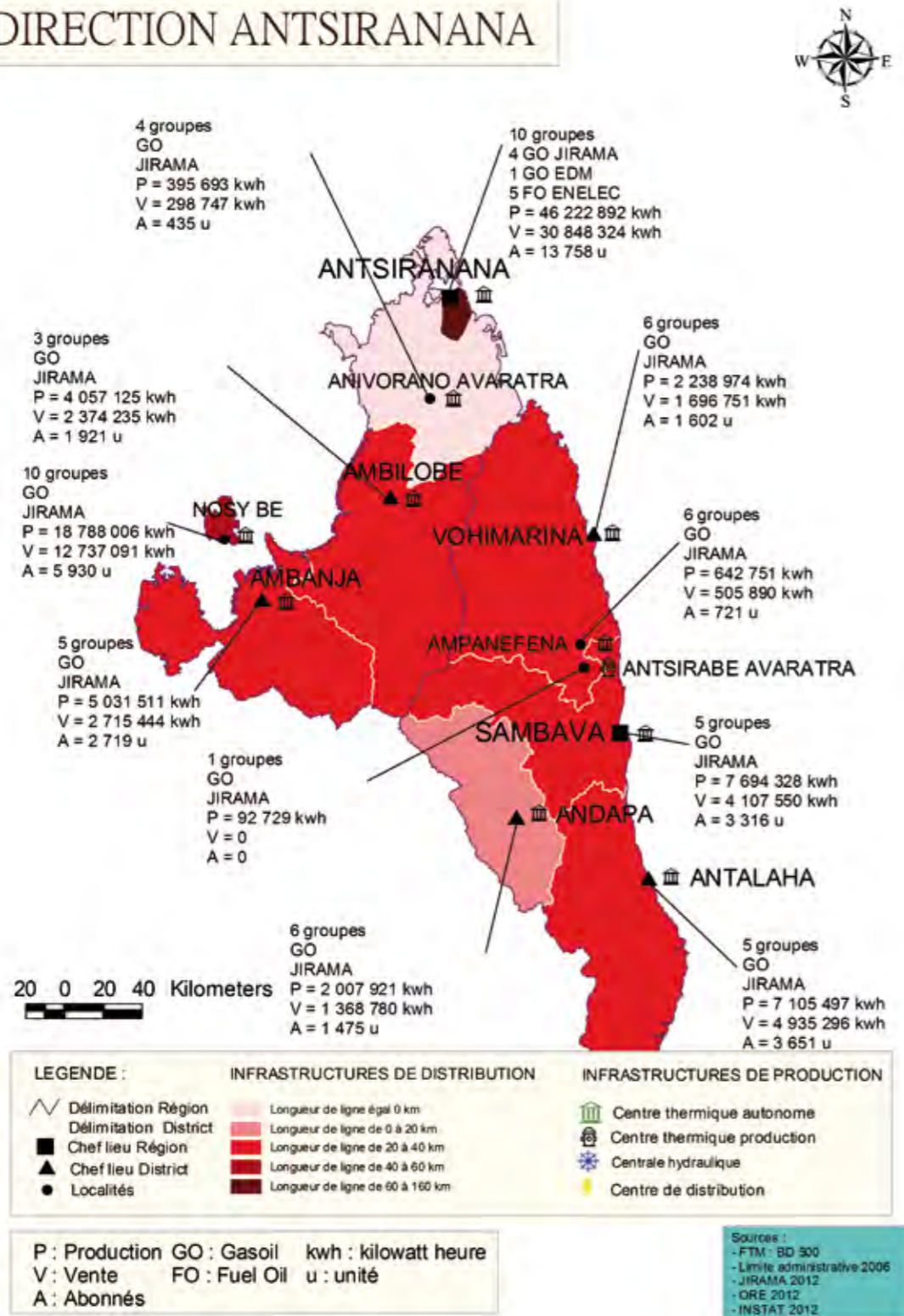


Carte 11. Localisation des centrales et montrant la densité des infrastructures de distribution dans la direction Antsirabe



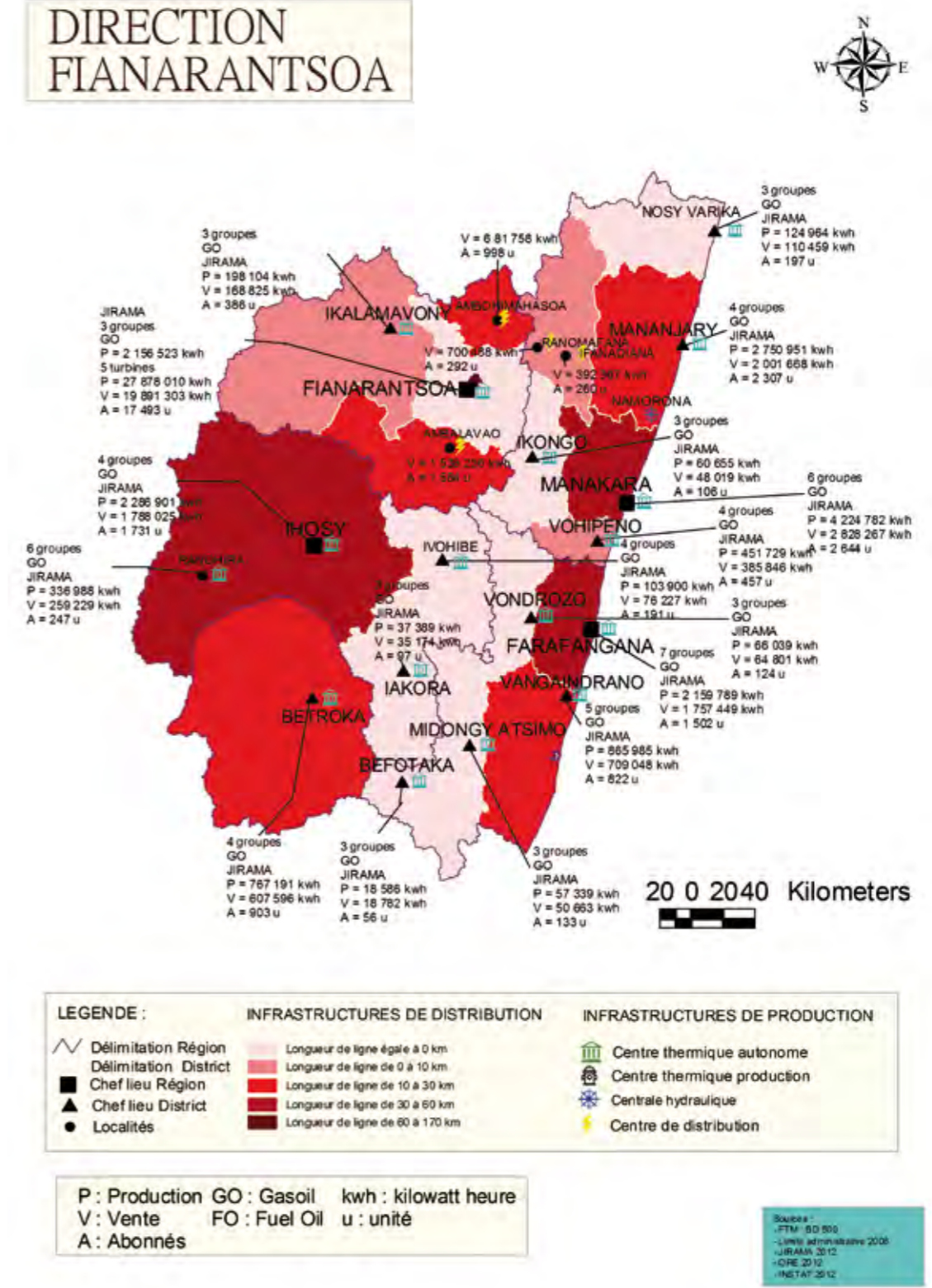
Carte 12. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Tana 1 et 2

DIRECTION ANTSIRANANA

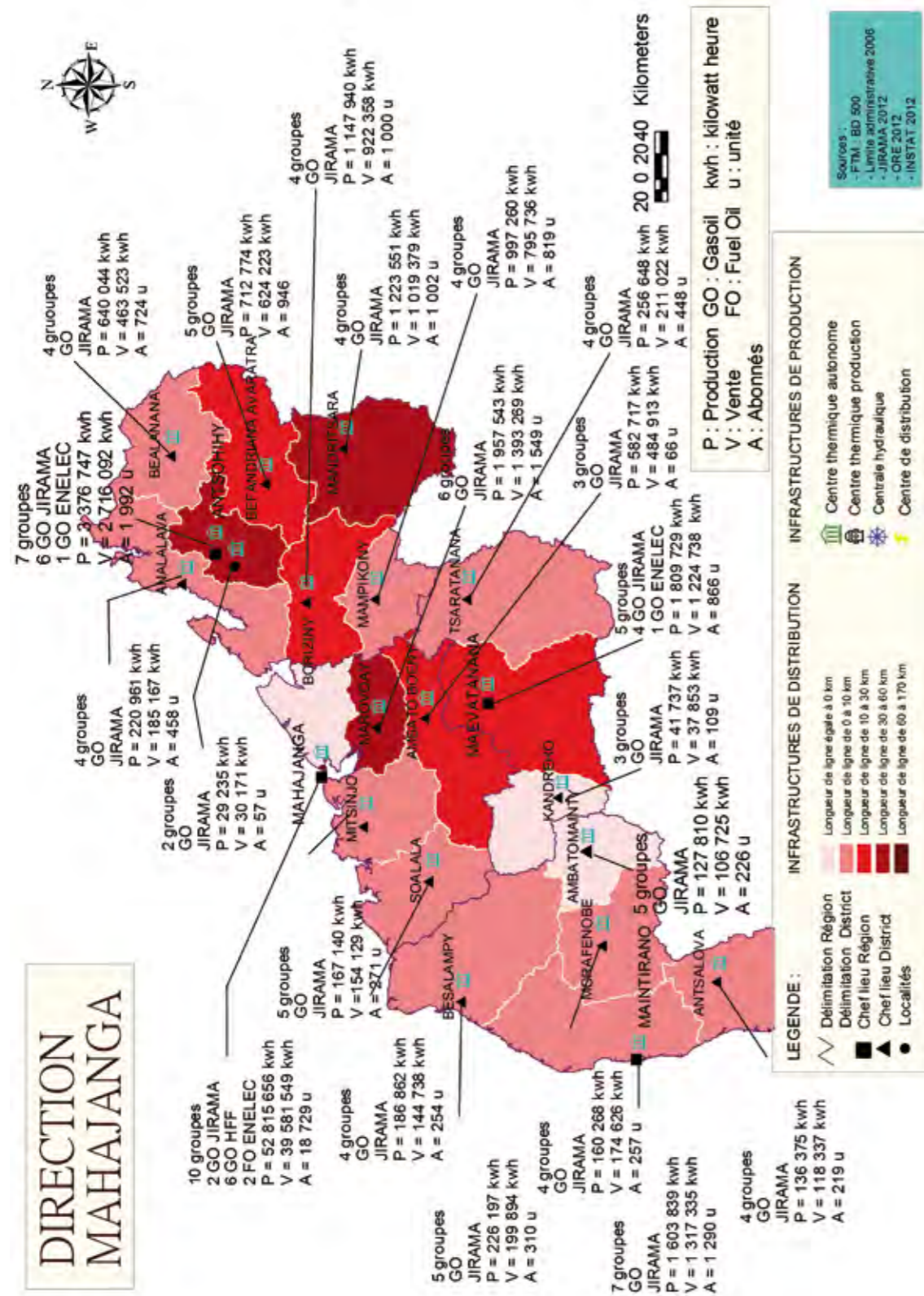


Carte 13. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Antsirana

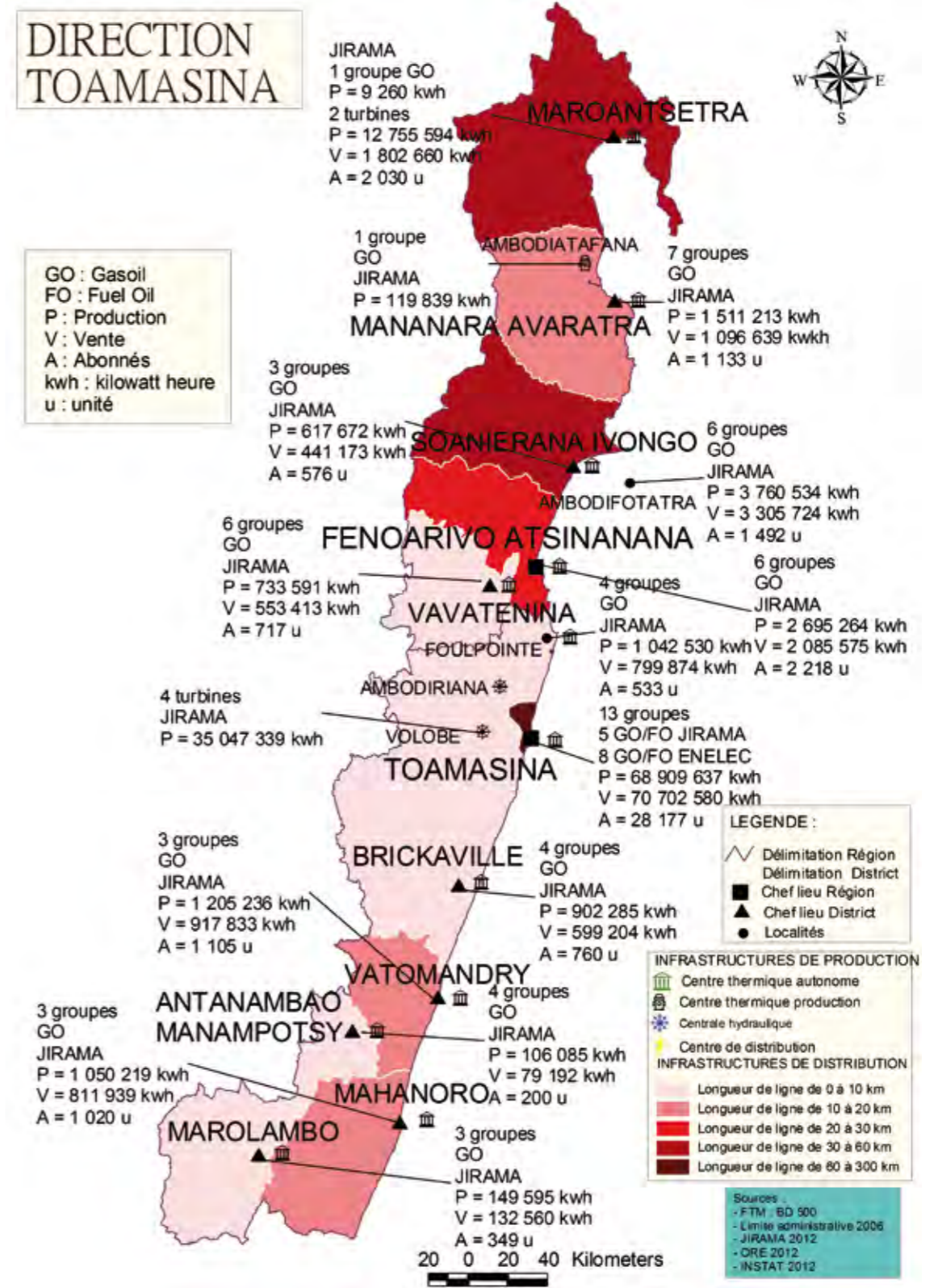
DIRECTION FIANARANTSOA



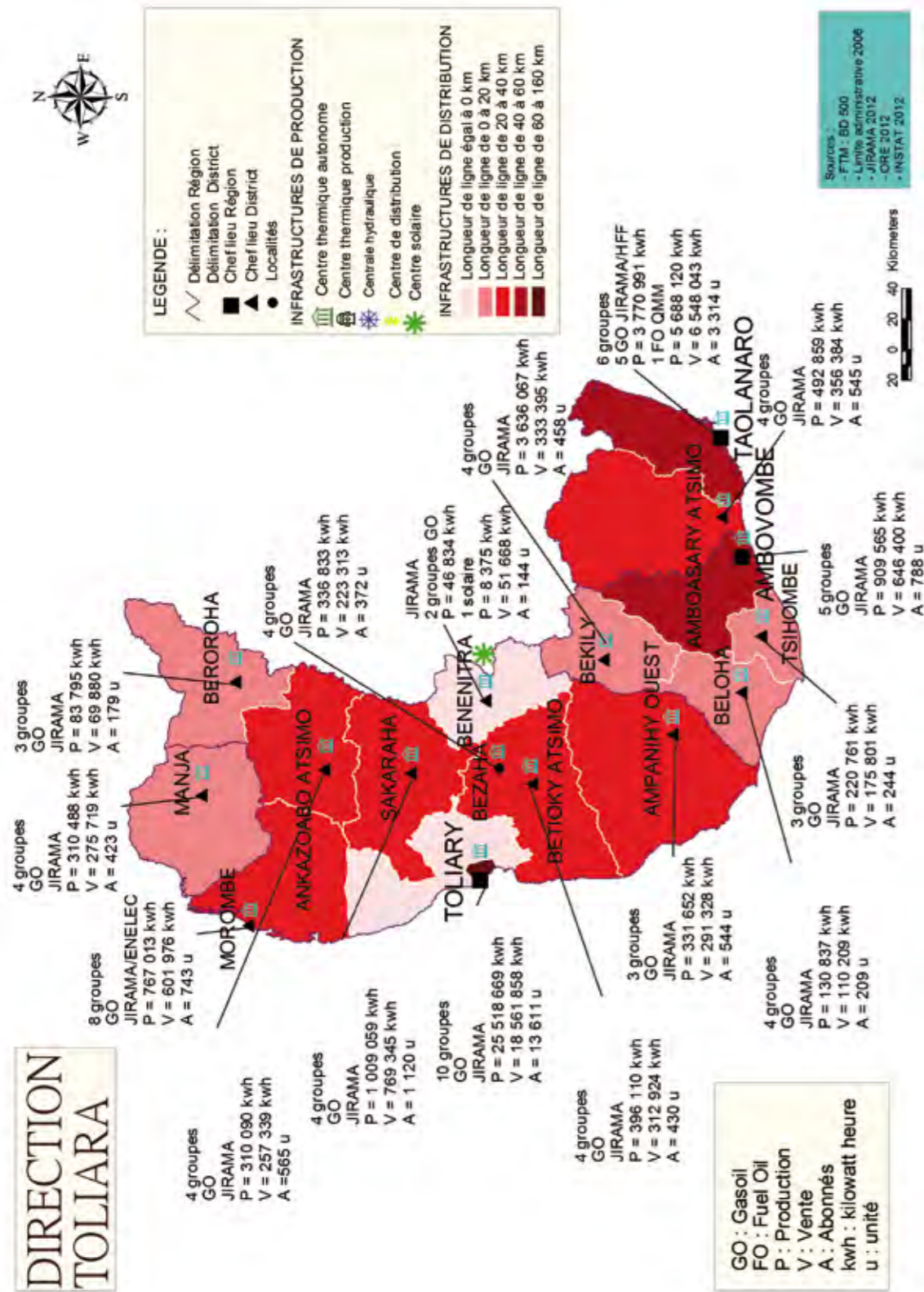
Carte 14. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Mahajanga



Carte 15. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Mahajanga



Carte 16. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Toamasina



Carte 17. Localisation des centrales, montrant la densité des infrastructures de distribution dans le DIR Toliara

4.1.7 Les infrastructures de transport et de distribution

L'offre en Electricité ne couvre pas en totalité le territoire malgache mais se trouve essentiellement dans les villes urbaines comme les chefs lieux de régions, les chefs lieux de districts, et ses environs. L'électrification rurale ne concerne actuellement que 183 villages ruraux.

En ce qui concerne le réseau de la JIRAMA, le transport de l'Electricité concerne la liaison entre les centrales de production et les centres d'exploitation. La distribution d'Electricité fait la liaison entre les centres d'exploitation et les abonnés. La densité du réseau de transport et de distribution d'Electricité peut constituer un indicateur sur l'importance de la couverture en Electricité à Madagascar. La longueur de la ligne de transport atteint 944,37 km. Le transport d'Electricité se trouve dans les réseaux interconnectés comme le RI Tana, RI Fianarantsoa, RI Toamasina et dans quelques villes Antsiranana, Ankazobe, Nosy Be, Ambatolampy, Ambohimadana et Vatoadry.

Les lignes de distribution concernent par contre la liaison des centres d'exploitation vers les usagers. Dans les centrales autonomes, l'Electricité sort des centres de production pour être distribuée directement aux abonnés dans les villes où se trouvent les centres. La longueur de ligne de distribution est passée de 4 594 km en 2001 à 6 208 km en 2011 soit une extension de ligne de 35 % en 10 ans.

Les régions Analamanga et Vakinankaratra sont les plus densément servies avec une longueur de ligne de 3 686 km en 2011 afin de distribuer l'Electricité issue de l'interconnexion. Néanmoins, les quatre (4) régions suivantes : Atsinanana, Boeny, Diana et Atsimo Andrefana possèdent une longueur de ligne de distribution relativement dense qui est comprise entre 200 km et 400 km. Un 3^{ème} groupe de région comprenant 7 régions à savoir : Alaotra Mangoro, Analanjirofo, Itasy, Sofia, Anosy, Vatovavy Fitovinany et Sava possèdent une ligne de distribution entre 100 km et 200 km. Les autres régions : Androy, Menabe, Atsimo Atsinanana, Amoron'i Mania, Ihorombe, Bongolava, Melaky et Betsiboka possèdent une ligne de distribution de faible densité car elle ne dépasse pas les 100 km. Les régions Betsiboka et Melaky ne dépassent pas les 40 km.

En termes d'extension, un allongement significatif de la ligne de distribution a concerné principalement les régions Analamanga, Vakinankaratra, Atsinanana, Alaotra Mangoro et Itasy entre 2005 et 2011.

- L'allongement de la ligne de distribution est de l'ordre de 41 % sur Analamanga et Vakinankaratra et il a concerné particulièrement les villes d'Antananarivo avec 808 km de nouvelle ligne et d'Antsirabe avec 102 km.
- On mentionnera également l'allongement de la ligne à Imerintsiasosika et Arivonimamo dans la région Itasy qui est passé de 98 km à 143 km soit une augmentation de 45 %.
- La ligne de distribution dans la ville d'Ambatondrazaka, région Alaotra Mangoro est passée de 145 km à 163 km soit une augmentation de 12 %.
- Pour le cas de la région Atsinanana, la ligne de distribution a augmenté de 10 % passant de 338 km à 370 km et a concerné principalement la localité de Toamasina.

Ces allongements de lignes de distribution constituent ainsi d'importants investissements pour la JIRAMA dans son réseau de distribution.

En dehors de ces cinq (5) régions, les lignes de distribution n'ont pas évolué de manière significative.

Tableau 43. Longueur des lignes de distribution par région

Régions	Longueur de ligne distribution			Nombre
	2001	2005	2011	
Analamanga	1676,14	1685,47	2 518,41	7
Vakinankaratra	430,60	657,80	797,94	5
Atsinanana	275,72	338,57	370,38	7
Atsimo Andrefana	238,59	284,31	307,38	9
Boeny	495,70	331,79	302,36	5
Diana	249,56	277,17	273,92	5
Haute Matsiatra	166,71	208,62	218,21	4
Alaotra Mangoro	121,72	145,48	163,04	7
Analanjiroro	102,33	152,43	161,39	6
Itasy	68,14	98,32	143,24	6
Sofia	113,35	132,71	143,17	8
Anosy	104,11	118,24	139,42	3
Sava	103,88	115,66	109,94	5
Vatovavy Fitovinany	98,33	108,85	108,28	7
Androy	62,16	90,14	92,36	4
Menabe	51,63	67,99	71,85	5
Atsimo Atsinanana	51,23	57,27	63,67	5
Amoron'i Mania	49,63	74,15	61,88	3
Ihorombe	32,07	49,94	47,52	2
Bongolava	36,54	41,28	42,65	2
Melaky	38,96	43,39	40,64	5
Betsiboka	27,03	31,13	30,36	3
Total général	4594,10	5110,70	6208,01	113

Source : JIRAMA, 2012

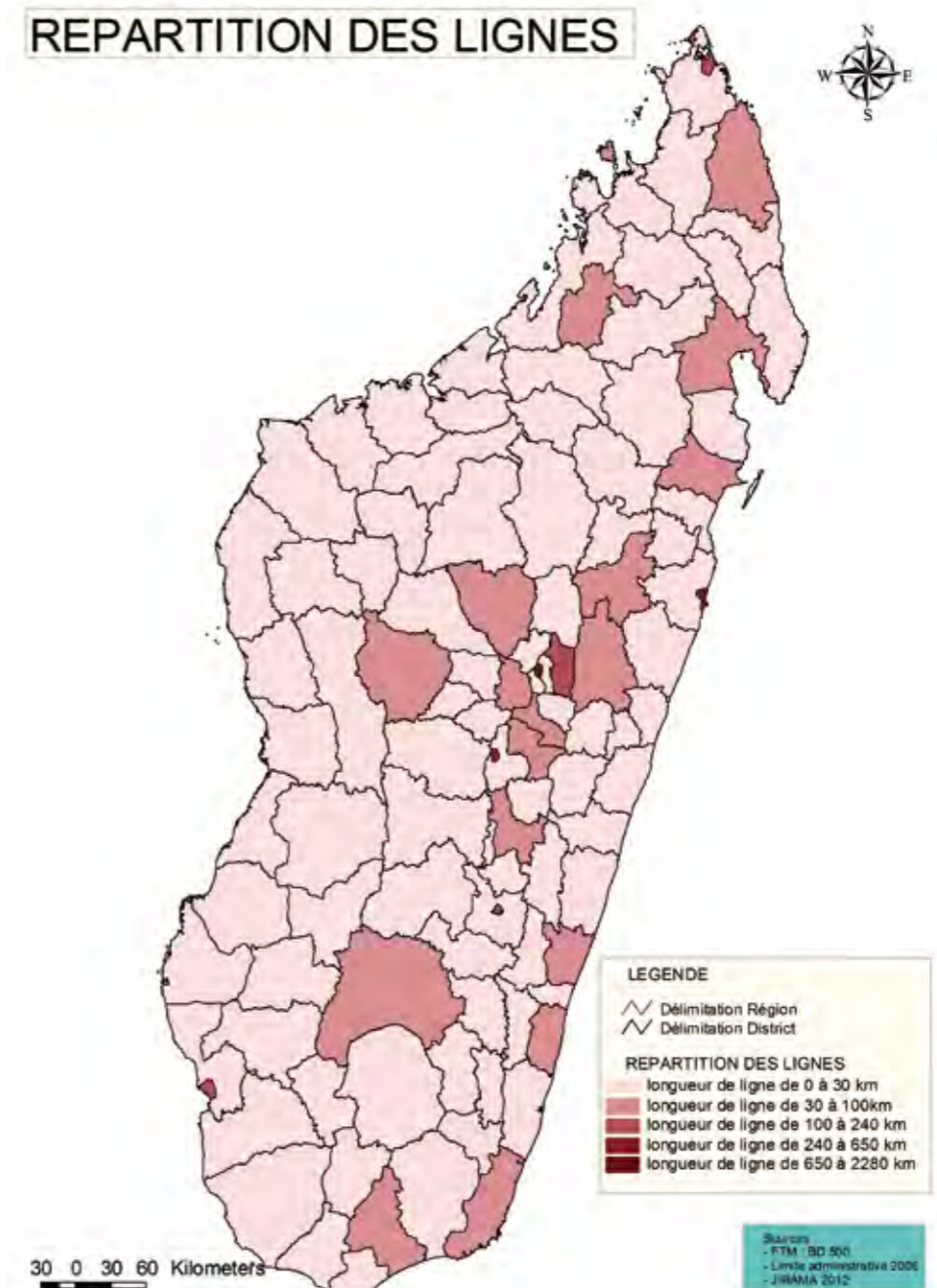
Une analyse plus poussée montre une concentration de la densité de ces lignes de distribution dans neuf (9) principales agglomérations telle qu'elle est présentée sur le tableau ci-après, ainsi que leurs alentours directs et dans les sites urbains peuplés. L'ensemble de ces agglomérations enregistrent une longueur de ligne de distribution représentant 68 % de la longueur totale avec 4 234 km en 2011. Les principales extensions ont eu lieu dans 8 localités avec une augmentation de la longueur de la ligne de l'ordre de 52 % en 10 ans. Cette extension a ainsi particulièrement concerné 7 agglomérations : Antananarivo, Antsirabe, Toamasina, Fianarantsoa, Tolagnaro, Antsiranana, Manjakandriana et Toliara.

Tableau 44. Listes des villes disposant d'une importante densité de la ligne de distribution

Région	Agglomérations	2001	2005	2011
Analamanga	Antananarivo et environs	1476.68	1461.67	2270.46
Vakinankaratra	Antsirabe	346.35	545.82	647.47
Atsinanana	Toamasina	216.70	269.29	300.54
Boeny	Mahajanga	465.45	298.64	237.85
Atsimo Andrefana	Toliary	137.94	185.94	205.85
Haute Matsiatra	Fianarantsoa	123.04	162.04	170.15
Diana	Antsiranana	135.23	154.76	155.21
Analamanga	Manjakandriana	121.21	136.81	149.64
Anosy	Tolagnaro	66.20	76.35	96.86

Région	Agglomérations	2001	2005	2011	
Sous Total 9 principales agglomérations		3088.80	67%	4234.03	68%
Autres 105 agglomérations		1505.30	33%	1973.98	32%
Total		4594.10	100%	5110.72	100%

Source : JIRAMA, 2012



Carte 18. Densité des lignes de distribution dans les régions

4.1.8 Les transformateurs

Des séries de transformateurs sont installées le long des lignes de transport et de distribution afin de réduire la tension. Ainsi, l'Électricité produite peut être classée en plusieurs catégories : courant à haute tension, courant à moyenne tension, et courant à basse tension.

Tableau 45. Etat des transformateurs fonctionnels

LIBELLES	Unités	Cumul 2007	Cumul 2008	Cumul 2009	Cumul 2010	Cumul 2011
Transformateurs						
Nombre de Transformateurs Public en service	u	1 745	1 763	1 810	1 810	1 882
Nombre de Transformateurs Privé en service	u	1 607	1 614	1 657	1 758	1 733
Nombre de Transformateurs Mixte en service	u	177	189	196	196	189
Puissance de Transformateurs Public en service	KVA	219 428	227 239	238 721	238 721	245 155
Puissance de Transformateurs Privé en service	KVA	329 606	330 387	339 989	340 089	354 958
Puissance de Transformateurs Mixte en service	KVA	21 259	23 738	24 468	25 568	23 608

Source : JIRAMA, 2012

4.1.9 Le schéma de la chaîne de valeur

La chaîne de valeur du secteur Électricité comprend les activités de production, de transport et de distribution d'Électricité.

La production d'Énergie électrique depuis la libéralisation du sous-secteur est réalisée à la fois par la JIRAMA et par d'autres sociétés privées. JIRAMA achète ensuite la production de ces sociétés privées. Le transport et la distribution d'Électricité sont effectués par la JIRAMA. Le long de la ligne de transport et de distribution sont installés des transformateurs afin de transformer l'Électricité haute tension en moyenne tension et de transformer l'Électricité moyenne tension en basse tension. Les produits présentés aux clients sont le courant haute et moyenne tension HT/MT et le courant basse tension.

En ce qui concerne l'électrification rurale, la production d'énergie électrique ainsi que sa distribution sont effectuées par des opérateurs privés. Le produit vendu aux clients est le courant basse tension.

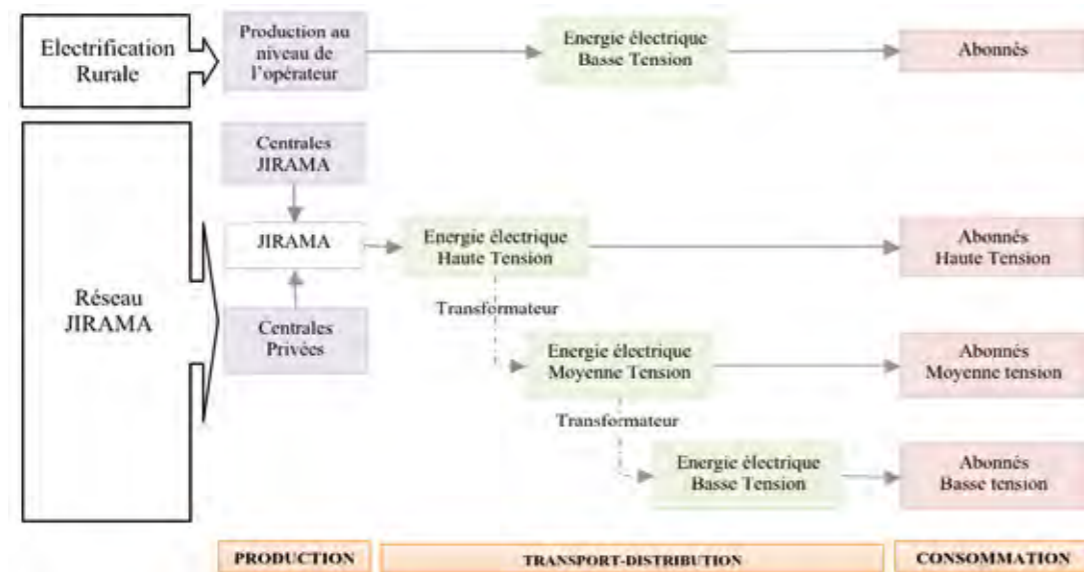


Figure 36. Schéma de la Chaîne de valeur dans la production d'Énergie électrique

4.2 Etat des lieux de la demande en Électricité

4.2.1 Description des catégories de consommateurs

Les consommateurs d'Électricité se divisent en quatre grandes catégories : les ménages, les industries, le secteur des services, l'éclairage public.

- Les ménages :

Les ménages utilisent essentiellement l'électricité pour leur besoin d'éclairage aussi bien en milieu rural qu'urbain. Les ménages constituent le premier consommateur d'Énergie électrique (50 % de la consommation totale en 2011 pour le réseau de la JIRAMA). Par ailleurs, cette catégorie de consommateur est le principal facteur d'augmentation de la puissance installée. En effet, la consommation en Électricité des ménages se déroule généralement en fin de matinée et dans la soirée pour satisfaire les besoins en éclairage. Les autres équipements qui consomment l'Électricité au niveau des ménages sont principalement la télévision, la radio, les appareils électroménagers. Parmi ces derniers, le réfrigérateur reste branché en permanence. Les ménages sont classés dans la catégorie des consommateurs appelés « résidentiels ».

D'après une étude sur les caractéristiques de l'éclairage domestique menée sur huit (8) grandes villes, chaque ménage utilise en moyenne 2,1 lampes à incandescence (LI). Dans l'ensemble, les LI représentent plus de 50% des lampes utilisées. La puissance moyenne des LI utilisées par les ménages est de 52 Watts, celle des LFC de 20 Watts et celle des "autres lampes" tourne autour de 25 Watts.

La catégorie « Ménages » est la plus consommatrice d'Énergie du fait de son nombre élevé, mais avec un pouvoir d'achat assez faible.

- Les industries

Elles utilisent l'Électricité pour alimenter les équipements et les matériels de production. Les industries consomment généralement les courants de haute et moyenne tension. Généralement, les usines fonctionnent dans la journée et pour certains secteurs 24 h/24 h comme le cas des industries textiles, les cimenteries et les industries disposant d'installations frigorifiques à grande échelle.

Le travail de nuit ne se rencontre que saisonnièrement pour les industries textiles qui préparent leur campagne pour le marché d'hiver à l'extérieur.

- Les PME et le secteur des services

Ce sont les entreprises qui consomment l'Énergie électrique pour faire fonctionner les matériels bureautiques. Elles consomment généralement de l'Électricité de basse tension. En milieu rural, le secteur de la restauration constitue l'essentiel des activités économiques qui utilisent l'électricité.

- L'éclairage public

Cette catégorie représente le service public pour l'éclairage à partir des poteaux de la JIRAMA

- L'administration

L'administration regroupe les institutions publiques dont les ministères et elle est placée dans la catégorie des résidentiels. L'administration comprend les différents Ministères, les forces armées qui relèvent du Budget général, les Universités, les EPIC EPA, les Collectivités Décentralisées qui relèvent du Budget autonome; et les autres relèvent du Budget Annexe.

4.2.2 Taux d'accès à l'électricité

Globalement, l'accès à l'énergie électrique reste faible à Madagascar. Selon l'INSTAT, l'enquête périodique auprès des ménages réalisée en 2010 (EPM 2010) a montré que 12 % des ménages malgaches possèdent l'électricité. L'enquête a également montré une inégalité flagrante quant à l'accès à l'électricité en milieu rural et en milieu urbain. En effet, dans le milieu rural, où vit plus de 70 % de la population, il n'y a que 4,8 % des ménages ruraux qui ont l'électricité

en 2010. En milieu urbain, 39 % des ménages urbains ont l'électricité en 2010 alors que ce taux était de 42 % en 2001. Le pétrole lampant reste la principale source d'éclairage pour les ménages malgaches jusqu'à ce jour.

Tableau 46. Taux d'accès à l'électricité au niveau national en % des ménages totaux en 2010

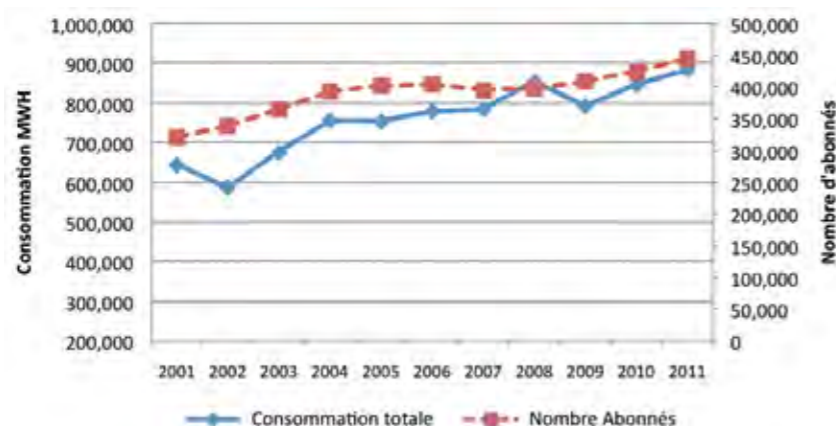
%	Rural		Urbain		Total Madagascar	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
Electricité	155 474	4,8	357 712	39,1	513 186	12,3
Générateur	34 161	1,1	7 618	0,8	41 779	1
Pétrole lampant	2 897 625	88,9	493 835	53,8	3 391 460	81,2
Bougies	104 842	3,2	53 335	5,8	158 177	3,8
Autres	67 238	2,1	4 520	0,5	71 758	1,7
Total	3 259 340	100	917 020	100	4 176 360	100

Source : EPM INSTAT 2010

4.2.3 L'évolution de la consommation globale d'Énergie électrique

En ce qui concerne le réseau de la JIRAMA, la consommation d'électricité suit généralement une courbe croissante entre 2001 et 2011. Pour l'ensemble des 118 agglomérations couvertes par le réseau de la JIRAMA, la consommation nationale traduite par la vente d'Électricité a montré un volume de 644 236 MWh pour un nombre d'abonnés de 320 817 en 2001. Elle est passée à 882 910 MWh pour un nombre d'abonnés de 444 575 en 2011.

Une légère baisse de consommation a été constatée en 2002 et en 2009, qui pourraient être causées en partie par les crises socio-politiques qu'a connues le Pays qui ont entraîné sans doute une baisse de la consommation notamment chez les industries à cause du ralentissement ou d'arrêt des activités, par exemple dans les zones franches, et également à cause des désabonnements de certains clients.



Source : JIRAMA, 2012

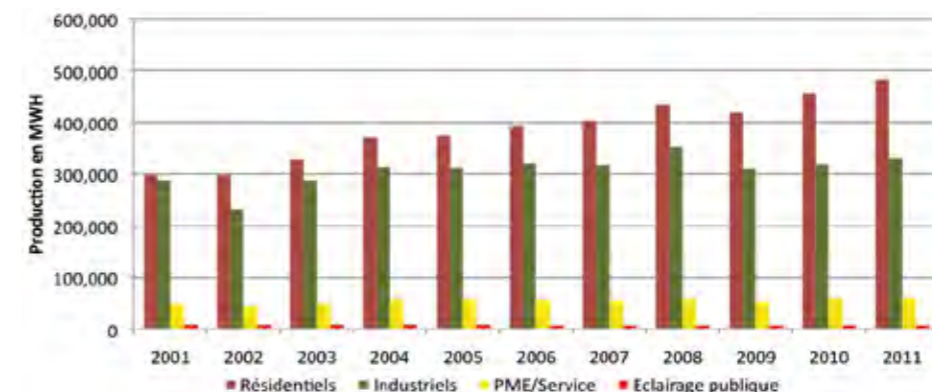
Figure 37. Evolution de la consommation d'Énergie électrique à Madagascar

4.2.4 Evolution de la consommation selon les catégories de consommateurs dans le réseau de la JIRAMA

La JIRAMA a divisé ses clients en abonnés Haute tension/Moyenne tension et en abonnés Basse Tension qui comprend les PME/le secteur des services et les résidentiels ; ces derniers incluent les ménages, l'administration, les agents de la JIRAMA.

La figure ci-après montre que la consommation des résidentiels poursuit une hausse progressive depuis 10 ans allant de 298 184 MWh en 2001 à 483 215 MWh en 2011 soit une hausse de 62 %. La croissance au niveau des Industries a

par contre connue une évolution en dent de scie, notamment avec une baisse de la consommation en 2002 et 2009. La consommation chez les industriels a enregistré une croissance moyenne de 15 % allant de 288.342 MWh en 2001 à 330 714 MWh en 2011. En ce qui concerne les PME/Service, la consommation enregistre une croissance régulière de l'ordre de 26 % entre 2001 et 2011 passant de 46 050 MWh à 61 098 MWh. Enfin, la consommation au niveau de l'éclairage public a connu une baisse en 10 ans passant de 8 835 MWh à 7 883 MWh.

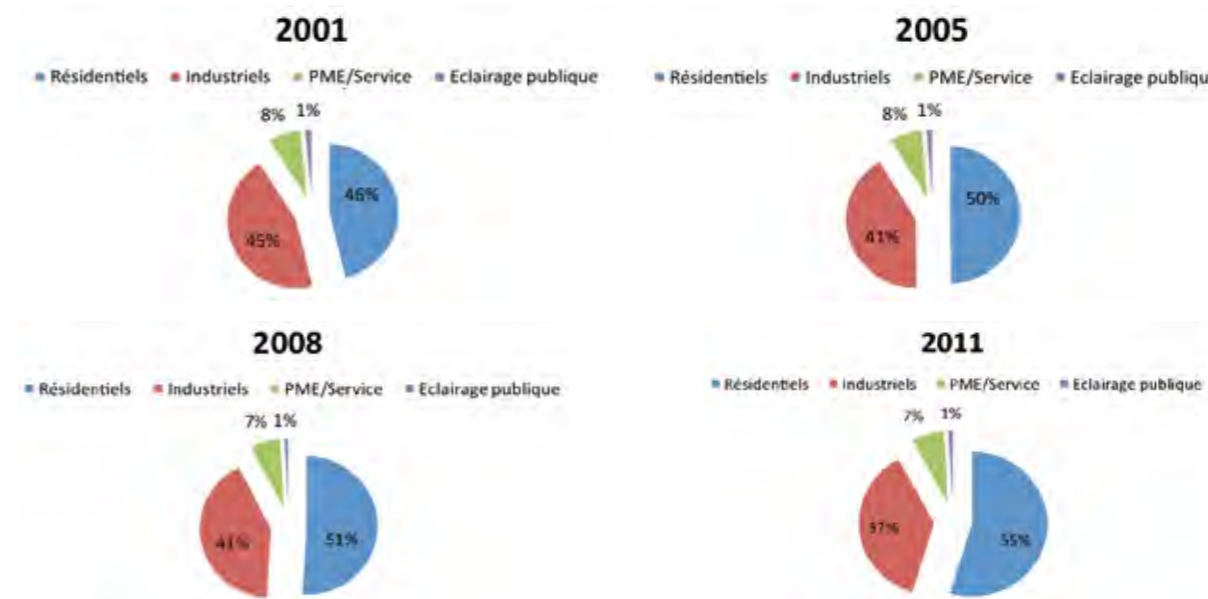


Source : JIRAMA, 2012

Figure 38. Evolution de la consommation en Électricité selon les catégories des consommateurs

4.2.5 Segment de marché en termes de consommation selon les catégories de consommateurs

En ce qui concerne le réseau de la JIRAMA, la consommation des résidentiels et des industriels représente respectivement 46 % et 45 % de la consommation totale d'Électricité en 2001. En 2011 la consommation en milieu industriel a connu une diminution allant de 37 % contre une augmentation à 55 % chez les résidentiels. La part des autres consommateurs : PME/Service et éclairage public n'a pas beaucoup évolué pour stagner respectivement à 7 %, 8 % et 1 %.



Source : JIRAMA, 2012

Figure 39. Evolution du segment de marché selon les catégories de consommateurs en termes de consommation d'Électricité dans le réseau JIRAMA

4.2.6 Evolution du nombre des abonnés selon les catégories de consommateurs pour le réseau de la JIRAMA

Entre 2001 et 2011, le nombre des abonnés totaux est passé de 320 817 à 444 575.

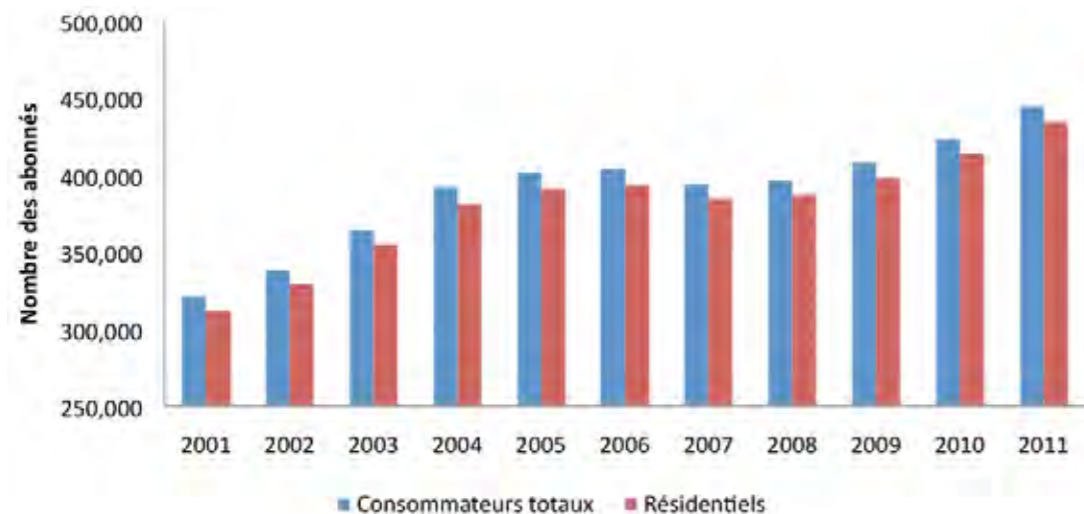
Le nombre d'abonnés résidentiels est passé de 311 672 à 434 485, soit une augmentation de 39 %. Au niveau des industriels, le nombre d'abonnés est passé de 891 à 976 soit une augmentation de 10 %. Ceci confirme le faible dynamisme des industries à Madagascar. Le secteur des services est passé de 7 352 abonnés en 2001 à 7 981 abonnés en 2011 soit une augmentation de 9 %.

Ainsi, la structure du marché n'a pas subi de changement, les abonnés résidentiels représentent toujours 97 % des consommateurs. Les industriels ont par contre diminué en 10 ans passant de 2,29 % en 2001 à 1,79 % en 2011.

Tableau 47. Evolution du nombre des abonnés selon les catégories de consommateurs

Nombre	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Résidentiels	311672	328869	354863	381401	390989	393111	383909	386947	398340	413999	434485
Industriels	891	869	860	870	906	891	900	993	908	912	976
PME/Service	7352	7568	7789	8482	8914	8662	8557	7796	7646	7844	7981
Eclairage publique	902	976	971	1040	1091	1113	1030	991	1109	1130	1133
Consommateurs totaux	320817	338282	364483	391793	401900	403777	394396	396727	408003	423885	444575

Source : JIRAMA, 2012



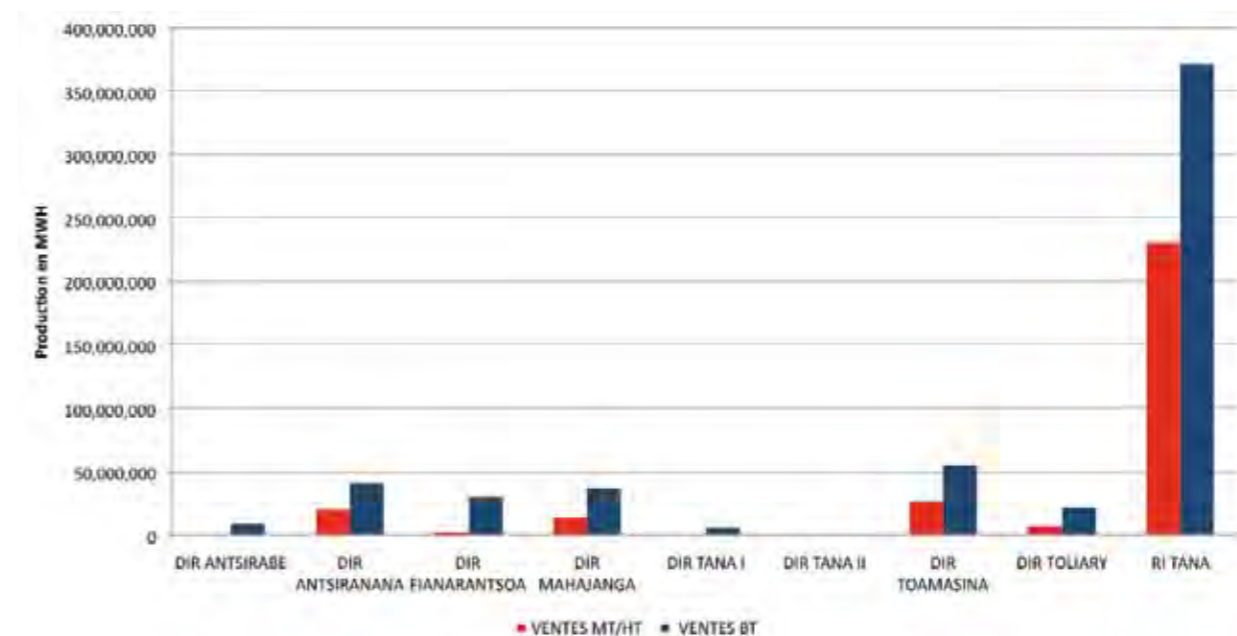
Source : JIRAMA, 2012

Figure 40. Evolution du nombre des abonnés

4.2.7 Répartition géographique de la consommation

4.2.7.1 Répartition de la consommation par Direction de la JIRAMA

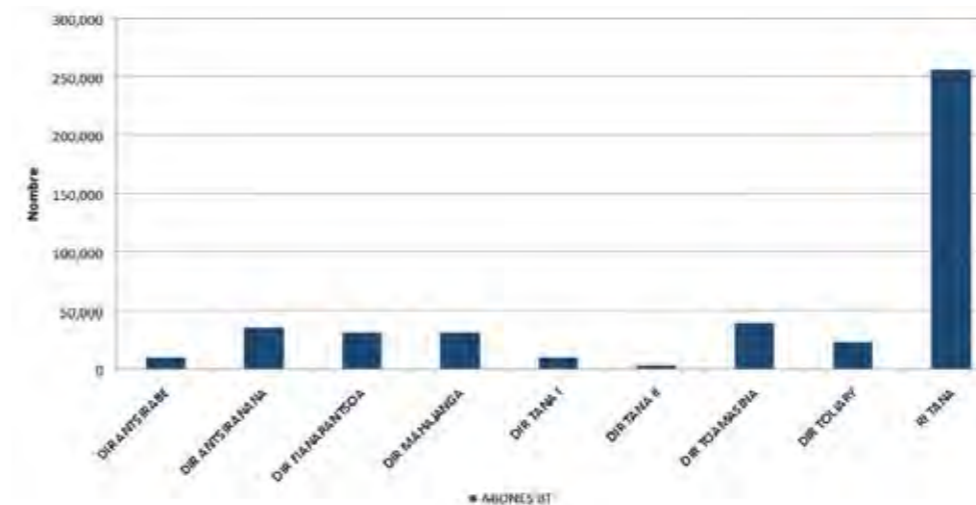
La consommation en Energie électrique se concentre essentiellement dans les grandes villes. La consommation d'Energie électrique est inégale suivant les régions. Les abonnés dans le RI Antananarivo constituent de loin les plus grands consommateurs. Le RI Antananarivo comprend la région Analamanga où l'on rencontre le plus grand nombre d'utilisateurs. Le DIR Toamasina comprenant les abonnés dans la ville de Toamasina et de la région Atsinanana constitue la 2nde zone consommateur d'Electricité. Pour l'ensemble du territoire, les abonnés se concentrent surtout dans les villes, notamment les Chefs-lieux de province, de région et de districts.



Source : JIRAMA, 2012

Figure 41. Répartition de la vente (MWh) de la JIRAMA par Direction Inter Régionale

Le nombre des abonnés par région suit pratiquement la même proportion que la consommation par région. Les abonnés sont concentrés dans le RI Antananarivo.



Source : JIRAMA, 2012

Figure 42. Répartition du nombre des abonnés de la JIRAMA par Direction Inter Régionale

4.2.7.2 Evolution de la consommation dans les principales agglomérations

La consommation auprès des onze (11) principales villes dont les neuf (9) villes les plus desservies en matière de ligne de distribution auxquelles s'ajoutent Moramanga et Nosy Be est passé de 547 561 MWh soit 85 % de la consommation totale en 2001, à 781 605 MWh soit 89 % de la consommation totale en 2011. Par rapport à la croissance de la consommation au niveau national qui est de 37 %, ces 11 villes enregistrent une croissance de 43 %.

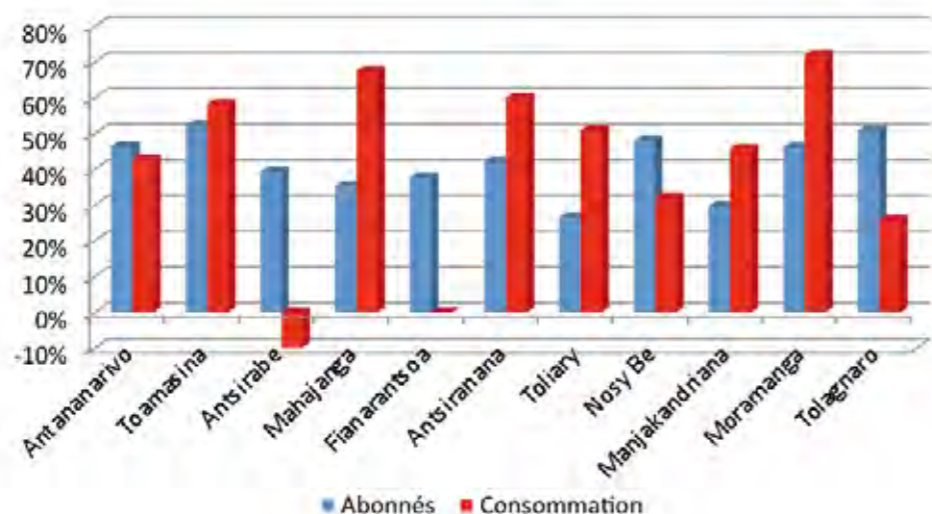
En terme de nombre d'abonnés, ces onze (11) villes représentent 76% des abonnés en 2011 avec 336 424 abonnés sur 444 575. et ont enregistré 106 692 nouveaux abonnés en 10 ans dont 70 % à Antananarivo. La croissance des abonnements pour ces villes dépassent la moyenne nationale, entre 2001 et 2011, avec 46 % contre 39 % au niveau

national. Antananarivo connaît la plus forte croissance en 10 ans avec 52% soit 70 153 nouveaux abonnés pour atteindre 204 535 en 2011.

Cette situation s'explique par l'existence d'activités économiques importantes dans ces villes : commerces, industries, tourisme, mine, port. Par exemple, le secteur industriel à Toamasina enregistre une consommation en Energie électrique HT/MT passant de 15 310 KWh en 2001 à 25 519 KWh en 2011. La consommation des abonnés MT/HT à Antananarivo est passé de 137 111 KWh en 2001 à 197 498 KWh en 2011.

Ces activités industrielles consomment de l'Energie électrique, d'une part et génèrent d'important emplois, d'autre part, ce qui fait de ces villes des pôles d'émigration. Ceci influe fortement la part du segment de marché « résidentiel » en matière de consommation d'Energie électrique, soit 89 % de la consommation totale d'Énergie électrique en 2011. A titre d'exemple, pour le cas des villes de Moramanga, Taolagnaro, Toamasina et Antananarivo, la croissance de la consommation en Énergie électrique par les abonnés résidentiels de 2001 à 2011 est respectivement de 154 %, 89 %, 75 % et 76 %. Ce fait s'explique par l'implantation d'industrie minière comme SHERRIT pour Toamasina et Moramanga, et QMM pour Taolagnaro.

Enfin, les villes servies par le réseau interconnecté enregistrent le plus d'abonnés et de consommation grâce à la prédominance de centrales hydrauliques permettant la production d'énergie électrique à un coût moins élevé. Par contre, l'accessibilité à l'Energie électrique est assez réduite à cause de son coût plus élevé pour les autres zones où la production d'Energie électrique est assurée en grande partie par les centrales thermiques. Ainsi, la consommation des abonnés résidentiels à Antananarivo reste toujours la plus élevée par rapport aux autres villes avec 156 721 KWh en 2001 et 275 623 KWh en 2011 ; ce qui représente 50 % de la consommation nationale pour ce segment.



Source : JIRAMA

Figure 43. Taux de croissance des abonnés et de la consommation des principales agglomérations

Tableau 48. Liste des plus importantes agglomérations en terme de nombre d'abonnés

		2001	2003	2005	2007	2009	2011	Croissance	
	ABONNES TOTAUX	320 817	364 483	401 900	394 396	408 003	444 575	123758	39%
	Abonnés des 11 villes par rapport aux abonnés totaux	72%	70%	70%	69%	76%	76%		
N° zone	Abonnés des 11 villes	229 732	256 565	280 878	273 835	310 290	336 424	106692	46%
1	Antananarivo	134 382	146 990	161 218	155 662	188 438	204 535	70153	52%
2	Toamasina	20 230	23 394	25 657	25 359	25 944	28 177	7947	39%
4	Antsirabe	15 221	17 412	19 319	19 189	19 800	20 611	5390	35%
3	Mahajanga	13 605	15 733	16 872	16 472	17 213	18 729	5124	38%

		2001	2003	2005	2007	2009	2011	Croissance	
	ABONNES TOTAUX	320 817	364 483	401 900	394 396	408 003	444 575	123758	39%
5	Fianarantsoa	12 315	14 405	15 633	15 547	16 282	17 493	5178	42%
8	Antsiranana	10 873	12 129	12 938	12 571	12 372	13 758	2885	27%
74	Toliary	9 198	10 821	12 161	12 077	12 356	13 611	4413	48%
6	Nosy Be	4 572	5 032	5 575	5 587	5 602	5 930	1358	30%
91	Manjakandriana	3 542	3 922	4 248	4 216	4 616	5 176	1634	46%
72	Moramanga	3 376	3 969	4 364	4 196	4 650	5 090	1714	51%
77	Tolagnaro	2 418	2 758	2 893	2 959	3 017	3 314	896	37%

Source : JIRAMA

Tableau 49. Listes des plus importantes agglomérations en terme de consommation

		2001	2003	2005	2007	2009	2011	Croissance	
	VENTE TOTALE	644 236	675 536	753 715	783 842	791 003	882 910	238 674	37%
	Vente dans les 11 villes par rapport à la vente totale	85%	84%	84%	83%	89%	89%		
N° zone	Vente dans les 11 villes	547 561	566 773	630 656	654 151	704 940	781 605	234 044	43%
1	Antananarivo	313 955	330 088	374 826	404 523	456 262	496 769	182 814	58%
4	Antsirabe	85 579	77 014	91 280	79 561	70 356	77 146	-8 433	-10%
2	Toamasina	42 208	45 909	48 811	48 377	55 387	70 703	28 494	68%
3	Mahajanga	39 596	39 854	36 912	40 664	35 823	39 582	-14	0%
8	Antsiranana	19 277	21 978	22 900	21 948	25 499	30 848	11571	60%
5	Fianarantsoa	13 177	14 431	16 794	17 217	17 601	19 891	6 715	51%
74	Toliary	14 075	16 313	15 986	15 059	17 029	18 562	4 487	32%
6	Nosy Be	8 739	9 404	10 354	6 296	12 380	12 737	3 998	46%
77	Tolagnaro	3 810	4 251	3 912	10 154	6 539	6 547	2 737	72%
72	Moramanga	4 972	5 647	6 585	7 906	5 690	6 257	1 285	26%
91	Manjakandriana	2 172	1 883	2 296	2 445	2 374	2 562	390	18%

Source : JIRAMA

4.2.8 Le prix de l'Electricité

Le prix de l'électricité vendue à la JIRAMA est librement fixé entre les producteurs et la JIRAMA tandis que selon la loi 98-032, le prix de l'électricité vendue aux utilisateurs finaux est réglementé. Aussi, l'on parle plutôt de tarif que de prix à ce niveau, car l'objectif pour la JIRAMA réside essentiellement dans la couverture intégrale de ses charges.

Pour ce dernier cas, la structure de tarif de l'électricité destiné aux utilisateurs finaux, que ce soit pour les abonnés BT ou HT/MT, est composée de 3 parties :

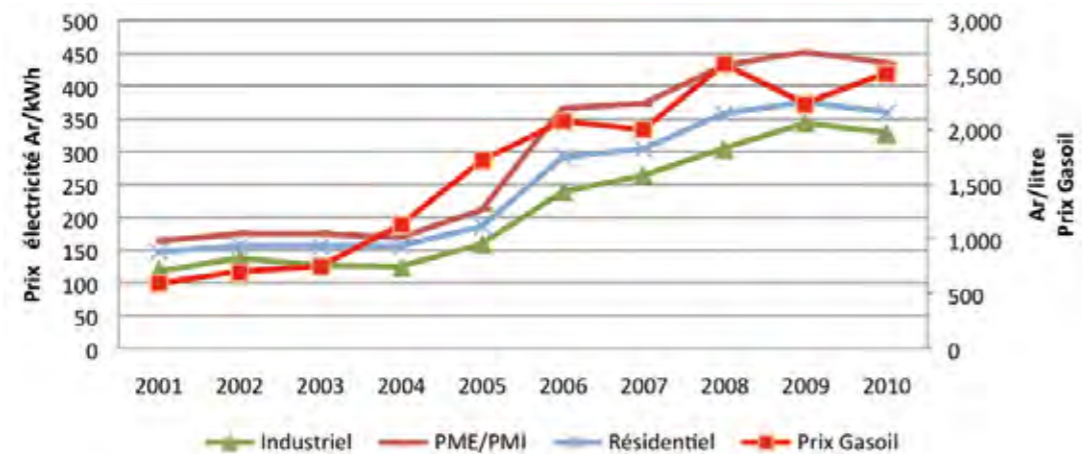
- Prime fixe qui permet de tenir compte des investissements et de la puissance des groupes,
- Prix énergie électrique en KWh qui permet de tenir compte des coûts d'exploitation des groupes,
- et la redevance qui est censée couvrir le coût des prestations aux clients

Par ailleurs, afin de mieux considérer les capacités financières des abonnés, la JIRAMA a également établi plusieurs catégories de tarif en fonction de la durée de la consommation, de la période de consommation et du volume de consommation.

Enfin, les tarifs sont différenciés en zones tarifaires.

- Zone 1, sont appliqués aux clients alimentés par un système de production à prédominance hydraulique,
- Zone 2, pour les villes à prédominance de production au fuel,
- Zone 3, pour les villes alimentées par des centrales thermiques au gasoil.

Le tarif de l'électricité au niveau des consommateurs n'a pas connu une hausse entre 2001 à 2005 malgré l'augmentation des paramètres économiques (prix du combustible, dépréciation de l'Ariary, taux d'inflation), le mécanisme d'ajustement tarifaire n'a pas été appliqué. De 2005 à 2008, le tarif a connu des hausses successives. En 2005, la JIRAMA a entamé un plan de redressement avec le soutien des bailleurs de fonds avec la mise en place d'un contrat de gestion de cinq (5) ans. Plusieurs mesures ont été ainsi prises comme l'application de ce mécanisme d'ajustement tarifaire.



Source : JIRAMA

Figure 44. Variation du prix de l'électricité entre 2001 et 2011

Tableau 50. Tarif appliqué depuis avril 2009

Catégorie	Elements Tarifaires	Unité	Tarifs Avr 09			
			Zone 1	Zone 2	Zone 3	
HAUTE TENSION (HT)	Tarif HT LONGUE UTILISATION	Prime fixe	Ar/kW	30 000		
		Energie	Ar/kWh	125		
		Redevance	Ar	142 000		
	Tarif HT HORAIRE	Prime fixe	Ai/kW	24 000		
		Prix énergie POINTE	Ar/kWh	405		
		Prix énergie JOUR	Ar/kWh	90		
		Prix Energie NUIT	Ar/kWh	47		
		Redevance	Ar	161 250		
	MOYENNE TENSION (MT)	Tarif MT LONGUE UTILISATION	Prime fixe	Ar/kW	30 520	20 000
Prix énergie			Ar/kWh	140	300	495
Redevance			Ar	125 000	125 000	125 000
Tarif MT COURTE UTILISATION		Prime fixe	Ar/kW	30 520	20 000	16 500
		Prix énergie	Ar/kWh	190	327	520
		Redevance	Ar	125 000	125 000	125 000
Tarif MT HORAIRE		Prime fixe	Ar/kW	24 500	20 000	16 500
		Prix énergie POINTE	Ar/kWh	410	480	620
		Prix énergie JOUR	Ar/kWh	90	295	480
		Prix énergie NUIT	Ar/kWh	70	240	450
		Redevance	Ar	145 000	145 000	145 000
Tarif MT LONGUE UTILISATION		Prime fixe	Ar/kW	30 520	20 000	16 500
		Prix énergie	Ar/kWh	215	400	590
		Redevance	Ar	125 000	125 000	125 000
Tarif MT COURTE UTILISATION		Prime fixe	Ai/kW	30 520	20 000	16 500
		Prix énergie	Ar/kWh	235	403	610
		Redevance	Ar	125 000	125 000	125 000
Tarif MT HORAIRE		Prime fixe	Ar/kW	27 500	20 000	16 500
		Prix énergie POINTE	Ar/laili	475	480	620
		Prix énergie JOUR	Ai /kWh	160	354	550
	Prix Energie NUIT	Ar/kWh	100	345	530	
	Redevance	Ar	145 000	145 000	145 000	
BASSE TENSION (BT)	Tarif BT GENERAL Autres	Prime fixe	Ar/kW	2 975	2 560	1 540
		Prix énergie	Ar/kWh	236	405	547
		Redevance	Ar	7 700	7 700	7 700
	Tarif BT GENERAL Résidentiels	Prime fixe	Ar/kW	2 710	1 740	1 275
		Prix énergie < 130kWh	Ar/kWh	205	368	490
		Prix énergie > 130kWh	Ar/kWh	276	410	550
		Redevance	Ar	6 450	6 450	6 450
	Tarif BT Eco Non Résidentiels Ps < 3 kW	Prix énergie<25kWh	Ar/kWh	151	151	151
		Prix énergie>25kWh	Ar/kWh	645	720	773
		Redevance	Ar	778	778	778
	Tarif BT Eco Résidentiels Ps < 3 kW	Prix énergie<25kWh	Ar/kWh	141	141	141
		Prix énergie>25kWh	Ar/kWh	620	689	737
Redevance		Ar	778	778	778	

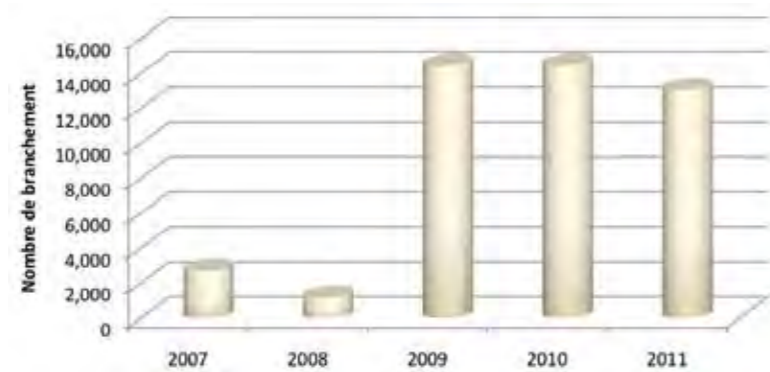
Source : ORE

4.2.9 Satisfaction de la demande

4.2.9.1 Satisfaction des demandes de branchement

Le délai normal de branchements après le dépôt d'une demande est de 90 jours. Mais le gel des branchements en 2006 - 2007 a accumulé les demandes auprès de la JIRAMA. Ainsi, cette société n'arrivait plus à tenir ce délai. Les années 2005 à 2008 constituaient une période particulièrement difficile pour la société JIRAMA compte tenu de leur difficulté à satisfaire la demande en Electricité. Le retard dans la réalisation d'investissements de production et l'augmentation rapide de la demande a mis la société dans une situation délicate. Le gel des branchements constituait une solution temporaire dans le but de maîtriser la demande, c'est-à-dire la faire correspondre à la possibilité d'offre de l'entreprise, le temps que de nouvelles centrales thermiques soient prêtes à fonctionner.

Le nombre de branchement Basse Tension réalisé reste inférieur par rapport à la demande car sur les 10 330 demandes déposées depuis 2007, la JIRAMA n'a pu satisfaire que 7 578 d'entre elles, soit 74 % de taux de réalisation.



Source : JIRAMA

Figure 45. Evolution du nombre debranchement HT/BT réalisé de 2007 à 2011

Tableau 51. Evolution du nombre de branchement réalisé par la JIRAMA entre 2007 et 2011

Type tension	Branchements	Unité	2007	2008	2009	2010	2011
Moyenne tension	Nombre de Branchements MT réalisés	u	35	18	17	17	52
	Montant hors NA de Branchements MT réalisés	KAr	44 535	69 329	142 177	142 177	338 384
Basse tension	Nombre de demandes de Travaux de Branchements BT reçues	u	7 107	6 146	35 252	35 381	18 873
	Nombre d' Ordres d'Exécution de Branchements BT reçus	u	3 010	715	21 822	21 946	13 052
	Nombre de Branchements BT réalisés	u	2 704	1 166	14 458	14 467	13 076
	Montant hors NA de Branchements BT réalisés	KAr	900 064	228 253	3 168 319	7 423 983	9 050 464

Source : JIRAMA

4.2.9.2 Qualité du service : satisfaction de la demande par rapport au service

La fourniture d'Electricité constitue un sujet de débat important pour la population et les abonnés ces dernières années à cause des problèmes de coupures d'Electricité dans le pays. Ceci provoque au niveau des consommateurs des désagréments voire des pertes au niveau des industriels à cause des arrêts de production.



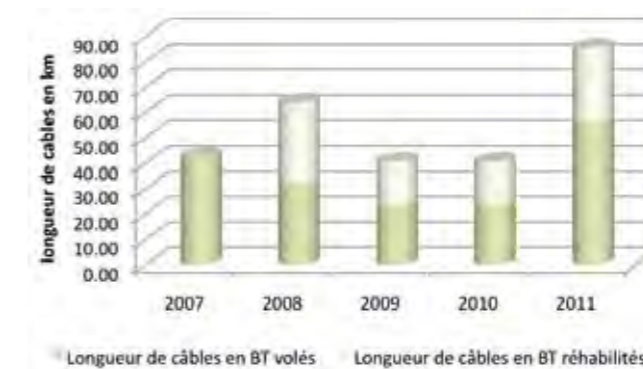
Source : JIRAMA

Figure 46. Nombre de coupures enregistrés au niveau de la société JIRAMA

Tableau 52. Evolution des pannes enregistrées au niveau de la JIRAMA

Pannes sur réseaux TANA	Unités	Cumul 2007	Cumul 2008	Cumul 2009	Cumul 2010	Cumul 2011
Nombre de coupures dus aux pannes sur réseau MT	u	241	224	277	277	2971
Heures de coupures dues aux pannes sur réseau MT	h	971,22	989,18	1567	1567	1345
Energie coupée dues aux pannes sur réseau MT	KWH	816 802	856 589	762 238	762 238	1 093 796
Nombre de coupures dus aux pannes sur réseau BT	U	5 170	1 624	2 245	2 245	2 495

Source : JIRAMA



Source : JIRAMA

Figure 47. Longueur de vols et réhabilités de 2007 à 2011

Par ailleurs, les vols de câbles électriques alourdissent les problèmes de coupures dus aux pannes.

Tableau 53. Longueur des câbles électriques volés enregistrés au niveau de la JIRAMA

Câbles volés TANA	Unités	Cumul 2007	Cumul 2008	Cumul 2009	Cumul 2010	Cumul 2011
Longueur de câbles en BT volés	Km	42,56	32,29	23	23	56
Coût de câbles volés	KAr	0	205 730	300 722	300 722	852 246
Longueur de câbles en BT réhabilités	Km	0,00	31,64	17	17	30
Coût de câbles réhabilités	KAr	0	110 914	104 417	104 417	798 809

Source : JIRAMA

5 Etat des lieux du sous-secteur Energies Renouvelables

Les sources d'Énergie Renouvelable sont principalement les ressources hydroélectriques, l'énergie solaire et éolienne, la biomasse et les plantes pour l'agrocarburant. Les ressources hydroélectriques restent de loin la ressource d'énergie renouvelable la plus exploitée à Madagascar avec 691 GWH de production en 2011. Le Bois énergie constitue également une énergie renouvelable lorsqu'il est exploité d'une manière durable. L'état des lieux ci-après présente les opportunités et les potentiels du pays sur l'énergie solaire, l'énergie éolienne et les plantes pour l'agrocarburant.

5.1 Etat des lieux de l'Énergie solaire

Selon plusieurs études¹², Madagascar possède un important potentiel en Énergie solaire avec une Énergie incidente¹³ de l'ordre de 2 000 kWh/m²/an et presque toutes les régions du pays ont plus de 2 800 heures d'ensoleillement annuel, soit une puissance solaire de 750 w/m². Les régions les plus intéressantes disposant d'un niveau de rayonnement supérieur à 5 500 W/m² sont Diana, Sava, Sofia, Boeny, Melaky, Menabe, haute Matsiatra, Amoron'i Mania, Anosy, Androy, Atsimo Andrefana, Vakinankaratra, Bongolava, Atsimo Atsinanana. L'Énergie solaire est valorisée en Énergie électrique grâce aux installations photovoltaïques, et en Énergie pour la cuisson, grâce au cuiseur solaire ou au solaire à concentration.

Malgré les potentiels existants, ces ressources restent encore sous-exploitées. Leurs valorisations restent très restreintes, au niveau des CSB, Ecoles et particuliers. Pour la société JIRAMA, un seul centre à Benenitra fonctionne avec une production solaire en appoint avec une production thermique au gasoil. Les autres réalisations restent soit au stade de projet et de recherche à cause de différents paramètres : faible maîtrise technique, coût économique, faible adoption (sociale), ...

5.1.1 Le solaire photovoltaïque

Les installations photovoltaïques restent encore entièrement importées : panneaux, convertisseurs, Les batteries sont dans la majorité des cas importées mais on peut utiliser aussi les batteries de fabrication locale.

Différentes options et capacités sont proposées sur le marché et plusieurs sociétés y proposent aussi des installations photovoltaïques. Ce sont: Tenema, Solarmad, Ades, Majinco, Flamingo, PoWer technology (Wcs), Someca, Solarmad, Sodibur Madagascar, Smef, Iframac Madagascar, IBL Madagascar, Hydelec, Énergie technologie, Coted, Clinic info, bushproff madagascar, Gc energy.

Les sociétés proposent différentes gammes de panneaux solaires, conseillent et apportent une assistance technique aux futurs utilisateurs.

Les types de panneaux solaires proposés sur le marché sont: silice amorphe, monocristallin et polycristallin. Les fournisseurs vendent surtout les panneaux et les accessoires. Ils proposent accessoirement les batteries car les clients peuvent choisir d'autres batteries sur le marché.

Tenesol : 7840 Wc dans la région de Toliara, 2 500 Wc dans d'autres régions, 60 écoles et CSB totalisant 700 Wc, 16 kW dans le parc Ankarafantsika.

Solarmad : 100 unités de plaques solaires de 50 W pour alimenter les petits équipements électriques.

Les installations photovoltaïques les plus significatives se trouvent au niveau des 1 112 antennes relais des

opérateurs dans la télécommunication ainsi qu'au niveau des postes de gendarmerie, des centres de santé de base répartis à travers l'île.

Un aperçu des prix d'achat des installations solaires est présenté ci-après :

- Panneaux photovoltaïques silice amorphe de 50 Wc : 700 000 Ar
- Panneaux photovoltaïques de 50 Wc : 1 000 000 Ar (monocristallin, polycristallin)
- Batteries de 50 Ah : à partir de 250 000 Ar
- Régulateur : à partir de 170 000 Ar

5.1.2 Le solaire à concentration et cuiseur solaire

Les cuiseurs solaires proposés sur le marché malgache sont les fours solaires et les paraboles. Ils sont montés localement à partir des matériaux métalliques importés (éléments métalliques réfléchissants, barre de fer pour l'ossature). Un four solaire est une caisse isolée à l'intérieur de laquelle la température peut monter jusqu'à 150° C. 100 fours solaires économisent 720 tonnes de bois de chauffage et une surface de 130 ha de forêts.

ADES produit des fours solaires et a déjà vendu 3 000 unités dans la région Atsimo Andrefana. (Enquête, 2012).

SOLTEC produit et vend des cuiseurs solaires dont le plus prisé est la parabole SK14 vendu en 1 200 exemplaires.

5.2 Etat des lieux de l'Énergie éolienne

Madagascar possède un potentiel important en matière de production d'Énergie éolienne. Il y a 3 sortes de vents dans le pays : les vents des côtes, les vents locaux, les vents provenant de l'océan dont les alizés et les cyclones.

Les vents des côtes et locaux peuvent avoir une variation d'intensité journalière, les vents alizés ont des variations saisonnières. Mais ils constituent les vents potentiels pour la mise en place d'une installation éolienne.

Globalement, les régions Nord, Sud et la côte Est constituent les zones favorables où la vitesse de vent est intéressante, atteignant 7,5 à 9 m/s dans le nord, 6 à 9 m/s dans le sud. En considérant les zones du Nord au Sud longeant la côte Est, ayant une vitesse de vent aux environs de 6,5 m/s, Madagascar dispose d'un potentiel de 2 000 MW d'Énergie éolienne.

Le montage des installations éoliennes peut être réalisé localement à partir des matériaux importés notamment la turbine même si certaines entreprises importent la totalité des pièces.

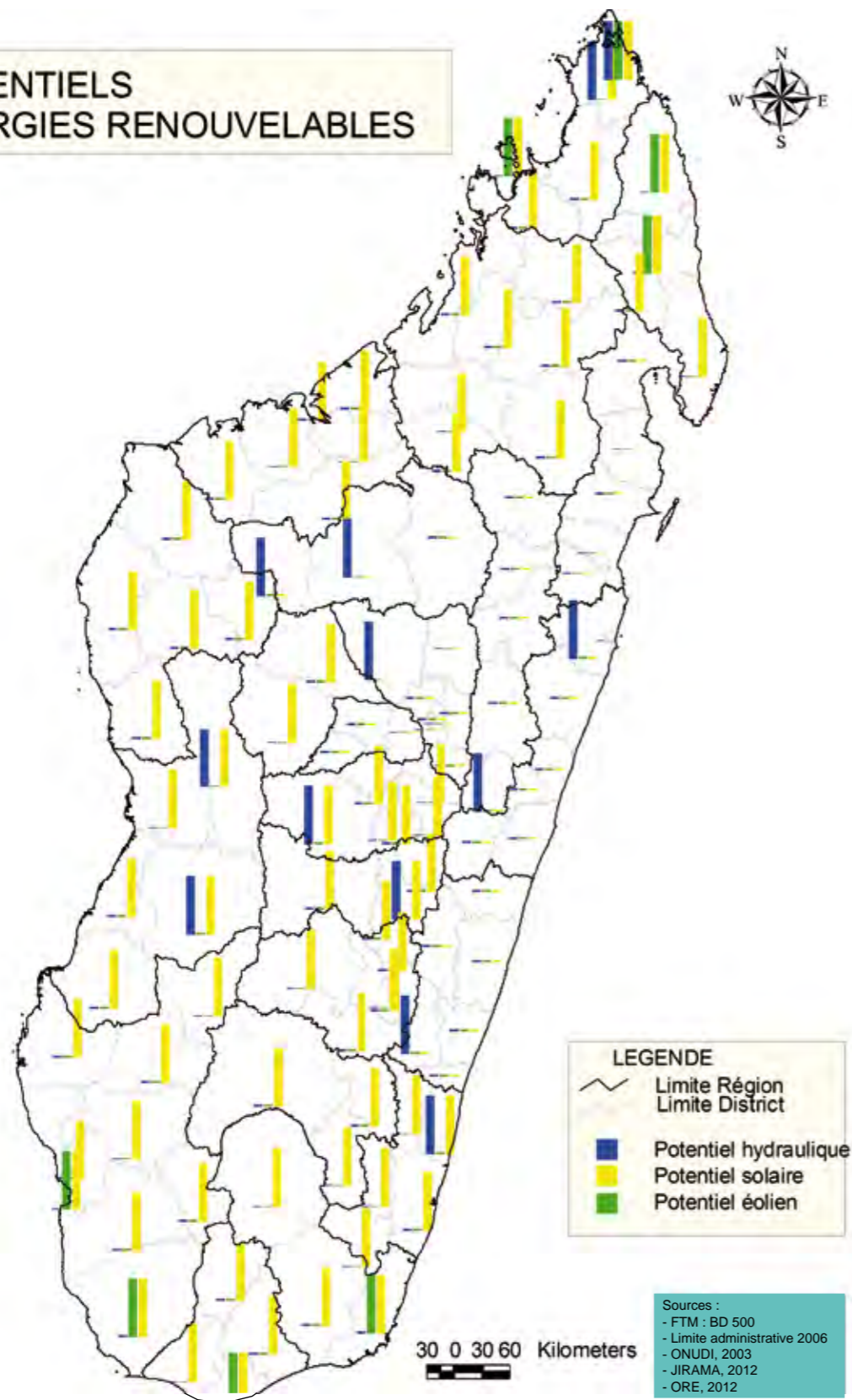
Les principales sociétés intervenant dans la vente et la distribution des installations éoliennes sont Someca, Solarmad, Ted.

Someca fournit des installations éoliennes ayant une puissance supérieure à 275 KW.

¹² Etudes sur la capitalisation des acquis relative à l'utilisation de l'énergie alternative, Ministère environnement, des eaux et forêts, octobre 2007 – The potential for renewable energies in rural areas of Madagascar, ONUDI, Mars 2009

¹³ L'énergie solaire incidente est l'énergie solaire qui frappe directement une surface, par exemple les panneaux photovoltaïques. Plus l'énergie incidente est importante, plus le rendement des panneaux photovoltaïques et l'énergie produite sont élevés. La puissance solaire de 750 w/m² est le double de ce qu'on rencontre en France

POTENTIELS
ÉNERGIES RENOUVELABLES



Carte 19. Potentialités en Energie renouvelable de Madagascar

5.3 L'Agrocarburant

L'agrocarburant à Madagascar se trouve encore au stade de démarrage. Il n'y a pas encore d'activités commerciales officielles concernant les produits comme l'agrodiesel et l'agroéthanol. Néanmoins, les projets d'investissements en cours et les plus sérieux sont présentés ci-après et permettront d'asseoir la base de la tendance en matière d'offre pour la partie suivante.

5.3.1 La filière agrodiesel

La filière agrodiesel est principalement basée sur la production de graines de *Jatropha curcas* et sa transformation en huile végétale pure ou en ester méthylique d'huile végétale afin d'alimenter les moteurs. Par ailleurs, l'huile brute de jatropha trouve également son utilisation en tant que combustible pour l'éclairage ménager ou pour la cuisson. En 2011, 12 projets d'investissements ont été enregistrés avec un objectif de plantation de 462 000 ha dont la réalisation reste assez faible, de l'ordre de 57 125 ha. Les principales régions d'installation de ces projets sont Atsimo andrefana, Boeny, Diana, Haute Matsiatra, Ihorombe. A part les projets de culture, la filière possède un potentiel de production par la collecte des graines de jatropha curcas et mahafaliensis à partir de plantation sauvage de jatropha. Les zones de collecte ayant d'important potentiel, se trouvent surtout dans la région Atsimo andrefana et Androy même si l'on rencontre aussi des plantations naturelles dans le Sava.

Une production d'huile de jatropha commence à être entreprise mais le produit reste destiné au secteur de la savonnerie. Un essai d'utilisation de l'huile de jatropha a été également réalisé avec succès sur des moteurs diesel.



Source : Etude stratégique du secteur Agrocarburant, WWF, 2011

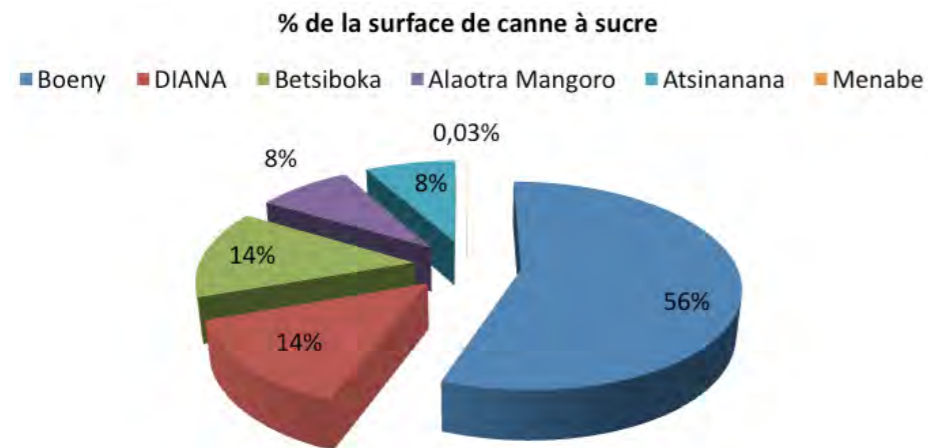
Figure 48. Répartition régionale des projets jatropha en termes de surface

5.3.2 La filière agroéthanol

La filière agroéthanol est principalement basée sur la production de la canne à sucre et sa transformation par distillation en agroéthanol. L'agroéthanol trouve son utilisation en tant que carburant alternatif à l'essence dans les moteurs ou en tant que combustible pour la cuisson au niveau des ménages. En 2011, huit (8) projets d'investissement industriels étaient en cours avec comme objectifs de planter 35 000 ha de canne à sucre. Seuls 156 ha de culture de canne à sucre et 80 ha de manioc ont été installés à cette fin, et ce surtout pour la production d'éthanol à usage domestique. Ces projets se situent essentiellement dans les régions de Diana, Boeny, Menabe, Alaotra mangoro, Atsinanana, Amoron'i mania, Vatovavy fitovinany.

A part les unités industrielles, des unités de production d'alcool traditionnel sont notées à Madagascar. La production annuelle d'alcool issu des unités traditionnelles est estimée de 980 000 hl à 2 450 000 hl avec des alcools de 40 à 70 % v/v. Cette production peut être destinée à des fins domestiques après rectification, et fonctionner au niveau des foyers à éthanol. Il n'y a pas encore de production commerciale d'agroéthanol destinée à la cuisson. Des projets pilotes

ont été menés dans les villes d'Ambositra et Vatohandry sur l'utilisation de l'agroéthanol comme combustibles pour cuisson dans les ménages en utilisant des foyers éthanol. A ce sujet, il a été constaté que les ménages dépensent en moyenne 1 litre d'alcool par jour pour leur besoin en cuisson. Par ailleurs, un essai d'incorporation d'agroéthanol comme carburant pour les véhicules a été réalisé par l'OMH et le Ministère de l'Énergie.



Source : Etude stratégique du secteur Agrocarburant, WWF, 2011

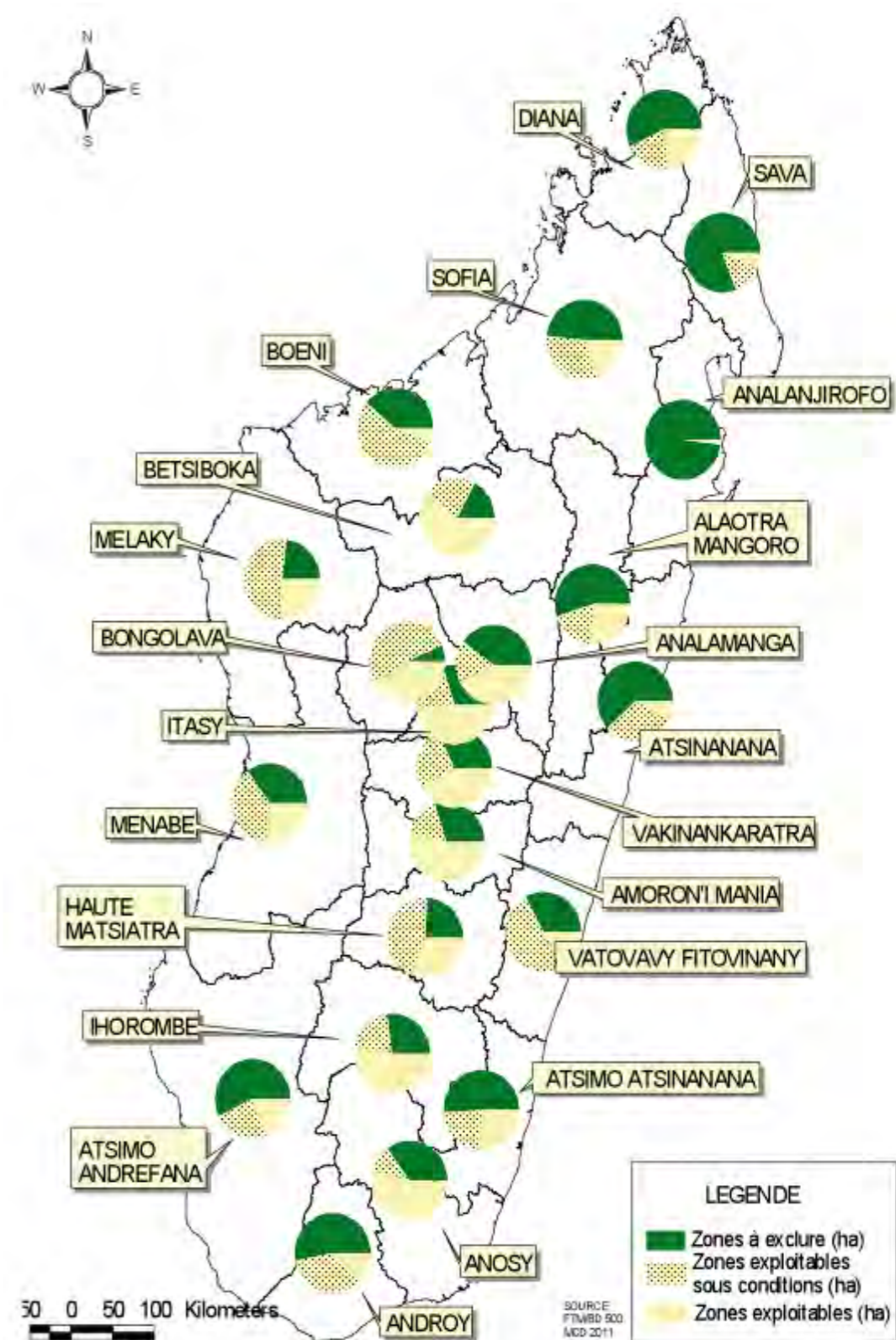
Figure 49. Répartition régionale des projets agroéthanol en terme de surface

5.3.3 Les potentiels de production

L'étude stratégique du développement des Agrocarburants, commanditée par WWF, en 2011 a montré les potentiels pour la mise en place et le développement des cultures à vocation énergétique. On estime que 16 millions ha de terrain restent encore exploitables en dehors des terrains déjà occupés (agricultures, habitations, forêts, zones protégées, zones d'activités miniers ...). L'étude sur l'évaluation des besoins en agrocarburant initié par WWF a également montré que 1 million ha de terrain devrait suffire pour satisfaire la demande en agrocarburant à Madagascar.

La carte ci-après nous montre l'estimation des zones potentielles pour la production durable d'agrocarburant. On entend par : (1) zone à exclure, en vert, les espaces de vie de la population (agriculture, élevage, ...), les forêts et les zones protégées, les zones d'activités miniers, ... ne pouvant plus faire l'objet d'exploitation ; (2) les zones exploitables avec certaines conditions les savanes, prairies, steppes ou pseudo-steppes boisées ; et (3) les zones exploitables.

Il ne faut tout de même pas oublier de considérer les paramètres socio-économiques (mains d'œuvre, infrastructure, ...), climatiques, pédologiques, environnementales, ... dans les décisions d'exploitation.



Source : Etude stratégique du secteur Agrocarburant, WWF, 2011

Carte 20. Localisation des potentialités en production en Agrocarburant**Tableau 54. Potentialité en superficie par Région**

Regions	Superficie Totale (Ha)	Zones A Exclure (Ha)	Zones Exploitablees Avec Condition (Ha)	Zones Exploitablees (Ha)
ALAOT'RA-MANGORO	2 739 447	1 495 130	533 481	710 836
AMORONI MANIA	1 653 974	495 266	257 404	901 304
ANALAMANGA	1 732 802	692 365	288 444	751 993
ANALANJIROFO	2 182 659	2 146 667	2 911	33 081
ANDROY	1 872 739	985 417	628 019	259 303
ANOSY	2 963 548	1 031 393	330 234	1 601 922
ATSIMO-ANDREFANA	6 672 468	3 826 473	1 615 735	1 230 260
ATSIMO-ATSINANA	1 654 642	844 390	387 840	422 412
ATSINANANA	2 205 407	1 362 156	661 919	181 331
BETSIBOKA	2 953 465	509 602	650 175	1 793 688
BOENY	3 030 371	1 172 364	1 666 583	191 424
BONGOIAVA	1 798 294	134 601	927 470	736 223
DIANA	2 008 227	1 140 243	394 854	473 131
HAUTE MATSIATRA	2 088 330	495 929	929 569	662 831
IHOROMBE	2 610 774	702 455	529 779	1 378 539
ITASY	644 416	196 526	133 991	313 899
MELAKY	4 088 130	943 711	2 145 615	998 805
MENABE	4 901 656	1 701 624	1 883 893	1 316 139
SAVA	2 373 566	1 915 979	299 178	158 409
SOFIA	5 125 808	2 533 665	1 595 819	996 324
VAKINANKARATRA	1 805 046	569 394	472 698	762 954
VATOVAVY-FITOVINANY	2 074 179	684 830	1 052 283	337 066
TOTAL	59 179 951	25 580 181	17 387 895	16 211 876

Source : Etude stratégique du secteur Agrocarburant, WWF, 2011



**PARTIE III :
ANALYSE TENDANCIELLE DE L'OFFRE ET DE
LA DEMANDE**

1 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande pour le sous-secteur Bois Energie

1.1 Cas du charbon de bois

1.1.1 Scénario 1 : Aucune intervention sur l'offre ni sur la demande (unité en m3)

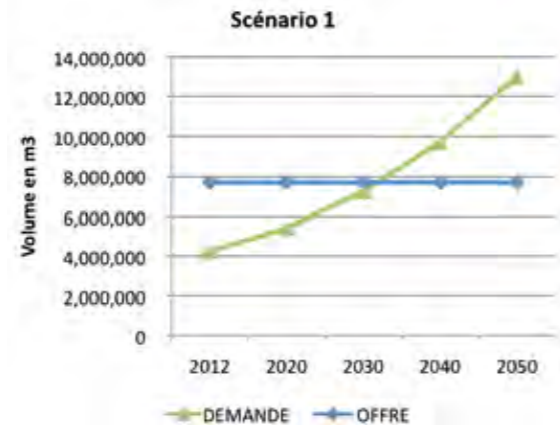


Figure 50. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en absence d'intervention

L'étude de la tendance de l'offre et de la demande montre que si aucune mesure n'est prise, l'offre en charbon de bois ne suffira pas à satisfaire la demande dans plusieurs régions de Madagascar à partir de 2030.

En ce qui concerne les régions : (Cf. Tableau 15)

- les régions Diana, Atsinanana et Ihorombe se trouvent déjà dans une situation d'offre déficitaire.
- la rupture d'approvisionnement sera fortement à craindre à partir de l'année 2030 dans les régions suivantes : Hautes Terres Centrales (Analamanga, Amoron'i Mania, Alaotra Mangoro, Haute Matsiatra, Vakinankaratra), Sud Est de Madagascar, Atsimo Andrefana ;

Toutefois, les résultats de ces projections ne sont pas exempts d'imprécision et nécessitent des précautions car plusieurs plantations privées n'ont pas été intégrées dans l'estimation à cause des données non disponibles. Ces informations ne peuvent malheureusement pas être extraites de l'analyse cartographique : cas des plantations de Grevillia dans la région Atsinanana et des formations forestières très éparpillées notamment les savanes arborées qui ne sont pas visibles dans les supports cartographiques pour le cas des localités d'approvisionnement de la ville d'Ihosy.

1.1.2 Scénario 2 : Augmentation de l'offre par le reboisement tandis que la demande évolue avec son rythme actuel (unité en m3)

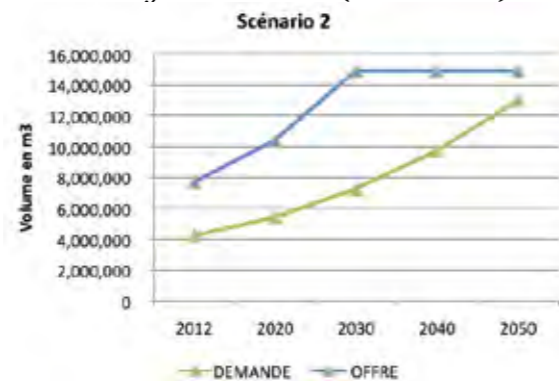


Figure 51. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en cas d'augmentation de l'offre par des reboisements

L'augmentation des ressources boisées constitue le paramètre qui explique l'évolution de l'offre. L'analyse montre que même avec des opérations d'afforestation de grande envergure, les régions de la Haute terre risqueront une rupture d'approvisionnement en 2050.

Or, dans la plupart de ces régions, la possibilité d'extension de reboisement reste limitée, le risque de concurrence avec les cultures vivrières est fortement à craindre à cause d'une pression foncière intense liée à une forte densité humaine. Cette situation confère une moindre probabilité au reboisement sauf dans les zones incultes nécessitant des investissements élevés pour la mise en œuvre des reboisements.

Dans les régions de Sofia et d'Ihorombe, la pratique de reboisement est affaiblie par l'importance relative des feux qui empêchent le développement des plants.

Dans les régions de Menabe et Atsimo Andrefana, le reboisement reste difficile à mettre en œuvre à cause des conditions climatiques rudes, saison dominée par les mois éco secs et des vents violents, situation qui affecte la bonne croissance des plants. Cependant, les opérations probantes enregistrées ces derniers temps, notamment dans le Sud-Ouest, démontrent la faisabilité du reboisement bois énergie même dans des conditions difficiles.

1.1.3 Scénario 3 : Diminution de la demande grâce à l'adoption de foyers économiques et la conversion de certains ménages vers d'autres sources d'énergie comme l'agrocarburant et l'offre évolue avec son rythme actuel (unité en m3)



Figure 52. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en cas de diminution de la demande par l'adoption des foyers économiques et utilisation de foyers à éthanol

La diminution de la demande est causée par la conversion de certains consommateurs vers l'adoption de foyers économiques et vers l'utilisation d'autres sources d'énergie comme l'agrocarburant pour la cuisson. Malgré tout, l'adoption de ces foyers économiques et autres sources d'énergie ne suffit pas pour résoudre le problème de charbon pour plusieurs régions, elle ne contribue que légèrement au maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande.

1.1.4 Scénario 4 : Augmentation de l'offre par le reboisement et diminution de la demande avec conversion de certains ménages vers des foyers économiques et d'autres sources d'énergie comme l'agrocarburant (unité en m3)



Figure 53. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en charbon de bois en cas de diminution de la demande par l'adoption des foyers économiques et utilisation de foyers à éthanol et l'augmentation de l'offre par le reboisement

La promotion des foyers économes et du foyer éthanol en utilisant l'agroéthanol devra cibler 200.000 ménages en 2020 jusqu'à 1.000 000 ménages en 2050 afin de fléchir la demande en charbon. La demande en charbon dépassera alors à peine 380 000m³ vers 2050 soit 9,7 millions m³ de bois permettant une économie en 3,2 millions m³ de bois. Tandis que l'offre sera stabilisée à 14 millions m³ grâce au reboisement.

La meilleure situation ressortira de la combinaison de l'augmentation de la potentialité boisée et du développement de l'adoption des foyers économes et énergies de cuisson alternatives. D'ailleurs, c'est la situation qui répond le mieux au souci du développement durable : création d'emploi par la mise en place des reboisements à grande échelle, par les différents postes créés à partir du développement de foyers économes et autres sources d'énergie, amélioration de la santé, etc. L'accroissement de la demande se trouve ralenti par rapport à son rythme actuel boosté par la croissance démographique grâce à la conversion de 70 % des ménages urbains vers les foyers économes et les autres sources d'énergie d'ici 2050.

1.2 Cas du bois de chauffe

La consommation estimée pour 2012, incluant les quantités ramassées et achetées atteindra 10 614 864 m³, tandis que la quantité durable disponible est de 10 995 674 m³. Il y a ainsi une légère différence de 380 000 m³.

1.2.1 Explication de l'écart entre offre et demande :

Recours aux bois morts : le prélèvement de bois de feu en milieu rural ne se fait que rarement sur du bois sur pied dans les forêts fermées¹⁴. Les prélèvements se font la plupart du temps sur du bois mort. La quantification du bois mort n'a pas encore fait l'objet de recherches poussées pour différents types d'écosystèmes procurant le Bois Energie. Pour plusieurs localités périphériques des formations d'Eucalyptus des Hautes Terres Centrales, d'Ambatondrazaka au nord à Fianarantsoa au sud, comptant parmi les zones les plus peuplées de l'île, bon nombre des ménages jouissent des branches mortes pour l'Energie de cuisson.

Collecte dans des zones proches : la plupart des ruraux ne vont pas loin pour chercher du bois ; des études ont montré que la distance de collecte ne dépasse pas 10 km. Logiquement, ils ne vont pas dans les formations forestières fermées pour prélever le bois mais dans les zones plus proches où existent encore des ressources mobilisables.

Recours à d'autres types de biomasse : Utilisation de biomasse issue des jardins ou des parcelles agroforestières, des plantations de bambous, des plantes sauvages comme *Lantana camara (radriaka)* associées à des branches sèches d'Eucalyptus, des sous-produits agricoles ; recours également à des formations herbacées dans les zones dépourvues de forêts (cas de certaines communes de la Région d'Itasy).

Recours à des plantations individuelles éparses invisibles sur la carte : dans la Région de Vakinankaratra, existence d'une prise de conscience sur l'importance du reboisement ; il y a ainsi des petits lots partout où il existe des terrains aptes et qui produisent des quantités suffisantes de bois pour garantir la fourniture d'Energie

L'on peut déduire de ces constats que la quantité de bois prélevée effectivement dans les forêts fermées reste peu importante par rapport aux autres sources dont la collecte est plus facile. Selon l'estimation de l'étude JARIALA 2008, la consommation de bois issu des forêts fermées ne représente que 3,4 millions de m³/an. Selon notre propre estimation, 10 % du prélèvement total seulement se passe dans les forêts fermées car dans les zones dépourvues de forêts, les paysans utilisent d'autres biomasses et dans les zones forestières, les zones de collecte se trouvent le plus souvent à proximité des habitations. En outre, la collecte concerne la plupart du temps les branches mortes. Ainsi, ceux qui utilisent les ressources dans les forêts fermées comme source d'Energie sont les gens qui n'ont pas d'autres options.

Avec cette estimation, près de 1 000 000 m³/an de bois sont collectés dans les forêts fermées alors que la possibilité durable annuelle avoisine 11 millions m³. On peut ainsi émettre l'hypothèse que le stock en bois de chauffe hors

¹⁴ Forêt fermée = forêt où le couvert des arbres est supérieur ou égal à 40 %. Les sites momentanément déboisés ou en régénération sont classés comme forêt fermée ou ouverte, selon l'occupation présumée avant perturbation, même si leur couvert est inférieur à 10 % au moment de l'inventaire. (Définition IFN, <http://www.ifn.fr/>)

forêts fermées incluant la biomasse arbustive, herbacée et les différentes formes des sous-produits de l'exploitation forestière ou agricole peut atteindre 10 000 000 m³ par an. Le stock total annuel disponible en bois de chauffe dans les zones forestières, et non forestières peut être estimé approximativement à 21 000 000 m³.

1.2.2 Tendence de l'évolution de l'offre et de la demande en bois de chauffe jusqu'à 2050

Tableau 55. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en bois de chauffe

ANNEE	DEMANDE (m ³)			OFFRE (m ³)
	DEMANDE ANNUELLE SEGMENTEE (m ³)		DEMANDE TOTALE (m ³)	OFFRE ANNUELLE (m ³)
	urbaine	rurale		
2012	315 784	10 299 061	10 614 846	21 000 000
2020	352 292	11 489 713	11 842 005	21 000 000
2030	393 019	12 818 014	13 211 033	21 000 000
2040	438 455	14 299 877	14 738 332	21 000 000
2050	489 144	15 953 055	16 442 199	21 000 000

La substitution de ce type d'Energie de masse n'est pas envisageable à court et à moyen. La figure nous montre la disponibilité en bois de chauffe qui arrivera à satisfaire la demande à la fois citadine et rurale d'ici l'année 2050 même sans intervention. L'atout du bois de chauffe est qu'il constitue non seulement une Energie de proximité à moindre coût mais il remplit aussi d'autres fonctions rentrant dans la satisfaction du bien être de la population telles que l'éclairage, le chauffage voire la fourniture d'éléments fertilisants pour les activités agricoles via les cendres. Il semble que la fumée de bois de chauffe empêche l'accès des moustiques à la maison.

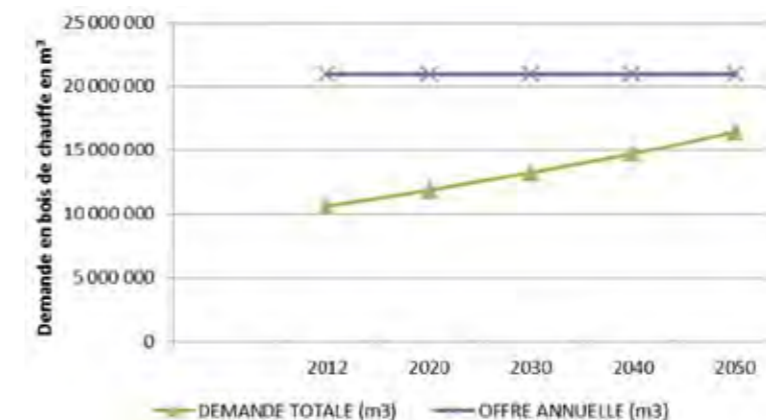


Figure 54. Evolution tendancielle de l'offre et de la demande en bois de chauffe

2 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande pour le sous-secteur Hydrocarbures

12.1 Estimation de la demande par catégorie de consommateur

2.1.1 Evolution tendancielle de la demande en pétrole lampant comme éclairage au niveau des ménages

- Scénario I : la situation actuelle ne change pas, c'est-à-dire la majorité des ménages 81% utiliseront encore le pétrole lampant jusqu'à 2050. La demande est estimée à 73 733 m³ en 2020, 99 091 m³ en 2030 et 178 968 m³ en 2050.

- Scénario II : 55% des ménages utiliseront encore le pétrole lampant d'ici 2050. La demande en pétrole lampant est estimée à 50 272 m³ en 2020, 67 562 m³ en 2030 et 122 024 m³ en 2050.
- Scénario III : Il ne restera plus que 18% des ménages utilisant le pétrole lampant d'ici 2050. La demande est estimée à 19 438 m³ en 2020 ; elle monte à 25 424 m³ en 2030 pour diminuer à 40 875 m³ en 2050.

Le développement de la production de l'huile de jatropha couplé à l'accroissement de l'accès des ménages à l'électricité permettent d'envisager la réalisation du scénario II. En effet, la culture de jatropha peut être réalisée au niveau des paysans tandis que l'extraction de l'huile peut également se faire à petite échelle. L'huile de jatropha peut être utilisée comme source d'éclairage en remplacement du pétrole lampant.

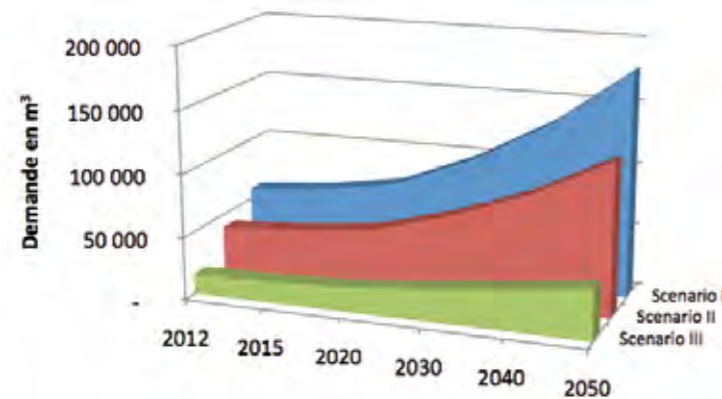


Figure 55. Evolution tendancielle de la demande en pétrole lampant

2.1.2 Evolution tendancielle de la demande en gasoil pour le transport

- Scénario I : l'approvisionnement en carburant est assuré par le gasoil en totalité. Le volume de gasoil consommé par le secteur atteint 724 331 m³ en 2020, 968 977 m³ en 2030, 1 061 795 m³ en 2050.
- Scénario II : le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040). Le volume de gasoil consommé par le secteur atteint 668 114 m³ en 2020, 872 080 m³ en 2030, 849 436 m³ en 2050.
- Scénario III : le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel à 10 % à partir de 2020. Le volume de gasoil consommé par le secteur atteint 651 897 m³ en 2020, 872 080 m³ en 2030, 955 615 m³ en 2050.

La demande en gasoil pour le secteur du transport est principalement tirée par l'augmentation du parc de véhicule diesel. Mais le volume d'importation de gasoil diminuera avec l'arrivée sur le marché de l'agrodiesel provenant des projets agrocarburants en cours à partir de 2020. Cette situation permet d'envisager la probable réalisation du scénario II.

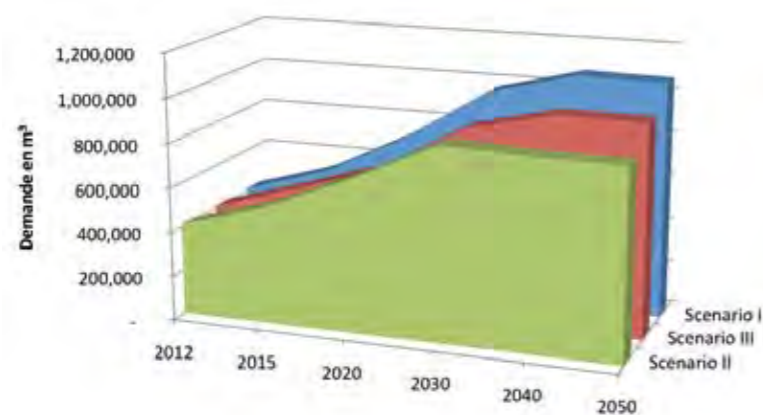


Figure 56. Evolution tendancielle de la demande en gasoil pour le secteur transport

2.1.3 Evolution tendancielle de la demande en gasoil et fuel oil utilisée comme carburant pour la production d'Énergie électrique

2.1.3.1 Demande en gasoil pour la production d'Énergie électrique

- Scénario I : l'approvisionnement en combustible est assuré par le gasoil en totalité. La demande en gasoil atteint 83 333m³ en 2020 et 73 578m³ en 2050.
- Scénario II : le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040). La demande en gasoil atteint 79 166 m³ en 2020 et 58 862m³ en 2050.
- Scénario III : le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiesel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050. La demande en gasoil atteint 79 166m³ en 2020 et 83 286m³ en 2040. Ce scénario prévoit le remplacement total du gasoil par l'agrodiesel en 2050.

L'utilisation du gasoil dans les groupes thermiques ne cessera pas subitement même si Madagascar développera d'autres sources pour produire l'électricité. La production des groupes thermiques contribuent actuellement à hauteur de 45% de l'énergie électrique. En attendant que soient fonctionnelles, les centrales utilisant d'autres sources, notamment les sites hydroélectriques, l'augmentation annuelle de la demande en énergie électrique devra être satisfaite par des groupes thermiques faciles et rapides à installer. A termes, les groupes thermiques au diesel feront à la limite office d'appoint. L'introduction de l'agrodiesel provenant des projets agrocarburants locaux pourra contribuer à diminuer la quantité de gasoil importé et utilisée par les groupes. Aussi, la tendance dans le scénario II ci-dessus peut être envisagée.

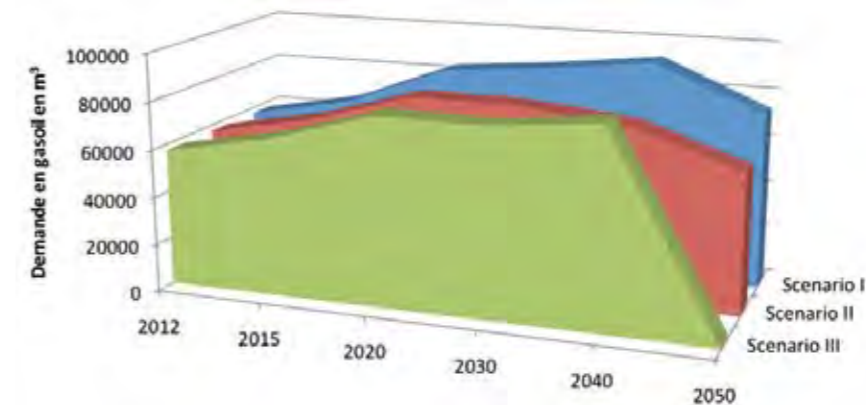


Figure 57. Evolution tendancielle de la demande en gasoil pour la production d'énergie électrique

2.1.3.2 Demande en fuel oil pour la production d'Énergie électrique

- Scénario I : l'approvisionnement en combustible est assuré par le fuel oil en totalité. La demande en fuel oil atteint 154 928m³ en 2020 et 172 045m³ en 2040 pour diminuer à 136 792 m³ en 2050.
- Scénario II : le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040). La demande en fuel atteint 147 181m³ en 2020, 136 636m³ en 2040, et 109 433m³ en 2050.
- Scénario III : le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiesel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050. La demande en fuel oil atteint 147 181m³ en 2020 et 154 841m³ en 2040.

On retrouve la même situation décrite précédemment pour les groupes thermiques. Le scénario II est également envisagé en ce qui concerne la demande en fuel oil.

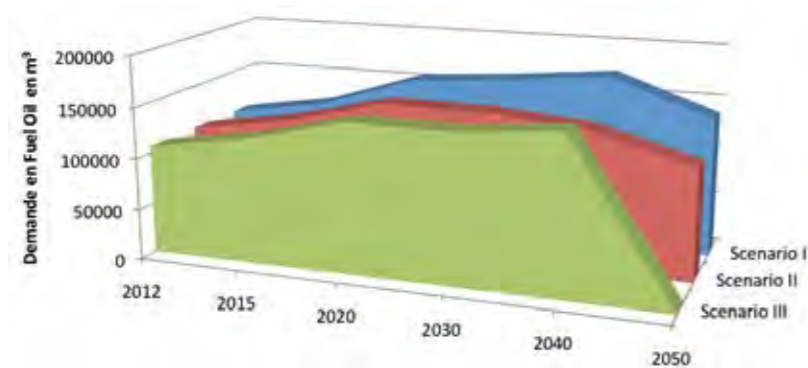


Figure 58. Evolution tendancielle de la demande en fuel oil pour la production d'énergie électrique

2.2 Estimation de la demande totale en Hydrocarbures

2.2.1 Mix des scénarii I :

- Scénario I du GO dans le transport: la consommation en carburant est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scénario I du GO dans la production d'énergie électrique: la consommation en combustible est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scénario I du FO dans la production d'énergie électrique: la consommation en combustible est assurée par le fuel oil en totalité ;
- Scénario I du Pétrole lampant: la situation actuelle ne change pas, c'est-à-dire la majorité des ménages 81% utiliseront encore le pétrole lampant jusqu'à 2050,

La demande totale en Produits Pétroliers : gasoil, fuel oil et pétrole lampant atteint 1,034 millions m³ en 2020 pour arriver à 1,45 millions m³ en 2050.

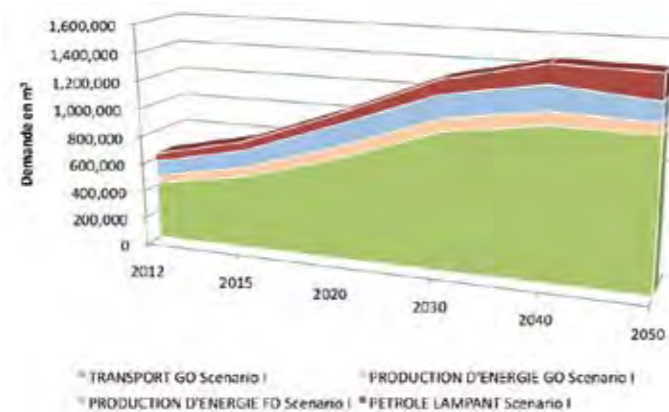


Figure 59. Evolution tendancielle de la demande en hydrocarbures sans l'introduction d'agrocarburant

2.2.2 Mix des scénarii II :

- Scénario II du Gasoil dans le transport: le carburant utilisé est incorporé d'agrodiésel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040).
- Scénario II du GO dans la production d'énergie électrique: le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiésel suivant le modèle de la PAD;
- Scénario II du FO dans la production d'énergie électrique: le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiésel suivant le modèle de la PAD;
- Scénario II du Pétrole Lampant: 55% des ménages utiliseront encore le pétrole lampant d'ici 2050

La demande totale en Produits Pétroliers : gasoil, fuel oil et pétrole lampant atteint 964 000 m³ en 2020 pour arriver à 1 139 000 m³ en 2050.

Le mix des scénarii II des demandes en gasoil peut être envisagé pour Madagascar d'ici 2050 à cause de l'introduction vers 2020 de l'agrodiésel provenant des différents projets en cours et à venir dans l'agrocarburant.

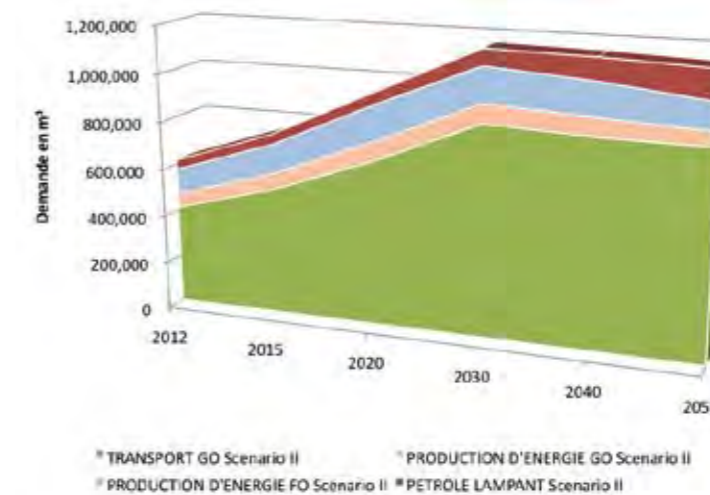


Figure 60. Evolution tendancielle de la demande en hydrocarbures avec l'introduction d'agrocarburant selon le modèle PAD (5% en 2020, 10% en 2030 et 20% en 2040)

2.2.3 Mix des scénarii III :

- Scénario III du GO dans le transport: le carburant utilisé est incorporé d'agrodiésel à 10 % à partir de 2020 ;
- Scénario III du GO dans la production d'énergie électrique: le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiésel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050.
- Scénario III du FO dans la production d'énergie électrique: le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiésel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050
- Scénario III : Il ne restera plus que 18% des ménages utilisant le pétrole lampant d'ici 2050

La demande totale en Produits Pétroliers : gasoil, fuel oil et pétrole lampant atteint 897 000 m³ en 2020 pour passer à 1 230 000 m³ en 2040 et descendre à 1 million m³ en 2050.

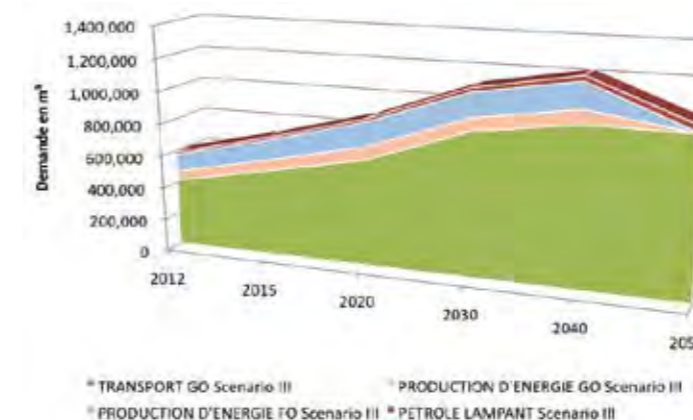


Figure 61. Evolution tendancielle de la demande en hydrocarbures avec l'introduction d'agrocarburant selon un taux d'incorporation unique à 10%

3 Analyse tendancielle de la demande pour le sous-secteur Electricité

3.1 Estimation de la demande par catégorie de consommateur

3.1.1 Estimation de la demande équivalente BT

Selon la méthodologie retenue dans le cadre de cette étude (Cf. partie méthodologie) :

- Avec le scénario I, la consommation en Electricité équivalent BT connaîtra une lente évolution allant de 585 000 MWh en 2012 à 1 856 000 MWh en 2050.
- Avec le scénario II, la concrétisation des projets de production d'énergie électrique à partir des sites hydroélectriques permet d'offrir aux abonnés de l'électricité à prix attractif correspondant à leur pouvoir d'achat et améliorant la compétitivité des industries. La reprise économique améliore encore le pouvoir d'achat des ménages du milieu urbain, suburbain et rural, et dynamise le secteur économique des services et des petites entreprises, surtout dans le tertiaire (hôtellerie) et un segment du secondaire (PME agroalimentaire, bois, imprimerie, télécom et internet). Aussi, la demande va augmenter sensiblement de 585 000 MWh en 2012 pour atteindre 2 millions MWh en 2030 et finalement 7 millions MWh en 2050.
- Avec le scénario III, le contexte économique à Madagascar connaîtrait un véritable boom économique (par exemple : développement des activités relatives à l'Agriculture, l'agroalimentaire, aux boissons, aux tabacs, aux mines, au ciment, au textile, au cuir, au papier, à l'imprimerie, ...) créatrice de richesse, permettant ainsi à la population de voir leur pouvoir d'achat augmenter aussi bien en milieu urbain qu'en milieu rural et la multiplication des PME et entreprises de services qui sous traitent auprès des industries. Ce scénario autorise l'atteinte d'une demande de 1,5 millions MWh dès 2015, 4 millions MWh en 2030, 14 millions MWh en 2050. Notons que ce scénario III de la demande équivalente BT ne pourra se produire que précédé du scénario III de la demande MT/HT.

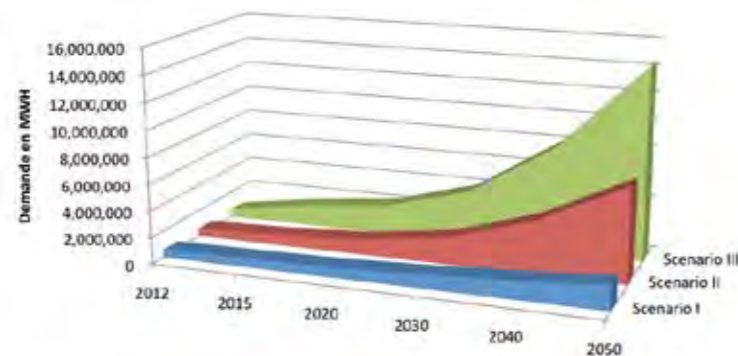


Figure 62. Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés Basse tension (BT)

3.1.2 Estimation de la demande HT/MT

Selon la méthodologie mentionnée plus haut, nous avons retenu 3 scénarii. Ce segment de consommateurs est constitué principalement par le secteur économique. Il est donc essentiellement lié aux activités de production dans le secteur primaire, secondaire et tertiaire.

- Scénario I : le développement de l'industrie reste faible et le nombre de branchement reste marginal. Du point de vue consommation, ce sont toujours les mêmes types d'industries qu'avant qui sont de taille moyenne : entreprise dans l'agroalimentaire, le froid industriel, le tabac, l'imprimerie, le bois, le plastique. La demande augmente très peu de 334 000 MWh en 2012 à 474 000 MWh en 2050.
- Scénario II : le contexte économique s'améliore à Madagascar permettant l'augmentation des investissements privés aussi bien en milieu urbain que rural. Cette situation augmente significativement le nombre et la taille des industries dans les filières : Agriculture, agroalimentaire, bois, boissons, tabacs, froid industriel, plastique,

textile, corps gras, chimie, industrie manufacturière, industrie métallique. Les infrastructures et plateformes qui accueillent ces industries et leurs produits connaissent également un important développement de leurs activités comme les ports. La demande augmente sensiblement atteignant 1,5 millions MWh en 2020, 3 millions MWh en 2030, 6,9 millions MWh en 2040 et 15 millions MWh en 2050. En plus, le développement des projets de production d'énergie électrique à moindre coût permet d'offrir un environnement attractif pour les investissements.

- Scénario III : les gros investissements dans le secteur industriel et dans l'agriculture industrielle auraient lieu à Madagascar : cimenterie, minoterie, papeterie, chimie, transformation de minerai, rizierie industrielle, minoterie industrielle, industrie de montage, de construction, de stockage, industrie des métaux, ... ce scénario autorise une estimation de la demande à 2,9 millions MWh en 2020 et à 3,6 millions MWh en 2030.

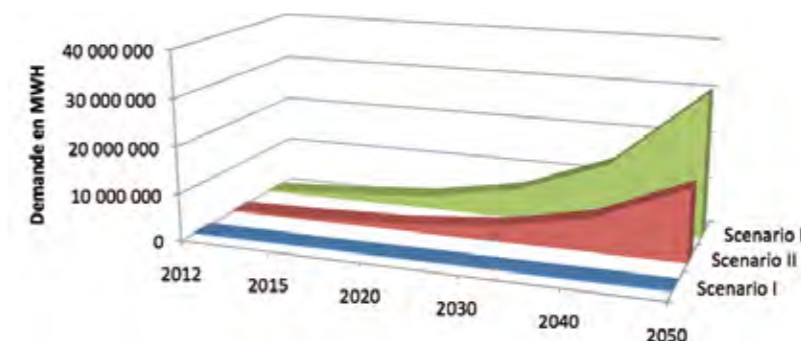


Figure 63. Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés Haute et Moyenne tension (HT/MT)

3.2 Estimation de la demande totale en Energie électrique

3.2.1 Scénario I équivalent BT + scénario I HT

- Scénario I des abonnés BT : le taux d'électrification est stationnaire, à 12 % (selon INSTAT 2010), de 2012 à 2050. Dans ce scénario, les ménages ruraux restent toujours marginalisés en terme d'accès à l'électricité, comme le cas actuel avec 4% des ménages ruraux seulement accédant à l'électricité par rapport aux ménages ruraux totaux, selon INSTAT 2010 ;
- Scénario I de abonnés HT : évolution du nombre d'abonné de 0,1 % par an (hypothèse I) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné ;

La demande totale est estimée à 1 million MWh en 2015, 1,5 millions MWh en 2030 et 2,3 millions MWh en 2050.

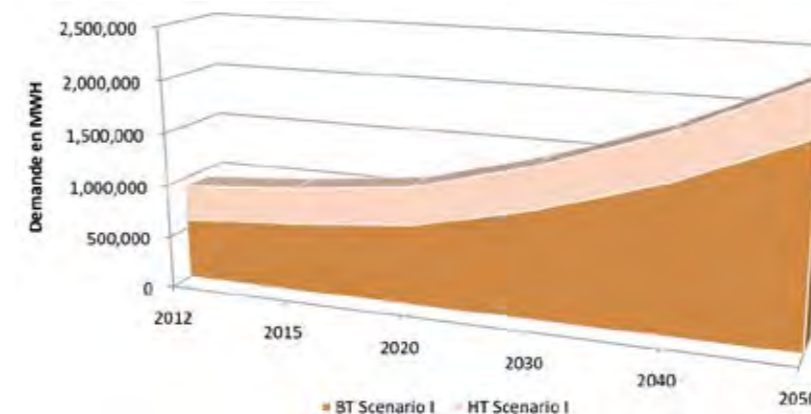


Figure 64. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario I du BT et celle selon scénario I du HT/MT

3.2.2 Scénario II équivalent BT + scénario I HT/MT

- Scénario II des abonnés BT : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050
- Scénario I des abonnés HT : évolution du nombre d'abonné de 0,1 % par an et consommation moyenne en Energie électrique par abonné de 340 MWh/abonné ;

La demande totale est estimée à 1,1 millions MWh en 2015, 1,5 millions MWh en 2020, 2,5 millions MWh en 2030, 4,5 millions MWh en 2040 et 7,7 millions MWh en 2050.

Le mix du scénario II au niveau des abonnés BT et scénario I au niveau des abonnés HT/MT est envisagé comme une probabilité en ce qui concerne la demande en électricité à Madagascar d'ici 2050. Le développement des projets de production d'énergie électrique à moindre coût va surement augmenter la demande au niveau des abonnés BT. Par contre, le développement de la demande en électricité au niveau des industries peut encore dépendre des autres paramètres tels qu'économique et politique même si de l'énergie électrique à prix attractif peut être proposé.

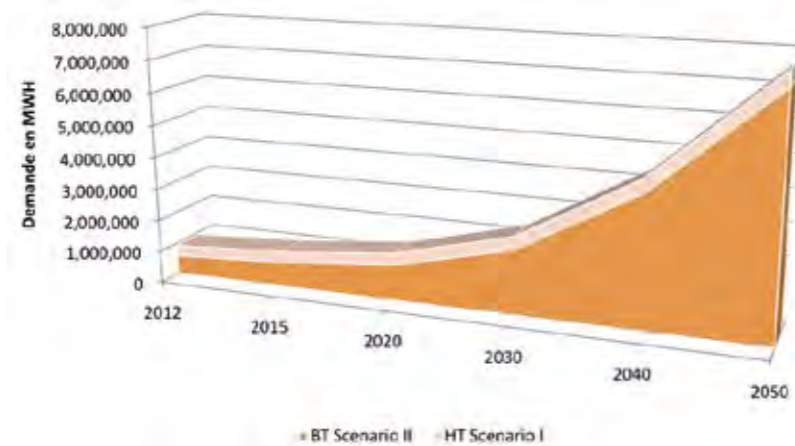


Figure 65. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario II du BT et celle selon scénario I du HT/MT

3.2.3 Scénario II équivalent BT + scénario II HT

- Scénario II des abonnés BT : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050
- Scénario II des abonnés HT : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an (hypothèse II) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné/an ;

La demande totale est estimée à 1,5 millions MWh en 2015, 2,5 millions MWh en 2020, 5,1 millions MWh en 2030, 11 millions MWh en 2040 et 22 millions MWh en 2050.

La concrétisation du scénario II à la fois au niveau des abonnés BT et HT/MT ne peut toutefois être écarté dans le cas où les autres conditions pour le décollage économique de Madagascar sont mises en place par les autorités. A ceci s'ajoute l'existence d'une politique cohérente entre le secteur énergie et le secteur industrielle.

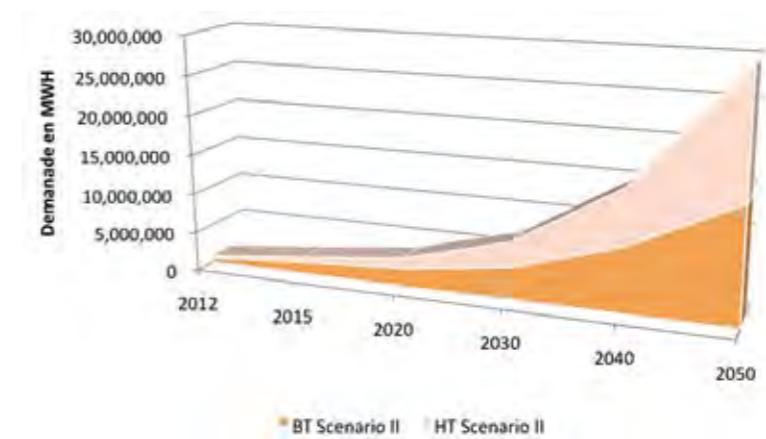


Figure 66. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario II du BT et celle selon scénario II du HT/MT

3.2.4 Scénario III équivalent BT + scénario III HT

- Scénario III des abonnés BT : le taux d'électrification est en évolution progressif de 12 % à 80 %, de 2012 à 2050
- Scénario III : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an avec un dédoublement de la consommation moyenne en Energie par abonné, soit 680 MWh/abonné/an

La demande totale est estimée à 5 millions MWh en 2020, 10,3 millions MWh en 2030, 22 millions MWh en 2040 et 45 millions MWh en 2050.

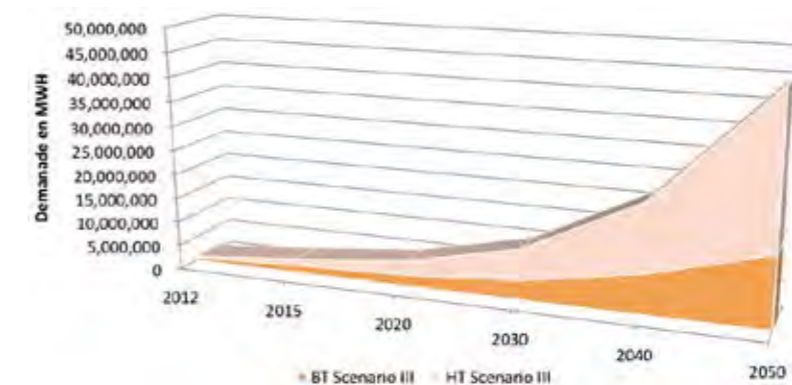


Figure 67. Demande totale en énergie électrique en cas de combinaison de l'évolution selon scénario III du BT et celle selon scénario III du HT/MT

4 Analyse tendancielle de l'offre et de la demande pour le sous-secteur Energies Renouvelables

4.1 Estimation de la demande en Agrocarburant

4.1.1 Scenario I :

- Pas de production d'Agrocarburant pour le transport car assuré par le GO en entier,
- Pas de production d'Agrocarburant pour la production d'électricité par le GO,
- Pas de production d'Agrocarburant pour la production d'électricité par le FO,
- Production d'Agroéthanol pour la cuisson,
- Production d'Agrocarburant pour substituer le pétrole lampant pour l'éclairage au niveau des ménages non électrifiés (81 % des ménages).

La demande en agrocarburant se limitera au remplacement du pétrole lampant et pour la cuisson. La demande atteindra ainsi 87 079 m³ en 2020, 288 531 m³ en 2050.

Ce scénario est envisagé dans le cas où les contraintes actuelles relatives au développement des gros investissements (notamment l'accès au foncier) dans le sous secteur agrocarburant ne sont pas résolues. La production d'éthanol pour la cuisson et de l'huile de jatropha comme source d'éclairage pourra toutefois se développer et se concrétiser car ces activités sont ou peuvent être réalisées au niveau des paysans et à petite échelle.

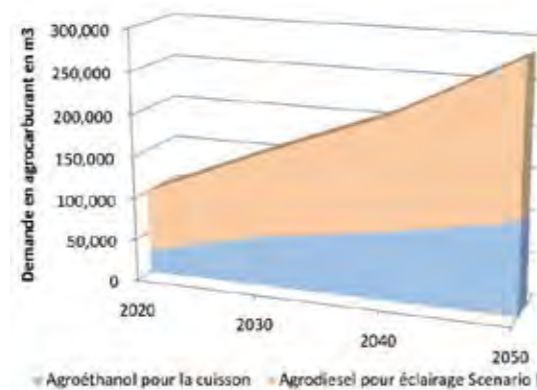


Figure 68. Demande en agrocarburant dans le cas d'une ouverture du marché uniquement sur le combustible pour la cuisson et l'éclairage

4.1.2 Scenario II :

- Agrodiesel en incorporation suivant les recommandations de la PAD, de l'ordre de 5 %, 10 %, et 20 %, avec le GO pour le transport,
- Agrodiesel en incorporation suivant les recommandations de la PAD, de l'ordre de 5 %, 10 %, et 20 %, avec le GO pour la production d'électricité,
- Agrodiesel en incorporation suivant les recommandations de la PAD, de l'ordre de 5 %, 10 %, et 20 %, avec le FO pour la production d'électricité,
- Production d'Agroéthanol pour la cuisson,
- Agrodiesel pour substituer à 100% du pétrole lampant comme source d'éclairage au niveau des ménages non électrifiés (55 % des ménages).

La demande totale atteindra ainsi 125 095 m³ en 2020, 486 020 m³ en 2050.

Ce scénario II peut être envisagé compte tenu de l'existence des projets d'investissement en cours à Madagascar (cf Etat des lieux du sous secteur énergie renouvelable) à condition que les contraintes actuelles sont résolues (cf Etude institutionnelle et juridique, analyse FFOM).

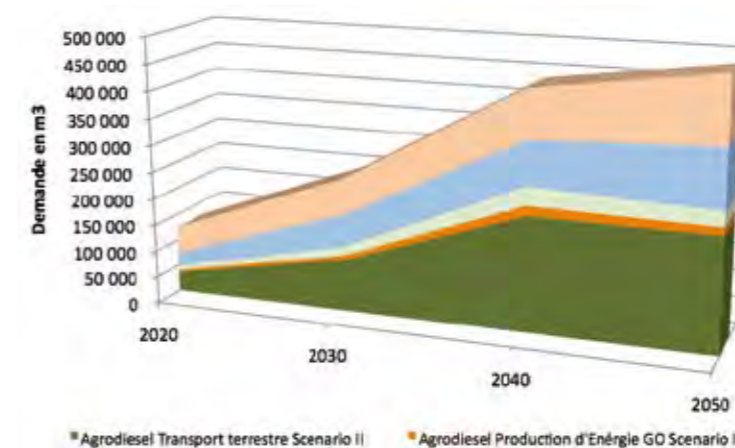


Figure 69. Demande en agrocarburant avec un taux d'incorporation selon le modèle PAD (5% en 2020, 10% en 2030, 20% en 2040) pour le secteur du transport

4.1.3 Scenario III :

- Agrodiesel en incorporation de l'ordre de 10 % avec le GO pour le transport,
- Agrodiesel en incorporation croissante de 5 %, 10 %, et 100 % avec le GO pour la production d'électricité,
- Agrodiesel en incorporation croissante de 5 %, 10 %, et 100 % avec le FO pour la production d'électricité,
- Production d'Agroéthanol pour la cuisson,
- Agrodiesel pour substituer à 100% du pétrole lampant comme source d'éclairage au niveau des ménages non électrifiés (18 % des ménages).

La demande totale atteindra ainsi 130 477 m³ en 2020, 466 987 m³ en 2050.

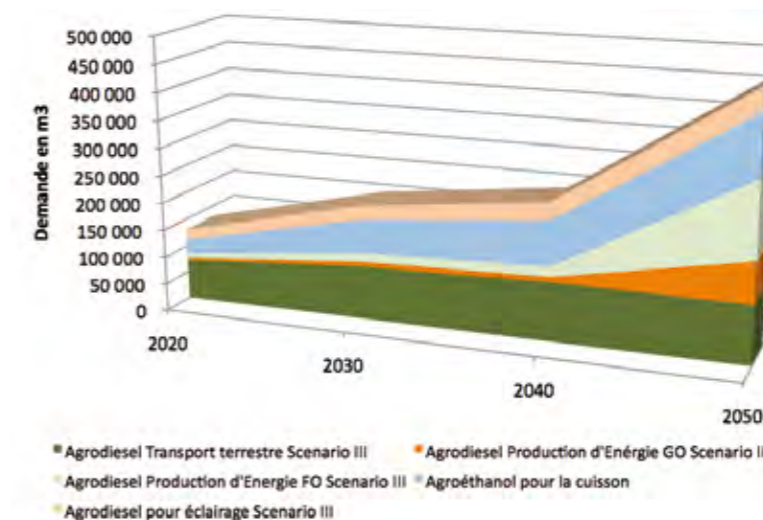


Figure 70. Demande en agrocarburant avec un taux d'incorporation de 10% pour le secteur du transport



**PARTIE IV :
ANALYSE DU CADRE JURIDIQUE
ET INSTITUTIONNEL**

1 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Bois Energie

1.1 Historique des réformes juridiques

Madagascar est confronté depuis longtemps à un phénomène global de dégradation de ses ressources forestières. Alors que les problèmes forestiers s'intensifiaient, l'administration forestière n'a pas connu d'évolution significative ni dans ses moyens, ni dans ses modalités d'intervention.

Un décret datant de 1930 organisait le régime forestier, mais était inapplicable puisqu'il restait incompris par les populations riveraines des forêts. On était en présence de deux antagonismes, l'administratif et le coutumier, la légalité et la légitimité. En refusant au début, de prendre en considération les traditions et usages des populations, l'administration dépourvue de moyens humains et matériels nécessaires demeurait inefficace quant au contrôle ou gestion d'une grande partie du territoire. Seuls les espaces classés et protégés (évalués à moins de 10 % des surfaces forestières du pays) étaient gérées. Le reste du territoire était laissé aux populations locales libres d'utiliser des ressources et des espaces comme elles avaient coutume de le faire du fait de la légitimité de leur accès.

Par la suite, le secteur forestier a posé les grands fondements d'une Nouvelle Politique Forestière (NPF). Celle-ci insiste sur la nécessité de "responsabiliser les acteurs" et d'être en "cohérence avec les politiques nationales de développement rural, d'environnement et de décentralisation".

L'adoption de la NPF prenant en compte la dimension environnementale et donnant une place nouvelle aux communautés locales, aux collectivités locales et aux secteurs privés, fut suivie d'un plan directeur forestier national et d'une nouvelle loi forestière.

Cette nouvelle loi (N° 97-017) du 08 août 1997 portant révision de la législation forestière donne des notions de forêts.

La particularité des forêts régies par la loi n° 97-017 est qu'elles sont soumises au régime forestier tout en ayant un traitement spécifique pour chaque type de forêt.

Toute forêt soumise au régime forestier est régie par les règles de protection, de gestion et d'exploitation définies par la loi.

L'objectif est la protection et la bonne gestion durable des ressources forestières : le principe d'utilisation durable des ressources forestières est posé par la législation forestière par le biais de la réglementation des droits d'usage, les dispositions sur le transfert de gestion (GELOSE et gestion contractualisée des forêts), et celles sur la mise en compatibilité des investissements avec l'environnement.

1.2 Analyse de la réglementation

1.2.1 Textes en vigueur

Les lois

- loi 90-033 Charte de l'environnement fixant le cadre général d'exécution de la politique de l'environnement modifiée par la loi n° 97-012 du 6 juin 1997
- Loi 96-025 du 30 Septembre 1996 portant cadre des transferts de gestion des ressources naturelles renouvelables
- La loi n° 97-017 du 8 août 1997 portant révision de la législation forestière, le régime juridique forestier ainsi que toutes les dispositions réglementaires qui régissent les domaines forestiers nationaux

Les décrets

- Décret 82-312 du 19 janvier 1982 réglementant la fabrication de charbon de bois et modèles indicatifs
- Décret 97-1200 du 2 octobre 1997 portant adoption de la politique forestière malagasy

- Décret 98-781 du 16 septembre 1998 fixant les conditions générales d'application de la loi 97-017 du 08 Août 1997 portant révision de la législation forestière
- Décret 98-782 du 16 septembre 1998 relatif au régime de l'exploitation forestière
- Décret 2000-383 du 07 juin 2000 relatif au reboisement
- Décret n° 2001-068 fixant les modalités de vente des *produits forestiers* saisis ou confisqués
- Décret 2001-122 du 14 Février 2001 fixant les conditions de mise en œuvre de la gestion contractualisée des forêts de l'Etat
- Décret n° 2005-849 du 13 Décembre 2005 portant refonte des conditions générales d'application de la loi n° 97.017 du 08 août 1997 portant révision de la législation forestière

Les arrêtés

- Arrêté n° 5 139/94 du 15 Novembre 1994 complément à la réglementation en vigueur en matière d'exploitation forestière d'une part et réglementant la commercialisation des produits principaux des forêts d'autre part,
- Arrêté 12 702/2000 du 20 Novembre 2000 sur la suspension d'instruction de dossier de demande, de délivrance de permis d'exploitation et de permis de coupe à titre onéreux,
- Arrêté n°12 704/2000 du 20 Novembre 2000 sur l'arrêt de toute activité extractive de ressources ligneuses dans les zones sensibles.

1.2.2 Principales dispositions

La Charte de l'Environnement Malagasy (loi 90-033) fixe le cadre général d'exécution de la politique de l'environnement dont les modalités sont définies par des textes réglementaires d'application.

La mise en œuvre de la Charte est matérialisée par le Plan National d'Action Environnementale (PNAE) qui est la traduction de la politique nationale de l'environnement et constitue le fondement de toute action dans le domaine de l'environnement. L'objectif essentiel est de réconcilier la population avec son environnement en vue d'un développement durable.

La loi 96-025 du 30 Septembre 1996 (connue sous le nom de GELOSE ou Gestion Locale Sécurisée) constitue le cadre juridique des transferts de gestion des ressources naturelles renouvelables aux communautés locales. Le principal objectif de la GELOSE est de transférer la gestion de ces ressources, de l'État vers les communautés locales, et ceci dans le but de les protéger plus efficacement.

La loi 97-017 du 08 Août 1997 portant révision de la législation forestière a défini différents modes de prélèvement des ressources forestières, notamment par l'exploitation, les permis de coupe et les droits d'usage.

- Exploitation par permis ou convention : attribution par voie adjudication ou appel d'offre
- Exploitation par permis de coupe : les conditions d'exercice ne sont pas précisées
- Exercice des droits d'usage : les droits d'usage sont exercés en vue d'assurer les activités traditionnelles par collecte des produits forestiers « secondaires »
- Gestion Contractualisée des forêts (Droit d'usage)
- Gestion Contractualisée des forêts (valorisation économique)

La politique forestière malgache s'articule autour de quatre grandes orientations :

- enrayer le processus de dégradation forestière ;
- mieux gérer les ressources forestières en recherchant, dans une optique de développement durable, la meilleure adéquation possible entre les ressources et les besoins ;
- augmenter la superficie et le potentiel forestiers pour que la forêt puisse mieux remplir sur le long terme ses fonctions économique, écologique et sociale ;
- accroître la performance économique du secteur forestier pour qu'il contribue davantage au développement économique du pays.

La législation forestière, la loi COAP (Code de Gestion des Aires Protégées) et la loi GELOSE consacrent l'exercice des droits d'usage à la population riveraine.

Le décret n° 2001-068 fixant les modalités de vente des produits forestiers saisis ou confisqués, a apporté des changements en donnant une nouvelle définition des produits forestiers (art 2) :

- les produits principaux et accessoires des forêts,
- les produits de la faune et de la flore autres que ceux de la pêche et de l'agriculture,
- les produits de la chasse.

Le Décret 82-312 du 19 janvier 1982 réglementant la fabrication de charbon de bois et modèles indicatifs comportent les principales dispositions suivantes :

- La mise en œuvre de la politique forestière tient compte de la diversité des situations écologiques et socio-économiques régionales,
- Les populations rurales riveraines exercent les droits d'usage qui leurs ont été reconnues, soit en vue de satisfaire leurs activités traditionnelles par collecte des produits forestiers secondaires, soit en vue de satisfaire leurs besoins domestiques. Sans préjudice des dispositions spécifiques mentionnées ci-dessus, les populations rurales riveraines ne peuvent en aucun cas commercialiser ou échanger les produits collectés ou ramassés lorsqu'elles exercent leurs droits d'usage.
- La détention d'un permis est requise pour l'exploitation des ressources forestières, et pour la production de bois de chauffe et de charbon de bois
- Pour avoir la qualité d'un charbonnier, à part le permis, il faut avoir suivi une formation professionnelle et justifier d'une aptitude professionnelle sous la forme d'une carte professionnelle.
- Les charbonniers sont soumis à l'emploi d'une méthode rationnelle vulgarisée par les services techniques
- L'exploitation forestière dans les forêts naturelles et les reboisements de l'Etat donne lieu au paiement de redevances et à une déclaration au Fokontany avant toute sortie de charbon
- Le transport des bois de chauffe et charbon de bois requiert un laissez passer.

1.2.3 Pertinence, cohérence

L'implication des responsables locaux dans les décisions sur la gestion des ressources forestières locales est pertinente. Ces responsables sont les mieux placés pour décider de la meilleure manière de protéger les ressources, de surveiller son exploitation. L'Etat ne peut pas effectuer le suivi et le contrôle de tout le territoire du pays.

Le droit d'usage est pertinent car les ménages ruraux utilisent essentiellement du bois mort ramassé pour servir de combustible ménager. 86 % d'entre eux utilisent du bois mort.

1.3 Analyse du cadre institutionnel

Le développement du sous-secteur Bois Energie est assuré par 2 Ministères

- Le Ministère en charge de la forêt en ce qui concerne notamment le contrôle de l'exploitation des ressources forestières en bois de chauffe et charbon de bois,
- et le Ministère en charge de l'énergie en ce qui concerne la valorisation énergétique du bois en charbon de bois, la promotion d'une consommation économe d'énergie.

1.3.1 Analyse et efficacité de la gouvernance du secteur

1.3.1.1 Rôle de l'Etat dans la mise en place d'un cadre favorable au développement du secteur

Le Ministère en charge de la forêt élabore la politique forestière et sa mise en œuvre. Les dispositions réglementaires sont nombreuses et devraient couvrir les aspects liés aux activités afin de permettre une exploitation appropriée des ressources forestières.

Le ministère en charge de l'énergie développe des activités sur le bois énergie notamment sur l'aspect technologique (technologie de carbonisation améliorée, promotion foyer économe,..), la planification notamment dans le cadre des projets comme le Programme Pilote Intégré de Mahajanga (PPIM), le Programme Energie Domestique Mahajanga (PEDM), ...

Mais le partage des rôles entre les 2 Ministères reste néanmoins flou le long de la chaîne de production, d'approvisionnement, notamment pour le charbon de bois. Il importe dans cette répartition de rôle de répondre

à la question : à quel stade de la chaîne de valeur un produit forestier devient un produit énergétique. En effet, les services du Ministère en charge de la forêt sont toujours visibles le long de cette chaîne : à partir de l'exploitation de la forêt (délivrance de permis de coupe), la délivrance de Laissez Passer pour le transport du charbon.

Par ailleurs, les collectivités décentralisées prennent aussi des initiatives sur le plan réglementaire en élaborant des arrêtés régionaux. C'est le cas de la Région Atsimo Andrefana dont le texte a pour objet de fixer la réglementation de la filière Bois Energie dans la région afin d'assurer un approvisionnement durable de la population en bois énergie en particulier pour la ville de Toliara, tout en préservant les bénéfices écologiques des espaces forestiers sur le développement socio-économique de la région. Il définit l'organisation le long de la filière, le contrôle des activités, la taxation et les sanctions. L'arrêté régional permet une meilleure clarification des actions et responsabilités de tous les acteurs dans la filière : producteurs, vendeur, collecteur, transporteur, Commune, Administration forestière.

1.3.1.2 Rôle de l'Etat dans l'octroi des droits et autorisations

La production de bois de chauffe et charbon de bois requiert l'obtention de permis tandis que le transport des produits requiert un laissez-passer. Les deux (2) autorisations sont délivrées par le Ministère en charge de la forêt et ses services déconcentrés.

Les dispositions en vigueur prévoient :

- L'exploitation par permis ou convention : attribution par voie d'adjudication ou appel d'offre,
- L'exercice des droits d'usage : destiné pour les populations rurales riveraines exerçant des droits d'usage traditionnels reconnus par collecte des produits forestiers « **secondaires** » ou en vue de satisfaire leurs besoins domestiques, et/ou coutumiers.

Dans la pratique, l'essentiel du charbon de bois employé par les ménages urbains est exploité sans autorisation. Il peut provenir même des zones où son exploitation est interdite. La mise en place d'un arrêté régional a également pour objectif de formaliser tous les acteurs de la filière.

1.3.1.3 Rôle de l'Etat dans le suivi, le contrôle et la sanction

Dans la pratique, le respect de la réglementation reste aléatoire. La faiblesse des moyens matériels et humains de l'administration forestière l'empêche d'accomplir pleinement ses missions de protection et de gestion des ressources, de contrôle des activités des charbonniers, de leur information et de leur formation. L'administration forestière n'est pas en mesure humainement et matériellement de faire appliquer des textes élaborés par l'administration.

Les conditions de travail des agents de l'administration forestière sont difficiles. Les procédures de suivi et de contrôle définies à l'échelle nationale sont complexes, peu connues, et mal adaptées aux réalités quotidiennement ressenties par ces agents. Les autorisations d'exploitation des ressources forestières dépendent des autorités responsables de la délivrance de permis, des types de forêts et de produits exploités, de la durée respective de validation et des textes censés être appliqués. Les délivrances de certaines autorisations ou permis d'exploitation se font aux niveaux supérieurs sans consultation ou approbation ni des collectivités décentralisées ni des services forestiers régionaux. Enfin, le nombre trop élevé de pièces administratives exigées et le manque de moyens humains et matériels du service forestier rendent difficile sa mise en place d'un système de contrôle efficace.

La promotion et le suivi de l'application des techniques de carbonisation sont réalisées généralement de manière irrégulière.

1.3.1.4 Rôle de l'Etat dans l'information

Le foisonnement des textes rend la recherche et leur identification difficile. L'accès aux textes forestiers est difficile. L'existence de certains textes est ignorée ou oubliée y compris par ceux qui sont chargés de leur mise en œuvre.

1.3.2 L'appui des partenaires techniques et financiers

Les partenaires techniques et financiers : WWF, Banque mondiale, GIZ, PNUD, CIRAD, USAID apportent leur appui dans l'amélioration du secteur Bois Energie à travers divers projets comme ABETOL, SEESO, GREEN MAD, CARAMCODEC, ARINA, JARIALA. Les bailleurs apportent leur expertise technique, un soutien institutionnel,

1.4 Principaux acquis

- Le droit d'usage des riverains quant à l'exploitation des ressources forestières comme le Bois Energie,
- La possibilité pour la communauté locale de pouvoir réaliser une gestion autonome des ressources forestières

dans leur zone grâce au transfert de gestion,

- L'adaptation de la politique forestière aux spécificités des situations régionales passe nécessairement par une gestion décentralisée des actions forestières au niveau régional,
- Les acteurs régionaux et locaux sont étroitement associés aux décisions lors de leur élaboration, l'exécution des actions leur accorde également une large responsabilité de gestion,
- Les communautés locales de base impliquées dans la production de charbon, bénéficient d'avantages divers essentiellement économiques afin de les aider à commercialiser leurs produits et raffermir le contrat de transfert de gestion.

1.5 Appréciation de l'efficacité du système

Les informations à jour sur le secteur ne sont pas complètes car il n'y a plus de collecte continue de données. Faute de moyens, l'administration forestière ne peut pas descendre sur le terrain aussi systématiquement qu'avant ; le suivi, le contrôle des exploitations sont insuffisants.

Les interventions de l'administration dans l'amélioration du secteur Bois énergie connaissent un certain dynamisme lorsque des projets sont financés par les bailleurs, malheureusement, une partie des acquis et résultats n'est pas pérennisée.

Les efforts entrepris n'ont pas encore permis d'inverser la tendance actuelle de dégradation des ressources vers leur exploitation durable. L'insuffisance d'un approvisionnement en Bois Energie risque réellement d'avoir lieu dans le futur.

1.6 Contraintes et lacunes constatées dans le système

- La difficulté d'accès aux textes forestiers entrave leur connaissance et leur application ; il est difficile quelques fois de distinguer les textes qui ont été abrogés, cas du décret 87-110 fixant les modalités des exploitations forestières, des permis de coupe et des droits d'usage ;
- La lisibilité des droits fonciers n'est pas claire mettant un flou dans sa compréhension donc dans son application.
- Pour le décret 82-312 du 12 janvier 1982, la définition des termes charbonniers, fabricant de charbon, exploitant n'est pas précise ;
- Les montants des peines pour les contrevenants sont faibles pour avoir un effet dissuasif ;
- Les moyens et ressources humaines sont insuffisants ;
- Les prescriptions techniques sur la production de charbon ne sont plus à jour. La carbonisation améliorée n'est pas intégrée ;
- Les dispositions actuelles peuvent réduire la quantité de charbon qui intègre le circuit de distribution avec la saisie des charbons produits illicitement ;
- À la fin de 2001, la quasi-totalité des textes qui visaient, en application de la loi forestière de 1997, à la rénovation des conditions de gestion du secteur forestier, était promulguée mais beaucoup d'entre eux n'étaient pas ou difficilement appliqués (Montagne, 2004). Ainsi, les dispositions du décret 98-782 relatif à l'exploitation forestière, qui permet aux communautés de base, dans le cadre d'un contrat de gestion, d'assurer l'exploitation directe de tout ou partie de leurs forêts ou de concéder cette exploitation à des exploitants agrées, restaient ignorées.

2 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Hydrocarbures

2.1 Historique des réformes

La libéralisation du secteur pétrolier aval dans le pays en 1999 a été l'avènement d'une nouvelle ère pour le secteur qui, en quatre décennies d'indépendance, a connu trois configurations différentes.

La première, jusqu'en 1976 où la distribution de Produits Pétroliers à Madagascar a été partagée entre les filiales Malgaches de six compagnies pétrolières internationales.

La seconde avec la révolution socialiste où les installations et opérations de ces compagnies ont été nationalisées par l'ordonnance n°76-020 bis du 25 juin 1976 et confiées à la compagnie nationale de pétrole dénommée Solitany Malagasy (SOLIMA), placée sous la tutelle du Ministère chargé de l'Énergie. La SOLIMA avait le monopole du droit d'approvisionnement, du stockage et de la distribution des Produits Pétroliers à Madagascar. Elle devait également se conformer aux diverses réglementations gouvernementales dont la plus importante est le régime de tarification administré par le Ministère de l'Économie et des Finances et qui établissait les différentes marges de prix. Des ajustements de prix à l'initiative de la SOLIMA survenaient toutefois irrégulièrement.

La troisième avec légalement, la fin du monopole de la SOLIMA établie par l'ordonnance n°93-002 du 08 janvier 1993 et le Décret d'application n° 93-136 du 24 mars 1993 qui ont instauré le premier cadre légal régissant la libéralisation du marché de Produits Pétroliers à Madagascar et qui ont autorisé l'accès de sociétés nationales et internationales dans le secteur pétrolier aval. Cette période de libéralisation est passée par plusieurs étapes, notamment par la privatisation de la SOLIMA et par la mise en place d'un nouveau cadre légal en 1999 et en 2004.

En 1999-2000, plusieurs textes clef régissant le secteur pétrolier aval ont été promulgués. L'Etat se désengage de la gestion du secteur pétrolier pour se cantonner à la définition de la politique énergétique et à la supervision du secteur, cette gestion a été déléguée à un organe technique de régulation, l'Office Malgache des Hydrocarbures (OMH) qui est placé sous la tutelle du Ministère chargé de l'Énergie. Une période de pré - libéralisation totale, dite période transitoire, de trois ans a été mise en place au sein du secteur afin de préparer les bases réglementaires et de préparer les stratégies nécessaires à l'optique du libéralisme économique. A partir de juillet 2004, commença alors l'ère de la libéralisation du secteur pétrolier aval, exigeant plus de suivi, de contrôle et de supervision de la part de l'OMH.

2.2 Analyse des cadres réglementaires

2.2.1 Textes en vigueur :

Les lois :

- LOI N° 99-010 du 17 avril 1999 régissant le secteur pétrolier aval
- LOI N° 2004-003 du 24 juin 2004 portant libéralisation du secteur pétrolier aval et modifiant certaines dispositions de la Loi n°99-010 du 17 avril 1999 régissant les activités du Secteur Pétrolier aval
- LOI N° 2004-031 du 30 septembre 2004 relative aux sanctions et constatations des infractions aux lois sur les activités du secteur pétrolier aval

Les décrets :

- DECRET N° 2004-669 du 29 juin 2004 portant application de la Loi n° 2004-003 portant libéralisation du secteur pétrolier aval et modifiant certaines dispositions de la Loi n°99-010 du 17 avril 1999 régissant les activités du secteur pétrolier aval
- DECRET N° 2004-670 du 24 juin 2004 fixant les attributions de l'Office Malgache des Hydrocarbures
- DECRET N° 2012-253 du 21 février 2012 modifiant et complétant certaines dispositions du Décret n° 2004-670 du 24 juin 2004 statut de l'Office Malgache des Hydrocarbures
- DECRET N° 2004-328 du 19 avril 2004 réglementant l'avitaillement des navires en produits pétrolier

Les arrêtés :

- ARRETE N° 2924/2000 du 24 mars 2000 fixant les Cahiers des Charges afférents aux dispositions communes aux licences d'exportation des Hydrocarbures, à chaque catégorie de licences ainsi que les règles applicables à chaque activité pendant la période transitoire
- ARRETE N°5413/2001 du 08 mai 2001 portant libre accès aux infrastructures essentielles
- ARRETE N°5414/2001/MEM/OMH du 29 janvier 2004 portant système de péréquation sur le passage au système logistique
- ARRETE N°19746/2005/MEM/OMH du 20 décembre 2005 fixant les modalités de perception et de recouvrement ainsi que le régime des redevances et droits dus à OMH
- ARRETE N° 1317/2006/MEM/OMH du 30 janvier 2006 portant réglementation de la construction et de

- l'exploitation des stations-services
- ARRETE N° 15753/2008/MEM/OMH du 30 juillet 2008 modifiant et complétant l'arrêté n°1317/2006/MEM/OMH du 30 janvier 2006 portant réglementation de la construction et de l'exploitation des stations-services
 - ARRETE N°00352/2008/MEM/OMH du 10 janvier 2008 portant modification de certaines dispositions de l'arrêté n°19746/2005/MEM/OMH du 20 décembre 2005 fixant les modalités de perception et de recouvrement ainsi que le régime des redevances et droits dus à OMH
 - ARRETE N°3356/2008/MEM/OMH du 11 février 2008 complétant l'arrêté n°19746/2005/MEM/OMH du 20 décembre 2005 fixant les modalités de perception et de recouvrement ainsi que le régime des redevances et droits dus à OMH modifié par l'arrêté n°00352/2008/MEM/OMH du 10 janvier 2008
 - ARRETE N°12697/2006/MEM/OMH du 30 janvier 2006 fixant les modalités de distribution ainsi que le mode de fonctionnement des points de vente de Produits Pétroliers
 - ARRETE N° 1154/2010/MMH/OMH du 23 février 2010 fixant la carte d'orientation des implantations des dépôts de stockage offshore des hydrocarbures sur le territoire national
 - ARRETE N°52067/2010 du 29 décembre 2010 complétant les dispositions de l'arrêté n°19746/2005/MEM/OMH du 20 décembre 2005 fixant les modalités de perception et de recouvrement ainsi que le régime des redevances et droits dus à OMH modifié par les arrêtés n°00352/2008/MEM/OMH du 10 janvier 2008, n°3356/2008/MEM/OMH du 11 février 2008, 1155/2010/MMH/OMH du 23 février 2010
 - ARRETE N°22808/2011 du 25 juillet 2011 instaurant le Comité Technique Pétrolier, modifiant et complétant l'Arrêté n°7161/2009/MDE/OMH du 24 août 2009 modifiant et précisant certaines dispositions de l'Arrêté n°1317/2006/MEM/OMH du 30 janvier 2006 portant réglementation de la construction et de l'exploitation des stations-services, modifié par l'arrêté n°15753/2008/MEM/OMH du 30 juillet 2008
 - ARRETE N°25142/11 du 22 août 2011 portant création d'une Régie d'Avances renouvelables auprès de l'OMH
 - ARRETE N°25143/11 du 22 août 2011 portant nomination du Régisseur de la Caisse d'Avance renouvelable auprès de l'OMH
 - ARRETE N°8583/12 du 03 mai 2012 portant modification de l'Arrêté n°4865/12 du 22 mars 2012 fixant les spécifications du Gas oil et autorisant la commercialisation de ce produit sur le territoire national
 - ARRETE N°9614/12 du 18 mai 2012 portant renouvellement Régie d'Avances auprès de l'OMH
 - Décision n°004/12 du 24 mai 2012 portant report des dates de prise d'effet de l'application des dispositions stipulées à l'article 6 de l'Arrêté n°4865/12 du 22 mars 2012 fixant les spécifications du Gas oil et autorisant la commercialisation de ce produit sur le territoire national.
 - Note n°080/08/OMH/DG/DRC/SR du 30 janvier 2008 relative aux fermetures définitives des points de vente de carburants
 - Note n° 309 /08/OMH/DG/DRC du 03 avril 2008 fixant les conditions de livraison de carburants et combustibles par camions ravitailleurs aux consommateurs et revendeurs agréés

2.2.2 Objectif :

Avant la réforme, Madagascar s'est singularisé par l'absence d'une base légale régissant les activités du secteur pétrolier aval.

Cette situation constituait un handicap majeur pour le développement de ce secteur du fait de la réticence des opérateurs à venir investir à Madagascar, étant donnée l'inexistence d'une sécurité satisfaisante qui ne peut provenir que d'une base légale précitée, laquelle devrait être saine et transparente.

Cette base légale devrait refléter une distinction nette entre le nouveau rôle de l'Administration et celui des opérateurs privés et qui devrait constituer la cheville ouvrière de l'épanouissement des activités pétrolières.

La réforme portant sur le secteur pétrolier aval se fixe comme objectif principal de fournir au consommateur et au pays un système d'approvisionnement adéquat, fiable, efficace et économique afin de :

- Sauvegarder la sécurité publique et l'environnement relatif à toutes les opérations et installations ;
- Assurer l'égalité d'accès de tous les consommateurs à des produits et des services de qualité et de prix à des meilleures conditions ;
- Etablir un marché libre et compétitif et éliminer toute forme de discrimination et de traitement préférentiel;

- Créer les conditions favorables aux nouveaux opérateurs et investisseurs afin de développer et diversifier les infrastructures d'approvisionnement ;

2.2.3 Principales dispositions :

Le secteur pétrolier aval à Madagascar est entièrement libéralisé.

La réforme marque la fin du monopole de l'Etat et de la SOLIMA dans l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution des Produits Pétroliers à Madagascar. Les activités d'importation, de transport, de stockage, et de vente des hydrocarbures sur le territoire de la République de Madagascar sont ouvertes à toute personne physique de nationalité malagasy ou étrangère, à toute personne morale constituée en société de droit malagasy.

L'Etat, à travers le Ministère des Hydrocarbures est chargé de la définition de la politique en matière d'hydrocarbures.

Création d'un organe de régulation

L'OMH organe de régulation placé sous sa tutelle, assure la supervision, la réglementation et le contrôle du secteur. L'OMH surveille les conditions de libre concurrence sur le marché et, en cas de constatation de pratiques anticoncurrentielles, applique les sanctions prévues par les textes en vigueur (Art 28 nouveau).

L'exercice des activités dans le secteur aval des hydrocarbures est conditionné par l'obtention d'une licence

L'exercice de chaque activité dans la chaîne d'approvisionnement nécessite l'acquisition d'une licence d'exploitation des hydrocarbures, octroyée par Arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures et moyennant le paiement d'un droit d'octroi suivant le type de licence demandée.

Nécessité d'autorisation pour les Travaux Pétroliers

La construction et/ou la modification des installations pétrolières doit faire l'objet d'une autorisation de travaux délivrée par OMH. Seuls les titulaires de licences sont autorisés à effectuer des travaux pétroliers.

Nécessité d'une Etude d'Impact Environnemental

Tout projet de stockage de produits pétroliers et dérivés ou gaz naturel d'une capacité combinée de plus de 25 000 m³ est soumis à une Etude d'Impact Environnemental.

Spécifications techniques et standards des installations

Les installations et équipements pétroliers ainsi que les procédés et méthodes utilisés dans le cadre de l'exploitation à tous les niveaux de la chaîne d'approvisionnement, doivent être conformes aux spécifications techniques et aux normes et standards édictés par OMH.

Normes et qualité des produits pétroliers

Les produits commercialisés sur le territoire doivent être conformes aux spécifications en vigueur. Des contrôles systématiques et inopinés sont effectués sur toute la chaîne d'approvisionnement. Des investigations sont menées sur des suspicions de fraudes sur la qualité ou sur la base de doléances ou dénonciations de la part du public. Des sanctions sont prises à l'encontre des contrevenants.

Système de libre accès

Les infrastructures liées au stockage et transport massif des produits sont exploitées comme infrastructures à usage collectif et sont soumises aux principes du libre accès, ouvertes sans discrimination à tous les opérateurs titulaires de licences d'Exploitation des hydrocarbures sauf pour les dépôts aéroportuaires.

Sécurité et continuité de l'approvisionnement

Les titulaires de Licence de stockage sont tenus de disposer à tout moment, dans chaque circonscription définie par OMH, d'une capacité moyenne de stockage au moins égale au 12^{ème} de la quantité totale des produits stockés ou

commercialisés dans la circonscription correspondante. Le titulaire de licence de distribution doit détenir dans chaque circonscription un stock de sécurité de 21 jours et un stock outil de chacun des produits qu'il commercialise.

Couverture nationale

Toute personne envisageant d'exercer une activité de distribution doit s'engager à construire un réseau disposant d'au moins un point de vente au public dans chacune des circonscriptions définies par OMH pendant une durée de quatre (4) ans dont la moitié doit être achevée dans un délai de deux (2) ans.

Prix des produits pétroliers

Les prix des Produits Pétroliers et les marges dans la chaîne d'approvisionnement sont déterminés librement par les opérateurs selon le principe de l'offre et de la demande (Art 34 nouveau).

Péréquation

Les produits pétroliers suivant : super sans plomb, essence sans plomb 91, pétrole lampant, et le gasoil sont soumis au système de péréquation. Ce système s'applique à tout détenteur de licence d'importation ou de distribution et repose sur le principe de l'unicité des frais de mise en place (stockage et transport massif) des produits cités ci-dessus, pour chaque importateur ou distributeur, sur l'ensemble du territoire national.

2.2.4 Analyse de la pertinence, et cohérence de la politique :

Le choix de la libéralisation est pertinente car :

- L'Etat n'a pas le moyen d'investir dans les infrastructures et couvrir tout le pays
- Il est important de permettre aux privés de présenter des propositions de projet de production, de transport et de distribution

Le choix de la libéralisation est cohérent avec :

- la politique générale de libéralisation adoptée par l'Etat
- la promotion des investissements privés à Madagascar

La création d'organe de régulation est pertinente pour mettre en relief la gestion technique du secteur.

L'obligation d'avoir un réseau d'au moins un point de vente dans chacune des circonscriptions pour les opérateurs exerçant une activité de distribution traduit la politique de l'Etat de faciliter l'accès à l'énergie dans tout le pays.

La mise en place de la licence et le paiement des droits d'octroi des licences qui est une somme relativement importante, constituent une barrière à l'entrée protégeant le sous-secteur de l'arrivée d'opérateurs non professionnels dans cette activité lucrative mais aussi hautement stratégique.

Cependant, la disposition sur la continuité de l'approvisionnement relative au stock de sécurité de 21 jours semble insuffisante. L'augmentation annuelle de la consommation en hydrocarbure implique une consommation rapide et donc un approvisionnement plus soutenu des stations de distribution. En plus, la gestion et le contrôle de stock de produits pétroliers sont totalement entre les mains des opérateurs ce qui amène à réfléchir sur ce qui reste de force de négociation pour l'Etat vis-à-vis des opérateurs.

En plus, le prix des produits pétroliers a un impact important dans la vie économique du pays. Mais le fait que son contrôle échappe à l'Etat dans la mesure où ce sont les opérateurs qui fixent désormais librement leur prix, peut rendre vulnérable le développement des activités socio-économiques du pays en cas d'une hausse excessive.

2.3 Analyse du cadre institutionnel

Le Ministère des Hydrocarbures et l'OMH constituent les structures étatiques qui œuvrent pour le développement du secteur pétrolier à Madagascar. Sauf que maintenant on a Hydrocarbures et Energie.

2.3.1 Les rôles des institutions étatiques

2.3.1.1 Ministère des Hydrocarbures :

Le Ministère élabore la politique générale en matière d'hydrocarbures. Il est chargé d'assurer l'application de la Loi, la cohérence de la gestion,... Il octroie les licences d'exploitation.

2.3.1.2 L'Office Malgache des Hydrocarbures

Il est l'organe de régulation qui assure la supervision, la réglementation et le contrôle du secteur. L'OMH est chargé de la régulation du secteur pétrolier aval, recevoir, étudier les demandes de Licences d'Exploitation des Hydrocarbures et transmettre l'avis à l'administration pour son approbation.

2.3.2 Analyse des rôles des institutions étatiques

2.3.2.1 Rôle de l'Etat dans la mise en place d'un cadre favorable pour le développement du secteur

Le sous-secteur hydrocarbure possède ainsi sur le papier un système juridique et institutionnel assez complet et qui est cohérent avec la politique de libéralisation, la volonté de fournir de l'énergie accessible à tous. Les rôles du Ministère des Hydrocarbures et de l'OMH sont bien définis : l'élaboration de la politique pour le Ministère. L'OMH effectue les études techniques et fournit les éléments techniques requis pour une bonne prise de décision au niveau ministériel.

2.3.2.2 Rôle de l'Etat dans l'octroi des droits

En application de l'Article 13 nouveau de la Loi 99-010 du 17 avril 1999, l'exercice des activités dans la chaîne d'approvisionnement doit faire l'objet d'une Licence d'Exploitation des hydrocarbures, octroyée par Arrêté du Ministre chargé de l'Energie, ci - après dénommée Licence. L'Exploitation des Hydrocarbures pour l'exécution des opérations et des activités dans la chaîne d'approvisionnement peut être réalisée par toute personne en établissant une demande par écrit à l'OMH pour toute autorisation de Travaux Pétroliers ou une Licence d'Exploitation des Hydrocarbures (Art 14 nouveau). L'étendue des activités autorisée par la licence est définie par le cahier des charges (Art 5).

Le sous-secteur hydrocarbure dispose d'une procédure claire assortie d'un délai précis pour le traitement des dossiers de demande de licence et d'autorisation de travaux pétroliers. L'instruction des dossiers accorde beaucoup d'importance sur l'aspect technique, notamment la capacité technique, le respect des normes. Au vu du nombre d'opérateurs intervenant dans le sous-secteur et des infrastructures pétrolières nouvellement construites, réhabilitées, l'on peut affirmer que la procédure est bien en place et fonctionnelle.

2.3.2.3 Rôle de l'Etat dans le suivi, le contrôle et la sanction

Les manquements et infractions à la présente Loi sont constatés soit par les officiers des polices judiciaires, soit par les agents assermentés de l'OMH, soit par un huissier de justice (Article 40 nouveau). Le contrôle et les sanctions font partie du pouvoir régalién de l'Etat.

2.3.2.4 Rôle de l'Etat dans l'octroi de service d'informations et d'assistance technique entre les institutions de l'Etat et vers les tiers

Le Système d'Information National des Hydrocarbures est constitué comme un système d'information intégré et centralise toutes informations sur les activités principales, transactions et réglementation, la planification et les décisions politiques du gouvernement ainsi que la diffusion d'informations de qualité sur l'approvisionnement pétrolier du pays à toutes les parties intéressées et du public en général.

Le SINH en tant que banque de données statistiques en matières pétrolières et pour ses missions d'analyse de la structure et de l'évolution du secteur pétrolier aval, doit disposer d'informations relatives aux différents flux qualitatifs et quantitatifs d'hydrocarbures.

A l'exception des données qui sont des déclarations confidentielles, et en raison de la concurrence ou pour toute autre raison valable, par l'exploitant ou l'OMH, l'accès au SINH devrait être disponible à toutes les parties intéressées venant du public ou du secteur privé (art 20).

Toutes informations confidentielles à caractère technique ou commercial qui sont reconnues comme telles par les opérateurs et l'OMH n'ont pas à être communiquées au SINH (Art 42).

Certaines informations clés ne sont pas communiquées par les opérateurs, notamment la structure des prix des produits pétroliers, les sources d'approvisionnement en produits pétroliers. Ainsi, l'OMH ne peut établir qu'une indication sur cette structure de prix. Cette situation peut handicaper l'Etat dans ses négociations avec les opérateurs pétroliers et l'OMH dans sa mission de régulation.

2.4 Les principaux acquis :

Les opérateurs privés peuvent investir dans le secteur pétrolier : production, transport et distribution. Ils bénéficient de mesures incitatives à l'investissement. En effet, la Licence d'exploitation des hydrocarbures constitue un droit immobilier, cessible, transmissible, susceptible d'hypothèque et de gage (Art 18 nouveau). Cette nature juridique de la licence permet de trouver des financements. Les opérateurs bénéficient également de la sécurisation des investissements.

La libéralisation autorise les opérateurs en ce qui concerne :

- Libre choix dans la fixation de prix,
- Libre choix des zones pour investir,
- Libre choix des technologies de la production sous réserve du respect des normes et de la loi sur la protection de l'environnement.

Ainsi, le secteur est entièrement libéralisé, 11 sociétés possèdent et opèrent dans l'importation, le stockage, la distribution des produits pétroliers à Madagascar et 16 dans les lubrifiants.

La couverture géographique est réelle avec une stabilité des approvisionnements. En effet, la réforme présente des avancées certaines au niveau des consommateurs. Les investissements en infrastructures se sont développés. Il existe 247 réseaux de distribution (stations-services). Le pays n'a pas connu de rupture d'approvisionnement en période normale, sauf durant la crise politique 2002.

2.5 Analyse de la gouvernance du secteur

Stabilité du système institutionnel et juridique :

Les réglementations n'ont pas subi de changement fondamental depuis l'adoption de la loi n°99-010 du 17 avril 1999. Une telle continuité donne du crédit aux différents partenaires comme les bailleurs de fonds et les investisseurs afin de mieux asseoir leur stratégie d'intervention.

Concertation difficile entre Etat et opérateurs pétroliers sur le prix des produits pétroliers

Le secteur est libéralisé et les opérateurs pétroliers peuvent fixer les prix des produits pétroliers librement. La gestion et le pilotage de la politique économique du pays est ainsi, rendu encore plus complexe par la faible maîtrise du prix des produits pétroliers par le Gouvernement. En effet, les prix des produits pétroliers constituent un paramètre important dans la maîtrise de l'inflation et de la compétitivité de Madagascar. L'Etat ne peut plus influencer le prix que sur la réduction des taxes qui accompagnent les produits pétroliers entre autres. Le gel des prix des produits pétroliers à la pompe n'a pu être obtenu que suite à la réalisation d'une concertation régulière avec les opérateurs.

La concurrence n'est pas réellement effective ni visible

Selon l'Article 28 (nouveau) de la Loi 99-010, l'OMH surveille les conditions de libre concurrence sur le marché et, en cas de constatation de pratiques anticoncurrentielles, applique les sanctions prévues par les textes en vigueur. La réglementation actuelle n'a pas pu promouvoir une véritable concurrence entre les opérateurs car les prix affichés des produits pétroliers sont pratiquement les mêmes à la pompe. Les raisons peuvent être attribuées à la taille du marché malgache et aux contraintes techniques de l'approvisionnement plutôt qu'aux dispositions réglementaires. Cet aspect sera développé plus longuement dans l'analyse FFOM de cette étude.

Ainsi, il importe donc de constater aussi que dans son état actuel, la multiplication des opérateurs dans le sous-secteur n'a pas permis de faire jouer la concurrence de manière visible afin de faire baisser le prix des produits pétroliers par rapport aux objectifs de la réforme.

3 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Electricité

3.1 Historique des réformes

Avant la réforme, le secteur de l'énergie électrique à Madagascar a été régi par les dispositions de l'Ordonnance n° 74-002 du 4 Février 1974 portant orientation de la politique de l'eau et de l'électricité. Les dispositions de cette Ordonnance investissent l'Etat du droit exclusif d'intervenir dans le secteur. L'Etat a conféré ce droit depuis 1975 à la Société d'intérêt national, la JIRAMA, qui exploitait la plupart, sinon la totalité des installations de production, de transport et de distribution d'électricité dans le pays.

Durant les années 90, Madagascar a entamé une nouvelle politique économique orientée vers la libéralisation de toutes les activités de production et le désengagement progressif de l'Etat des différentes sociétés d'Etat qu'il contrôle. C'est dans ce contexte que l'Etat malgache a mis en œuvre une réforme du Secteur de l'Energie électrique. La réforme a ainsi, touché aussi bien l'aspect réglementation que l'aspect institutionnel.

3.2 Analyse des réglementations

3.2.1 Textes en vigueur :

Les lois :

- LOI N° 98-032 du 20 janvier 1999 portant Réforme du Secteur de l'Electricité
- LOI N° 2002-001 du 7 Octobre 2002 portant création du Fonds National de l'Electricité (FNE)

Les décrets :

- DECRET N° 2001 – 173 fixant les conditions et modalités d'application de la Loi n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'Electricité
- DECRET N° 2001-803 précisant l'organisation et le fonctionnement de l'Organisme Régulateur du secteur de l'Electricité
- DECRET N° 2001-849 du 26 septembre 2001 portant conditions et modalités de fixation des prix de l'Electricité
- DECRET N° 2002-1550 du 03 décembre 2002 instituant l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER)
- DECRET N° 2005-062 du 25 janvier 2005 fixant les modalités de perception des redevances sur le chiffre d'affaires annuel des permissionnaires et concessionnaires du secteur de l'Energie électrique par l'Office de Régulation de l'Electricité (ORE)
- DECRET N° 2011-261 du 31 mai 2011 fixant les attributions du Ministre de l'Energie ainsi que l'organisation générale de son Ministère.

Les arrêtés :

- ARRETE N° 3910-2009 du 17 Juin 2009 portant modalités d'ajustement des tarifs de vente d'Electricité
- ARRETE N° 2005-1055 du 14 mars 2005 fixant le taux d'un pourcentage des redevances sur le chiffre d'affaires des Permissionnaires et Concessionnaires du secteur de l'Energie électrique

Modèle de contrat pour la fourniture d'Energie électrique en HT et MT

3.2.2 Objectifs de la réforme du secteur de l'électricité:

Selon l'exposé de motif de la loi 98-032 du 20 janvier 1999, la réforme a pour but d'ouvrir à de nouveaux opérateurs la possibilité d'intervenir au sein du secteur afin, d'une part, de relayer l'Etat malgache dans le financement de l'infrastructure électrique du pays et, d'autre part, de promouvoir l'efficacité et la qualité du service offertes aux usagers par le jeu de la concurrence.

3.2.3 Principales dispositions :

Ouverture à de nouveaux opérateurs :

Selon les dispositions de l'article 2 de la loi, la libéralisation des activités de Production, de Transport et de Distribution du secteur Electricité est ouverte aux investisseurs privés, sans discrimination, quel que soit le statut juridique, la nationalité de l'opérateur après mise en concurrence préalable ou sur la base de candidatures spontanées. Cette libéralisation signifie la fin du monopole de l'Etat et de la JIRAMA dans l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution de l'Electricité à Madagascar.

Mais cette libéralisation ne signifie pas déréglementation, elle est régie par la loi et ses textes subséquents et sous le contrôle du Ministère chargé de l'Energie et de l'Organisme Régulateur, qui sont les autorités chargées de l'application de la loi. Les activités nécessitent l'obtention au préalable, soit d'un contrat d'autorisation, soit d'un contrat de concession :

- A l'issue d'une procédure d'appel d'offres ou sur la base de candidatures spontanées, un contrat d'autorisation obtenu par voie d'arrêté, non renouvelable tacitement pour :
 - o l'établissement et l'exploitation d'Installations de Production de puissance maximale installée inférieure ou égale à 500 kW pour les installations thermiques et à 150kW pour les installations hydrauliques,
 - o l'établissement et l'exploitation d'Installations de Distribution, d'une puissance de pointe inférieure ou égale à 500 kW
- A l'issue d'une procédure d'appel d'offres, un contrat de concession par voie de décret, non renouvelable tacitement pour :
 - o l'établissement et l'exploitation d'Installations de Production de puissance installée supérieure à 500 kW pour les Installations thermiques et à 150 kW pour les Installations hydrauliques ;
 - o l'établissement et l'exploitation d'Installations de Distribution d'une puissance de pointe supérieure à 500 kW ;
 - o l'établissement et l'exploitation d'Installations de Transport.

Sécurisation des investissements réalisés

Cette sécurisation est censée répondre aux attentes minimales des investisseurs privés potentiels et de leurs prêteurs en conférant à l'Exploitant les prérogatives et obligations d'un propriétaire ; ainsi un contrat de concession ou un contrat d'autorisation peuvent être nantis ou cédés, y compris à titre de garantie. On note les protections suivantes :

- o Droit réel sur les emprises liées à l'implantation des infrastructures autorisées ou concédées
- o Indemnisation des opérateurs en cas de retrait de l'autorisation et de la concession

Instauration d'un organisme régulateur:

Selon l'exposé de motif de la loi 98-032 du 20 janvier 1999, la réforme instaure également un organe de régulation autonome qui sera chargé de déterminer et publier les tarifs de l'électricité, de surveiller le respect des normes de qualité de service. En outre, cet organisme est habilité à effectuer toutes les investigations qu'il juge nécessaire pour faire respecter les dispositions légales et réglementaires régissant le secteur, à prononcer des injonctions et des sanctions. Il joue le rôle d'interface entre les opérateurs et l'Etat.

Développement de l'électrification dans les zones rurales

La mise en place de l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER), chargée de promouvoir l'électrification dans les zones hors du périmètre de la JIRAMA.

La constitution d'un Fonds National de l'Electricité (FNE) qui est destiné à financer les programmes de développement de l'électrification rurale pour les éventuelles subventions d'équipements.

Préservation de l'environnement tout en garantissant la sécurité des personnes et des biens

Les dispositions réglementaires tiennent compte des dispositions relatives à la Mise en Compatibilité des Investissements avec l'Environnement (Loi MECIE). La procédure relative à l'étude d'impact environnemental et social est appliquée aux projets d'installations électriques.

Tarif réglementé pour les tarifs présentés aux utilisateurs finaux par les distributeurs d'électricité : zone tarifaire, prime fixe, redevance, ...

Pour assurer la transparence nécessaire au bon fonctionnement du secteur, les grands principes devant régir l'élaboration des tarifs de vente de l'électricité sont précisés dans la Loi. Les textes prévoient une méthodologie claire pour le calcul du tarif plafond, visant la couverture des coûts économiques pour chacune des grandes catégories de consommateurs.

L'existence d'une tarification par zone de délimitation de la JIRAMA constitue un atout pour le développement du secteur, en alignant les tarifs sur les coûts et en limitant les déficits structurels créés par l'électrification de centres isolés.

3.2.4 Pertinence, cohérence de la politique

La libéralisation est un choix pertinent car la présence d'un seul intervenant, en l'occurrence la JIRAMA n'était plus suffisante pour assurer l'efficacité et le plein essor d'un secteur qui constitue l'un des facteurs essentiels du développement économique et social de Madagascar.

La création d'un Organe de Régulation est pertinente pour mettre en relief la gestion technique du secteur même au niveau de l'Etat et éviter au secteur une importante influence de la politique d'une part et d'autre part, d'éviter un développement anarchique du secteur suite à la libéralisation, au détriment de l'Etat, des usagers et de l'environnement

Les autorités malgaches ont délimité le périmètre de service de la JIRAMA et ont créé une agence spécialisée, l'ADER, pour l'électrification rurale. Ce mode de gestion a l'intérêt de permettre de promouvoir des offres de services adaptées au contexte rural sur le plan de la technique, du mode de gestion et des tarifs.

La création du FNE est pertinente afin d'améliorer voire accélérer et inciter les investissements privés dans la mise en place d'infrastructures électriques en milieu rural.

La catégorisation des projets d'installations selon la puissance est pertinente car :

- Permet de réduire les contraintes dans la concrétisation des projets d'autoproduction par rapport aux projets de production commerciale
- Madagascar est vaste, les zones d'habitation éparpillées et éloignées, la densité de la population généralement faible dans la majorité des régions, cela donne lieu à la mise en place d'installations de puissance diverses.

La mise en place des différents régimes d'exploitation des installations électriques est pertinente car :

- L'implication des projets d'investissements dans la politique et stratégie de développement peut avoir une échelle nationale, régionale ou seulement locale,
- L'impact des installations au niveau du développement socioéconomique est différent suivant leur échelle.

Le choix de plafonnement du prix est pertinent afin de protéger les consommateurs, et le système d'ajustement permet de revoir le tarif afin de permettre aux opérateurs de couvrir leur frais. Ce système permet ainsi de faire en sorte qu'il y ait une relation de gagnant-gagnant entre les opérateurs et les consommateurs.

3.3 Analyse du cadre institutionnel

3.3.1 Le rôle des institutions étatiques

La libéralisation des activités de production, de transport et de distribution ne signifie pas déréglementation, le secteur restant toujours réglementé. Le Ministère de l'Energie, l'ORE, l'ADER constituent les structures Etatiques qui œuvrent pour le développement du secteur Electricité à Madagascar.

3.3.1.1 Le Ministère de l'Énergie:

Le Ministère de l'Énergie est chargé de la conception et de la mise en œuvre de la politique énergétique du Gouvernement visant un développement durable et harmonieux du pays afin d'assurer un approvisionnement en Énergie suffisante, de meilleure qualité et au moindre coût (Décret n° 2011/261 du 31 mai 2011 fixant les attributions du Ministre de l'Énergie ainsi que l'organisation générale de son Ministère).

Selon l'article 3 de la loi 98-032 du 22 janvier 1999 portant Réforme du Secteur de l'Électricité, le Ministère en charge de l'énergie électrique :

- élabore la politique générale en matière d'énergie électrique,
- lance des appels d'offres en matière de Transport et de Distribution conformément à l'article 38 de la présente loi,
- fixe par voie réglementaire les normes et les spécifications techniques applicables aux Installations.

Pour la réalisation de la politique nationale dans le secteur de l'électricité, le Ministre chargé de l'énergie électrique peut déléguer tout ou partie de ses pouvoirs.

Sont placés sous sa tutelle :

- La Jiro sy Rano Malagasy (JIRAMA)
- L'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER)
- L'Office de Régulation de l'Électricité (ORE).

3.3.1.2 L'Office de Régulation de l'Électricité :

La Loi institue la création et la mise en place d'un organe régulateur - (ORE), chargé de la régulation des activités du secteur de l'Électricité. L'Organisme Régulateur est un organe technique, consultatif et exécutif spécialisé dans le secteur de l'Électricité doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière.

Selon l'article 35 de la loi 98-032 du 22 janvier 1999 portant sur la réforme du secteur électricité, l'ORE est chargé :

- de déterminer et publier, conformément aux dispositions tarifaires de la présente loi et des textes pris pour son application, les prix réglementés d'électricité et le montant des redevances de transit, et de surveiller leur application correcte ;
- de surveiller le respect des normes de qualité du service ;
- de contrôler et faire respecter les principes de la concurrence.

3.3.1.3 L'Agence de Développement de l'Électrification Rurale

Dans l'exercice des pouvoirs et compétences qui lui sont conférés par le présent décret, l'ADER vise la réalisation des objectifs suivants :

- promouvoir l'émergence et le développement rationnel d'installations électriques en milieu rural, notamment au travers de l'attribution de subventions d'équipements prélevées sur le Fonds National de l'Électricité prévu à l'article premier de la Loi N°2002-001 du 7 octobre 2002 portant création du Fonds National de l'Électricité pour atténuer le tarif appliqué aux consommateurs ;
- assurer les conditions de viabilité technique, économique et financière des Exploitants en milieu rural, notamment par la promotion et l'émergence de nouveaux exploitants ainsi que d'en assurer une assistance technique ;
- veiller, en coordination avec l'Organisme Régulateur, à la préservation des intérêts des clients finaux en milieu rural et renforcer la protection de leurs droits, notamment au travers d'une action tendant à promouvoir l'émergence de l'organisation de groupements représentant les clients des opérateurs en milieu rural, tant au niveau local que national ;
- suivre les activités relatives à l'électrification rurale dans tous ses aspects économiques, statistiques et techniques ;
- appuyer et soutenir les initiatives de développement rural et le bon fonctionnement des services sociaux de base en milieu rural.

Dans ce cadre, l'ADER est notamment chargée de promouvoir et d'encourager la soumission de projets en matière d'Électrification Rurale. De plus, elle statue périodiquement sur les demandes d'octroi de financement et de subvention à la réalisation de tels projets.

3.3.2 Analyse du rôle des différentes institutions

3.3.2.1 Rôle des institutions étatiques dans la mise en place d'un cadre réglementaire

Pour le secteur électricité, ce rôle revient naturellement au ministère en charge de l'énergie électrique qui élabore la politique générale en matière d'énergie électrique. Mais l'ORE en tant qu'organe technique, consultatif peut proposer des modifications dans les textes réglementaires, notamment sur les éléments techniques.

Ceci concerne notamment sur les propositions de textes relatives au tarif stipulé dans l'article 36 de la loi sur la réforme du secteur électricité en fixant un prix plafond de l'électricité. De même, il dispose du pouvoir d'établir des normes ayant valeur impérative et s'imposant aux Exploitants du secteur de l'Électricité, dès leur publication au bulletin de l'Organisme Régulateur, dans des conditions fixées par Décret.

Dans le cadre des activités relevant de son domaine, l'ADER peut proposer des projets de textes législatifs et/ou réglementaires relatifs aux normes techniques et aux mesures susceptibles d'assurer la protection des personnes et de l'environnement en milieu rural, aux normes de service aux clients en milieu rural, aux droits et obligations des titulaires d'un contrat d'Autorisation ou d'un contrat de Concession, aux relations des Exploitants en milieu rural avec leurs clients.

L'avantage de ce système apporté par cette réforme, permet d'asseoir des décisions ou des directives objectives sur les aspects techniques mais stratégiques comme le prix, les normes afin de permettre un bon fonctionnement du secteur en les détachant des influences politiques. Selon l'ORE, le tarif de l'électricité appliqué à Madagascar reste encore au-dessous du tarif plafond fixé par cet organisme jusqu'à ce jour. En effet, la fixation du tarif proposé aux usagers finaux revient aux concessionnaires de distribution comme la Jirama et les opérateurs dans l'électrification rurale.

Par contre, bien que l'ORE dispose d'une autonomie notamment financière, le fait d'être sous la tutelle du Ministère de l'énergie pourrait limiter sa force de suggestion en cas de décision même technique mais qui pourrait avoir un impact politique.

3.3.2.2 Rôle des institutions étatiques dans la planification du développement du secteur électricité

Le Ministère de l'énergie, l'ORE et la JIRAMA possèdent chacun une direction de la planification. L'article 38 de la loi sur la réforme du secteur électricité mentionne que l'ORE élabore une planification indicative pour le secteur de l'énergie électrique, après avoir recensé, en collaboration avec les collectivités locales, les Concessionnaires et Permissionnaires du secteur, les Industriels, les commerçants et les consommateurs, les besoins et les plans d'implantation et d'extension des installations de Production, de Transport et de Distribution d'électricité sur le territoire de la République de Madagascar. Sur cette base, il peut être chargé par le Gouvernement d'élaborer un programme d'appel d'offres dans le secteur de l'énergie électrique.

La planification constitue un travail technique mais également stratégique dans le développement du secteur. La concertation et la coordination sont donc importantes dans cette démarche.

Ceci suppose aussi le partage des données objectives, notamment sur la demande afin d'asseoir un plan réaliste. En effet, un plan d'installation d'unités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique est censé anticiper une demande future.

Les investissements dans une centrale de production d'énergie électrique requièrent des sommes importantes et doivent naturellement être installés avant que n'arrive la demande. Mais la non effectivité de la demande future peut alors compromettre la rentabilité de ces investissements déjà réalisés.

Par exemple, la centrale hydroélectrique Andekaleka a été installée durant les années 80, en prévision de la mise en place de plusieurs usines : papeterie, aciérie. Malheureusement, ces unités industrielles n'ont pas vu le jour et la centrale a fonctionné pendant des années en situation de sous exploitation. Ceci a compromis la rentabilité de la centrale et la situation financière de la JIRAMA avec le remboursement de la dette, aggravation des pertes de changes à cause des dévaluations du FMG.

En outre, l'ORE établit régulièrement un plan de développement de l'électricité mais qui reste « une planification indicative ». Madagascar s'est doté également d'un Plan d'Extension à Moindre Coût (PEMC) sensé permettre l'accès des usagers à une énergie électrique peu coûteuse et qui privilégie en premier lieu les installations hydroélectriques. Mais les plans établis n'ont pas été appliqués faute de moyens financiers.

3.3.2.3 Rôle des institutions étatiques dans l'octroi de contrat

Les activités de production, de transport et de distribution doivent obtenir au préalable, soit un contrat d'autorisation, soit un contrat de concession. L'existence d'une procédure pour l'octroi des contrats d'autorisation ou de concession est notée qui est délivré par voie d'appel d'offres notamment. Tout projet d'appel d'offres doit préalablement être examiné et obtenir le visa de l'ORE avant son lancement par le Ministère en charge de l'énergie électrique. Ce dernier lui fournit aussi une copie des offres des soumissionnaires.

Les appels d'offre concrétisent l'ouverture du secteur électricité aux investisseurs privés et la mise en concurrence des opérateurs dans la fourniture d'énergie électrique à Madagascar.

Le secteur de l'électrification rurale illustre bien cette ouverture au secteur privé aussi bien au niveau de la production de l'énergie électrique que de sa distribution avec la participation de 27 opérateurs.

Pour le réseau urbain, les opérateurs privés au nombre de 6 complètent la production d'électricité de la JIRAMA. Mais cette société d'Etat reste encore le seul concessionnaire intervenant dans le transport et la distribution de l'électricité en milieu urbain.

3.3.2.4 Rôle des institutions étatiques dans le contrôle, le suivi et la sanction

Sous l'autorité du Ministre chargé de l'Energie électrique, des ingénieurs et agents assermentés peuvent effectuer l'inspection et le contrôle technique des Installations d'Electricité des opérateurs.

Selon, l'article 35 de la loi sur la réforme du secteur électricité, l'ORE dispose également de pouvoirs de contrôle, d'investigation, d'enquête, d'injonction et de sanction qui lui permettent d'assurer le bon fonctionnement et la transparence du secteur en ce qui concerne les normes et les tarifs. Les actes, décisions, injonctions ou sanctions prononcés par l'Organisme Régulateur sont susceptibles de recours devant le Conseil d'Etat.

ADER effectue également un suivi et un contrôle technique des exploitations en milieu rural. Logiquement, le contrôle, le suivi et surtout la sanction constituent des pouvoirs régaliens de l'Etat.

3.3.2.5 Rôle des institutions étatiques dans la promotion et la diffusion d'information sur le secteur

ADER intervient particulièrement dans la promotion et l'accélération de l'électrification en milieu rural. Les projets d'électrification rurale bénéficient de subventions pouvant atteindre 70 % du montant total du projet. Les 30 % restant sont apportés par l'opérateur privé titulaire du contrat.

La mise en place de l'ADER a l'intérêt de permettre la promotion des offres de services adaptées au contexte rural sur le plan de la technique, du mode de gestion et des tarifs compte tenu de la pauvreté des populations rurales et de la faible densité de population du pays.

Les informations sur le secteur sont publiées sur le site web de l'ORE.

Tableau 56. Synthèse des principaux rôles des institutions étatiques

Rôles	Ministère de l'énergie	ORE	ADER
Politique de l'énergie	Elabore la politique générale	Peut adresser des recommandations au Gouvernement pour le développement de la concurrence dans les activités de la Production, du Transport et de la Distribution d'énergie électrique	
Règlementation sur la tarification		Fixe le tarif plafond Donne son accord préalable avant modification des tarifs Peut proposer des modifications de texte	
Règlementation sur la fixation des normes	Fixe par voie réglementaire les normes et les spécifications techniques	Etablit des normes ayant valeur impérative et s'imposant aux Exploitants	Peut proposer des projets de textes législatifs et/ou réglementaires relatifs aux normes techniques et normes de services

Appel d'offres	Lance des appels d'offres en matière de Transport et de Distribution	Examine et accorde son visa préalable à tout lancement de projet d'appels d'offres pour achat de puissance et d'énergie ou pour octroi de Concession ou d'Autorisation	Promouvoir et encourager la soumission de projets en électrification rurale
Octroi de contrat d'autorisation, de concession	Par voie d'arrêté pour le contrat d'autorisation Par voie de décret pour le contrat de concession		Instruire les demandes
Suivi, contrôle, injonction, sanction	Sous l'autorité du Ministre chargé de l'Energie électrique, des ingénieurs et agents assermentés peuvent effectuer l'inspection et le contrôle technique des Installations d'Electricité des opérateurs	L'ORE dispose également de pouvoirs de contrôle, d'investigation, d'enquête, d'injonction et de sanction qui lui permettent d'assurer le bon fonctionnement et la transparence du secteur dans les domaines techniques : normes, tarifs	Assure le suivi des activités relatives à l'électrification rurale dans tous ses aspects économiques, statistiques et techniques

3.4 Les principaux acquis de la réforme:

La libéralisation du secteur électricité constitue le principal acquis apporté par la réforme. En effet, les opérateurs privés peuvent investir: production, transport et distribution.

En plus, l'existence d'incitation à l'investissement est notée:

- Sécurisation des investissements découlant des droits de propriété sur les emprises
- L'autorisation ou la concession peuvent être cédées ou nanties,
- Libre choix des zones pour investir sous réserve de la planification déjà établie,
- Libre fixation du prix entre les producteurs et la JIRAMA,
- Libre fixation du prix aux utilisateurs sous réserve du respect du plafond de prix établi par l'ORE,

Les textes législatifs ont ouvert à la concurrence l'activité de production et de distribution. Les contrats sont obtenus à l'issu d'un appel d'offres ou par voie de candidature spontanée.

Le fonds national de l'Electricité a encouragé l'investissement des privés dans le secteur Electricité en milieu rural.

Le résultat de cette libéralisation reste encore faible en termes de réalisation : taux d'accès à l'électricité 12% des ménages, nombre d'opérateurs privés : 6 dans le réseau de la JIRAMA, qui est société d'Etat et 27 dans l'électrification rurale. En plus, les services aux consommateurs ne sont pas constamment satisfaisants avec les coupures, les demandes de branchement en attente, mais la réforme a surtout le mérite de jeter la base pour un développement du sous-secteur. Les dispositifs et les mécanismes devant permettre au secteur privé d'investir et de sécuriser leur investissement sont mis en place : organisme de régulation, agence de développement de l'électrification rurale, le Fonds National de l'Electricité, le mécanisme d'ajustement de tarif, la procédure d'octroi des contrats.

L'analyse de la mise en application de ces dispositifs et de ces mécanismes permettra d'apprécier la performance du système.

3.5 Analyse de la gouvernance du secteur

3.5.1 Stabilité du système institutionnel et juridique:

Le sous-secteur Electricité possède ainsi sur le papier un système juridique et institutionnel assez complet et qui est cohérent avec la politique de libéralisation, la volonté de fournir de l'énergie électrique à moindre coût et accessible à tous, aussi bien en milieu urbain que rural.

Les réglementations n'ont pas subi de changement fondamental depuis l'adoption de la loi 98-032. Une telle continuité donne du crédit aux différents partenaires comme les bailleurs de fonds afin de mieux asseoir leur stratégie d'intervention.

3.5.2 La procédure de traitement et d'instruction des projets est longue et complexe

Le constat est que les nouveaux opérateurs ne sont pas nombreux. 4 sociétés privées disposent de contrats de concession, d'autorisation et comme auto producteur pour l'exploitation de grandes centrales. Ces sociétés vendent ensuite l'Electricité à la JIRAMA.

Les procédures de sélection et d'instruction des projets sont fastidieuses à mettre en œuvre compte tenu de la complexité des études techniques, économiques relatives aux projets ainsi que les coûts y afférant, entraînant une lenteur ou une hésitation dans la prise de décision aussi bien au niveau des investisseurs potentiels, des décideurs étatiques que des bailleurs. Cette situation se vérifie par exemple, pour le cas des projets hydroélectriques. 41 opérateurs ont répondu à l'appel à manifestation mais un (1) seul est arrivé au stade final de l'offre au début des années 2000, mais qui a été finalement mis en service fin 2008 après plusieurs années de traitement.

3.5.3 La JIRAMA est plutôt guidée par le respect du principe de service public au détriment de sa rentabilité financière

La marge de manœuvre de la société à travailler en tant qu'opérateur comme tel est faible par rapport à son obligation de remplir sa mission de service public. Le fondement de la notion de service public est que certaines activités sociales considérées comme essentielles et stratégiques doivent être gérées selon des critères spécifiques pour permettre un accès à tous et contribuer à la solidarité et à la cohésion sociale, culturelle et économique de la société. Ces activités échappent à la logique du marché et à la recherche du profit. Les trois grands principes auxquels sont soumises les missions de services publics sont la mutabilité (capacité d'adaptation aux conditions et aux besoins), l'égalité (dans l'accès au service et dans les tarifs) et la continuité. Par contre, le principe de gestion en tant qu'opérateur impose d'avoir un tarif de vente permettant la sécurisation et l'entretien des investissements, le recouvrement des charges. Ainsi, des décisions stratégiques comme la non application du mécanisme d'ajustement tarifaire, ont été notées entre 2001 et 2005, et depuis 2009 à ce jour, malgré que le texte autorise les opérateurs à effectuer cet ajustement suite à la hausse des prix des combustibles, la dépréciation de l'Ariary, le taux d'inflation. En outre, l'administration enregistre des retards de paiement voire elle ne paie pas ses impayés à la JIRAMA.

En plus de ce principe de service public, la JIRAMA appartient à l'Etat et les dirigeants nommés en conseil des ministres. Pour les instances politiques, d'autres paramètres peuvent entrer en jeu. Une hausse de tarif de l'électricité ne pourrait pas être supportable pour les consommateurs compte tenu de la faiblesse de leur pouvoir d'achat et pourrait engendrer des troubles et mécontentements sociaux.

Mais ces mesures ont ainsi, engendré des problèmes financiers énormes à la société.

Depuis la mise en application des réformes, les révisions tarifaires ont eu surtout lieu entre 2005 et 2008 et l'administration a procédé au paiement des impayés. C'est une période durant laquelle un plan de redressement de la JIRAMA (2006-2008) avec l'appui des bailleurs de fonds a été mis en œuvre, et où les mesures pour assurer la rentabilité financière ont été privilégiées, notamment la révision de tarif.

Tableau 57. Pourcentage hausse des révisions tarifaires de l'électricité

Année	% hausse
Juillet 2005	30
Novembre 2005	35
Avril 2006	10
Novembre 2007	15
Novembre 2008	15

Source : Jirama 2012

3.5.4 Prédominance de la gestion des urgences au lieu de se concentrer sur le long terme

Plusieurs plans ont été élaborés comme le cas de la JIRAMA avec EDF en 2000, de l'ORE et HQU en 2005 afin de prévoir la demande future, mais tous n'ont pas été appliqués faute de financement.

A cause de cette situation, ajoutée à la faible performance des équipements (faible rendement, mauvais état faute d'entretien), le secteur d'électricité, en particulier la JIRAMA n'était plus arrivé souvent à satisfaire une demande croissante en 2005, ayant eu pour conséquence le délestage, le gel des branchements. Ainsi, l'Etat et la JIRAMA ont installé dans l'urgence des centrales thermiques pour satisfaire la demande grâce à l'appui des bailleurs de fonds dans le cadre du plan de redressement de la société entre 2006 et 2008.

3.5.5 Insuffisance d'échange pour la prise en compte des politiques des autres secteurs dans le processus d'élaboration d'un plan de développement de l'électricité

Les concertations actuelles dans la promotion du secteur prennent plusieurs formes, par exemple :

- le Conseil d'Administration de l'ORE est composé des représentants de l'administration, des exploitants et des usagers. Cet organisme organise aussi des réunions avec le secteur privé.
- l'ADER va directement sur terrain et organise une réunion avec la commune. Elle consulte aussi le PCD et le PRD. Ce sont les données locales qui sont utilisées pour élaborer la planification régionale. Le Ministère valide le dossier de planification.
- L'ORE consulte les collectivités locales, les Concessionnaires et Permissionnaires du secteur, les Industriels, les commerçants et les consommateurs pour l'établissement des plans indicatifs.
- la concertation existe aussi sous la forme consultation des divers documents : étude de la demande, plan d'urbanisme, enquête ménage, etc.

Selon la JIRAMA, l'absence d'une politique de développement claire et bien définie dans les autres secteurs : les Ministères en charge de l'Aménagement du Territoire, en charge de la Décentralisation, en charge de l'Economie et de l'Industrie, de l'Eau, de l'Environnement et des Forêts, de l'Agriculture handicape l'établissement de plan de développement de l'électricité. En effet, le secteur énergie est censé soutenir les efforts de développement des autres secteurs comme l'urbanisme, l'industrie, le tourisme, l'agriculture. La connaissance des projets dans ces secteurs permet à la JIRAMA, à ADER et ORE de mieux orienter leur plan.

Par exemple, lors du démarrage des activités de l'Economic Development Board of Madagascar (EDBM) qui a pour rôle de promouvoir les investissements à Madagascar, la JIRAMA avait un représentant qui est resté en contact avec cette institution pour prendre connaissance des opportunités et suivre l'évolution de ces projets d'investissement afin de les intégrer dans son plan.

Malheureusement, certaines occasions ont été manquées comme le cas de QMM et Ambatovy qui auraient pu devenir de gros clients de la JIRAMA entre autres à cause de l'expérience manquée de la centrale d'Andekaleka avec les unités industrielles qui est encore resté dans les mémoires. Le site hydroélectrique de Volobe Amont d'une puissance de 90MW aurait bien pu servir la société Ambatovy qui a une demande en puissance de 70MW.

Par ailleurs, la concertation et l'échange avec les autres secteurs permettront de disposer de données et d'informations sur de nouvelles ressources énergétiques valorisables. Par exemple, l'échange avec le secteur agricole, industriel et forestier devra permettre d'apprécier la possibilité de valorisation des biomasses issues des déchets agricoles comme la balle de riz, des déchets industriels comme la bagasse et les déchets forestiers.

3.6 Conséquence de la gouvernance

3.6.1 Concurrence peu visible malgré la libéralisation

La présence du secteur privé dans le secteur est constatée mais la concurrence n'est pas réellement visible notamment par rapport aux usagers. La concurrence réside dans la mise en compétition des opérateurs lors des appels d'offres. Elle s'est surtout concrétisée au niveau de la production, c'est-à-dire en amont de la chaîne afin de sélectionner les meilleures offres en termes de fourniture d'énergie électrique.

Le transport et la distribution de l'énergie électrique reste sous le contrôle de la JIRAMA pour le réseau urbain qui constitue la plus grande part de marché actuellement. En ce qui concerne l'électrification en milieu rural, la participation des opérateurs privés est aussi une réalité. Dans chaque localité électrifiée en milieu rural, un seul opérateur intervient dans la production et la distribution de l'électricité aux usagers.

3.6.2 Difficulté financière de la JIRAMA ayant un impact sur la qualité du service à termes

La non application de l'ajustement tarifaire entre 2001 et 2005, a fait que la JIRAMA était dans une situation financière difficile. Ce fait s'ajoutait à l'absence d'investissement. Ces difficultés financières vécues par la JIRAMA durant cette période l'ont empêché de faire des investissements conséquents, d'entretenir son parc afin de produire de l'énergie électrique pouvant satisfaire la demande croissante. Ceci a ainsi abouti à l'apparition des délestages, le gel des branchements au niveau des usagers et à la cessation de paiement de la société vis-à-vis de ses fournisseurs.

Selon les données fournies par la JIRAMA, entre cette période (2001-2005), le taux d'inflation moyen était de 18,4% l'Ariary par rapport au Dollar se dépréciait de l'ordre de 52%, passant de 1869,4Ar à 2159Ar. A cela s'ajoutait l'envolée des paramètres économiques, notamment le prix du baril sur le marché international avec un prix du gasoil sur le marché enregistrant une hausse de 132% entre 2001 à 2005. Les ventes à pertes se sont alors accrues, atteignant -113Ariary/kWh en 2005 ayant entraîné la société dans une situation financière très critique.

Entre 2006 et 2008, un plan de redressement de la société a été mis en œuvre avec l'appui des bailleurs de fonds :

- Obtention de 7 millions USD auprès des bailleurs de fonds sur une demande initiale de 125 millions USD.
- Mesures de redressement financier:
 - Le financement pour achat de gasoil,
 - Injection de fonds par l'Etat à titre de subvention,
 - La compensation des dettes et créances réciproques (année 2005 et antérieur),
 - L'ajustement des tarifs,
 - Paiement par l'administration des impayés.

Son application a permis à la JIRAMA de renouer avec la croissance passant d'une perte nette en 2006 vers un bénéfice net en 2008.

Mais le scénario d'avant 2005 est apparu encore une fois depuis 2009 à cause de la non application de l'ajustement tarifaire malgré la dépréciation de l'Ariary par rapport aux devises étrangères (de 1 956 Ariary/\$ en 2009 à 2025 en 2011), l'augmentation du prix du baril de pétrole (61,48 \$ en 2009 à 111,21 en 2011) et la hausse du taux d'inflation de 9,0% en 2009 à 10,6% en 2011. Ainsi, après ce résultat positif de 2008, la société a de nouveau enregistré des pertes importantes qui continuent à s'accumuler depuis 2009 jusqu'à ce jour. Cette situation amène l'Etat à prendre des mesures pour soutenir les activités de la JIRAMA.

3.6.3 Irrégularité des appuis apportés par les bailleurs de fonds

Le secteur énergie a reçu plusieurs appuis provenant des bailleurs de fonds dans la mise en œuvre de la politique de développement de l'électricité à Madagascar. Ces bailleurs, notamment la Banque Mondiale, Union Européenne, Agence Française de Développement, la Coopération Allemande apportent leur concours notamment dans l'assistance technique, le financement des études des différents sites hydroélectriques potentiels, le financement des projets d'investissements dans les infrastructures de production, de transport et de distribution d'électricité. Mais certaines décisions dans la mise en œuvre de la politique de développement à Madagascar, en particulier dans le secteur énergie a conduit à l'irrégularité des appuis des bailleurs. Par exemple, la crise de 1991 et le financement parallèle ont provoqué la rupture des appuis des bailleurs, ayant entraîné aussi la suspension des financements des bailleurs dans le projet Energie 1 sensé financer la rénovation du parc de la JIRAMA. Par ailleurs, l'introduction par l'autorité politique de l'époque de nouvelles propositions d'installation de centrales thermiques au charbon en 2007 a bouleversé le plan d'investissement à long terme défini par les acteurs (Ministère, ORE, JIRAMA) et qui a déjà reçu l'appui des bailleurs de fonds, et a eu pour conséquence l'arrêt du financement des projets soutenus par la Banque Européenne d'Investissement. En outre, les appuis notamment financiers accordés par les bailleurs de fonds sont assortis de conditionnalités comme la mise en place d'une gestion privée de la JIRAMA. Ainsi, le plan de redressement de la JIRAMA (2006 – 2008) financé par les bailleurs a été mis en œuvre dans le cadre d'un contrat de gestion de cinq (5) ans. La crise politique de 2009 a interrompu le processus de recrutement d'un nouveau gestionnaire privé dans le cadre d'un contrat de gestion long terme. Ainsi, selon l'analyse des bailleurs de fonds, « l'insuffisance des progrès dans le secteur depuis plusieurs années ne paraît pas liée à un cadre institutionnel insuffisant ou à des axes stratégiques fondamentalement erronés. En revanche, le manque de persévérance dans la mise en œuvre des choix stratégiques et un manque de rigueur dans certains domaines essentiels (ajustements

tarifaires, programmation des investissements) ont très clairement handicapé le développement du secteur »¹⁵. L'application des procédures (démarche de planification, choix des sites candidats, choix des projets) mérite encore d'être renforcée et améliorée en terme de transparence, cohérence.

3.7 Contraintes et lacunes du système

Les contraintes et lacunes suivantes sont constatées dans le système juridique et institutionnel du sous-secteur Electricité :

- Il n'y a pas une affirmation claire sur les stratégies et orientations à adopter pour le développement durable du secteur Electricité comme le choix de développer les potentiels hydroélectriques et les Energies renouvelables dans la politique énergétique. Le plan d'extension à moindre coût constitue le document qui indique ce choix. Le cas de l'Allemagne qui a affirmé son choix d'arrêter l'exploitation de centrale nucléaire peut être cité comme exemple à suivre. Ceci donne en effet un signal clair à tous les opérateurs voulant investir dans l'énergie sur la direction à prendre.
- L'application des plans devra être plus contraignante dans la réglementation. L'établissement de ces plans a mobilisé des ressources importantes en termes de compétence.
- Le cas de ces industries minières est très instructif dans le sens où les rôles sont inversés. La JIRAMA est devenu acheteur au lieu d'être producteur - vendeur d'énergie électrique pour accompagner le développement du paysage industriel de Madagascar. Au-delà d'une certaine puissance, la possibilité que ces opérateurs deviennent des co investisseurs avec la JIRAMA pourra être envisagée.
- Il serait plus incitatif pour les investisseurs de modifier et revoir à la hausse le limite maximale de puissance des installations dans le cadre du contrat d'autorisation. Par exemple, rehausser le seuil des contrats d'Autorisation pour les centrales hydroélectriques de 150kW à 1.000kW et pour la distribution de 500kW à 1.000kW
- La procédure actuelle proposée par l'appel d'offre est longue, le texte pourra considérer de nouvelles procédures telles que la consultation, l'appel à candidature, l'appel à projet.
- Trouver le bon équilibre entre accomplir sa mission de service public et assurer la viabilité financière de la société constitue le défi pour la JIRAMA. Son statut de société d'Etat donc appartenant à l'Etat amène aussi à réfléchir sur sa véritable autonomie en matière de gestion, notamment dans la prise d'une décision stratégique déterminant sa viabilité financière.

4 Analyse du cadre juridique et institutionnel du sous-secteur Energies Renouvelables

Cette partie va aborder spécialement la réglementation des agrocarburants.

4.1 Analyse des cadres réglementaires

4.1.1 Textes en vigueur

Il n'y a pas encore de textes propres au secteur bioénergie

Des projets de textes sont proposés par plusieurs Ministères pour réglementer spécifiquement le secteur agrocarburant:

- Projet de Loi régissant les activités amont des filières Bioénergie préparé par le Ministère de l'Agriculture,
- Projet d'Arrêté interministériel portant organisation de la filière BioEnergie établi par le Ministère de l'Energie.
- Projet de Loi régissant les activités aval du secteur biocarburant élaboré par le Ministère des Hydrocarbures,
- Proposition de Décret portant réglementation intermédiaire de la filière Agrocarburant à Madagascar rédigé par la Plateforme Agrocarburant Durable et soumis conjointement par les Ministères clés,

¹⁵ Note de la Banque Mondiale sur le secteur Electricité : un potentiel de développement qui reste à exploiter. Fabrice Bertholet et Vonjy Rakotondramana, 2010

Des textes existants et en vigueur régissent en partie les activités dans le secteur agrocarburant :

- La législation foncière appliquée par le Ministère de l'Aménagement du Territoire notamment la loi 2005-019 du 17 octobre 2005 relative au statut des terres, la loi d'application 2008-014 du 03 juillet 2008 se rapportant sur les modalités de gestion du domaine privé de l'Etat, la note circulaire n°321-10/MATD/SG/DGSF du 25/10/2010 relative à la procédure appliquée pour les acquisitions de terrains à grande échelle ;
- La loi n°90-033 du 21 décembre 1990 portant charte de l'environnement et le décret n° 99-954 du 15 décembre 1999 modifié par le décret n° 2004-167 du 03 février 2004 appliqué par le Ministère en charge de l'environnement et ayant pour objet de fixer les dispositions, les procédures à suivre et le rôle des institutions pour la mise en compatibilité des projets d'investissements avec l'environnement (MECIE).
- La loi n° 97-017 du 8 août 1997 appliqué par le Ministère en charge des forêts et portant révision de la législation forestière relève du régime juridique forestier ainsi que toutes les dispositions règlementaires qui régissent les domaines forestiers nationaux.

4.1.2 Principaux dispositifs

La proposition de Décret portant réglementation intermédiaire de la filière Agrocarburant à Madagascar rédigé par la Plate-forme Agrocarburant Durable (PAD) et soumis conjointement par les Ministères clés met en place des balises pour préserver Madagascar des risques encourus quant au développement du secteur agrocarburant, permet une participation plus active des autorités locales et de la population dans la promotion, le suivi des investissements dans l'agrocarburant.

Elle offre à travers la PAD une opportunité pour les investisseurs de bénéficier d'une plate forme d'échange et d'information pour le développement de leur projet à Madagascar.

4.2 Analyse de la gouvernance du secteur agrocarburant

4.2.1 Analyse du rôle de l'Etat dans la mise en place d'un cadre légal sur le secteur

Le ministère de tutelle pour l'agrocarburant est le Ministère des Hydrocarbures mais plusieurs autres ministères concourent au développement de cette filière : les ministères en charge de l'énergie, de l'environnement, de l'agriculture, de l'aménagement du territoire.

Une démarche trop centralisée est notée dans l'élaboration des nouveaux cadres réglementaires. En plus, les acteurs étatiques manquent de concertation dans la démarche d'élaboration. Seule la Plateforme Agrocarburant Durable (PAD) constitue la véritable structure de concertation pour le secteur. Mais elle n'est pas encore formellement mise en place. La PAD comprend les Ministères impliqués (ceux en charge de l'Energie, de l'hydrocarbone, des forêts et environnement, de l'agriculture et de l'aménagement du territoire), la société civile, le secteur privé investisseur ainsi que les partenaires techniques et financiers tels que WWF.

4.2.2 Analyse du rôle de l'Etat dans l'octroi des droits et autorisation :

La prise de décision pour l'octroi des droits et autorisations est généralement centralisée au niveau des Ministères concernés. Cependant, l'avis des responsables locaux (Collectivités décentralisées) est sollicité. A cause de la complexité des procédures et la lourdeur administrative, les investissements sont mis en œuvre alors que toutes les autorisations ne sont pas obtenues.

Tableau 58. Situation des investisseurs ayant réalisé des activités sur terrains vis-à-vis des droits et autorisations

	Sans bail, sans PE*	Sans bail, avec PE	Avec Bail, sans PE	Avec Bail, Avec PE	Ayant eu des plantations	Sans réalisation sur terrain et sans info
Nombre des investisseurs						
Agrodiesel	19	2	2*	0	23	8

	Sans bail, sans PE*	Sans bail, avec PE	Avec Bail, sans PE	Avec Bail, Avec PE	Ayant eu des plantations	Sans réalisation sur terrain et sans info
Agroethanol	7	0	0	2	9	16
Total	26	2	2	2	32	24

*PE : Permis environnemental

Source : Etude stratégique du secteur agrocarburant, WWF, 2011

4.2.3 Analyse du rôle de l'Etat dans le suivi et le contrôle des activités des investisseurs

Une faiblesse de l'Etat à faire appliquer la loi à cause de l'insuffisance de moyens matériels et ressources humaines est notée.

4.2.4 Analyse du rôle de l'Etat dans l'octroi d'informations et d'assistance technique entre les institutions de l'Etat et vers les tiers

On note une absence ou insuffisance d'informations et de base de données concernant le secteur agrocarburant pour piloter objectivement le secteur.

4.3 Lacunes et incohérence

L'absence d'un cadre juridique sur la filière handicape son développement et n'est pas incitative pour les investissements.

Les projets de textes établis n'ont pas une assise politique et stratégique claire : objectif non défini, besoin non défini. La multitude de projets de textes peut entraîner plutôt une confusion qu'une clarification de la règle du jeu pour le secteur. Les empiètements et les contradictions relevés en croisant les différents projets de textes sont :

- Des empiètements de compétences avec les prérogatives du Ministère de l'Aménagement du Territoire
- Des empiètements de compétences avec les prérogatives du Ministère de l'Environnement et des Forêts
- Des empiètements de compétences entre les prérogatives du Ministère de l'Agriculture et le Ministère des Hydrocarbures
- Contradiction sur l'octroi des licences ou non relatif à l'exercice des activités de production, de transformation, stockage, transport et distribution de l'agrocarburant.

La PAD se propose d'être une structure de concertation entre le secteur privé, l'Etat, la société civile et les autres partenaires sur la filière agrocarburant. Par contre, il n'y a pas encore une véritable structure qui se charge de la promotion de tout ce qui concerne l'ensemble des énergies renouvelables. Aussi, il est opportun de réfléchir sur l'approche à apporter pour le développement de tout ce qui est source d'énergie renouvelable : ressource hydroélectrique, énergie éolienne, énergie solaire, biomasse, agrocarburant. Ces ressources et leur valorisation énergétique impliquent nécessairement plusieurs ministères, ceux en charge de l'énergie, des hydrocarbures, des forêts, de l'agriculture, de l'eau, de l'aménagement du territoire.

Au final, les investissements dans le secteur n'ont pas encore enregistré de progrès significatif. Il n'y a pas encore d'agrocarburant sur le marché, huit (8) ans après l'annonce des 1^{ers} investissements dans la filière.

Le défi consiste ainsi pour Madagascar à élaborer une stratégie et une politique de développement des énergies renouvelables pour que le pays puisse valoriser tous ses potentiels et tirer profit de cette opportunité aussi bien sur le plan économique qu'environnemental et social tout en mettant en place un cadre favorable au développement des investissements dans ce sous secteur.



PARTIE V :
ANALYSE FFOM DU SECTEUR ÉNERGIE

1 Analyse FFOM du secteur Bois Energie

1.1 Analyse globale

La demande en Bois Energie continuera toujours d'exister notamment en milieu rural, où la population rurale effectue surtout le ramassage de bois mort.

Comme le bois utilisé est gratuit, seules les contraintes temps et l'effort de collecte sont l'équivalent du coût à payer pour les paysans.

L'exploitation du Bois Energie est pratiquée par de nombreuses micro-entreprises dont une partie procède dans un cadre informel, c'est-à-dire sans autorisation car l'administration forestière n'arrive pas à effectuer le suivi et le contrôle à cause de l'insuffisance de moyens matériel et humain. La production et la distribution de charbon de bois constitue une activité économique qui emploie des milliers de personnes le long de la Chaîne de valeur.

La prise de responsabilité des autorités dans les Collectivités Territoriales Décentralisées pour appuyer l'administration forestière dans la gestion durable de la filière de production de bois de chauffe et de charbon de bois constitue le défi du secteur bois énergie. Ceci suppose l'application des dispositions réglementaires en vigueur sur la décentralisation de la gestion des ressources forestières (octroi de permis, contrôle et suivi, fiscalité), la mise à jour des textes notamment le décret 82-312 du 19 janvier 1982.

L'augmentation de la consommation en charbon de bois par les ménages urbains et suburbains est le principal facteur de pression sur les ressources forestières. Les forêts naturelles qui assurent l'approvisionnement des grands centres de consommation sont les plus menacées en terme de diminution des ressources, comme le cas des centres dans les régions Atsimo Andrefana et Boeny. Par contre, grâce à leur régénération, les ressources issues des reboisements sont moins touchées par ce problème. On estime que près de 715 000 ménages urbains et suburbains constituent les plus grands consommateurs de charbon de bois à Madagascar.

Les forêts de plantation constituées notamment par l'Eucalyptus comme le cas des zones dans les Hautes Terres permettent de maintenir une offre stable en Bois Energie par rapport aux forêts naturelles. La promotion du reboisement constitue le meilleur moyen pour soutenir l'offre en Bois Energie. Le respect du cycle de régénération du bois jusqu'à sa maturité pour l'exploitation permet de rendre durable et renouvelable l'exploitation des forêts plantées.

Les défis pour le sous-secteur bois énergie consistent à établir un sérieux programme de reboisement à vocation énergétique qui ne se limite pas aux actions d'installation des plantations mais continuera également sur les entretiens, leur protection. Ceci suppose la disponibilité des informations et données sur le zonage forestier, la délimitation des terrains à reboiser et la capacité du sous secteur à mobiliser un financement nécessaire pour se faire.

Les améliorations des pratiques, les innovations technologiques visant à augmenter le rendement en carbonisation et la diffusion des foyers économes ne sont pas pratiquées à grande échelle.

Les technologies et pratiques visant à optimiser la fabrication de charbon, à économiser la consommation de Bois Energie par des foyers économes n'ont jamais connu une vulgarisation à grande échelle. En effet, seuls les projets à durée limitée, ou les ONG intervenant dans la préservation de l'environnement se sont investis dans leur promotion. Par ailleurs, les chercheurs qui ont développé ces technologies ne disposent pas de système de production leur permettant de les fabriquer en série. En plus, la promotion de la plupart de ces innovations est handicapée par l'insuffisance d'une approche marketing et commerciale professionnelle.

Le défi pour le secteur consiste ainsi à intervenir sur la demande par une promotion soutenue de l'utilisation de foyers économes dont la stratégie intègre vraiment une approche entrepreneuriale et commerciale.

1.2 Analyse FFOM

1.2.1 Opportunités

Aspect marché de l'Energie et satisfaction des besoins	La majorité des malgaches utilise encore le bois et le charbon de bois comme source d'Energie : plus de 90 % de la population totale sont tributaires du Bois Energie
Aspect économique et social	Le secteur Bois Energie constitue une source de revenu permanent pour plusieurs ménages ruraux, des acteurs indirects et des populations urbaines : les charbonniers enregistrent des recettes de 585 086 Ar/ha à 982 339 Ar /ha par an selon GIZ; effectif total de 2 500 charbonniers pour l'approvisionnement de la ville de Diégo, Expériences existantes sur la réforme de la filière : PPIM/PEDM- Région Boeny (1999-2005), ABETOL-Région Atsimo Andrefana, SEDRA-Région Anosy, Existence de projet de reboisement à grande échelle à vocation énergétique : WWF/UE/Tany Meva dans le sud ouest, GIZ, à Antsiranana et Mahajanga.
Aspect environnement et santé	Expériences sur le reboisement individuel probantes à vocation énergétique : GIZ Antsiranana-Projet GREEN MAD, SEESO WWF Atsimo Andrefana Existence et connaissance des espèces à usage multiple et rustiques (bois durs) : Acacia, Tephrosia, Leuceana
Aspect production et technique	Existence de dispositions foncières pour le reboisement : système de Réserves Foncières pour le Reboisement (RFR). Les essences forestières pour la production de Bois Energie sont bien identifiées. Abondance de sous-produits valorisables : déchets des entreprises de transformation de bois, Développement d'équipements économes : Fatana Pipa et foyer à éthanol promus par la Fondation TANY MEVA, foyers économes OLI C et OLI B par ADES, etc.

1.2.2 Menaces

Aspect marché de l'Energie et satisfaction des besoins	Exportation de charbon risquant de réduire l'offre locale Problème de transport et mauvais état des infrastructures pour évacuer le bois de chauffe entraînant des ruptures d'approvisionnement surtout en période pluvieuse
Aspect économique et social	Perte d'emplois des acteurs en cas d'épuisement des ressources La raréfaction des ressources forestières risque de rendre difficile l'approvisionnement dans le futur Concurrence avec agriculture dans l'espace : pratique de nettoyage de terrain portant atteinte à la production durable de bois Carbonisation pratiquée comme activité secondaire, professionnalisme difficile dans les localités d'approvisionnement de la ville de Mahajanga, 71 % des charbonniers pratiquent la carbonisation comme activité d'appoints en 2010. Maîtrise difficile des facteurs socioculturels et climatiques permettant l'augmentation des ressources boisées
Aspect environnement et santé	Déforestation et dégradation forestière du fait d'exploitation non durable dans les forêts naturelles Diminution du couvert forestier et donc des puits de carbone
Aspect juridique, politique et gouvernance	Sécurisation foncière difficile pour l'extension de reboisement à grande échelle : RFR pas très efficient

1.2.3 Forces

Aspect marché de l'Energie et satisfaction des besoins	Energie produite localement Permet un approvisionnement de proximité en Energie Existence d'un vaste réseau de producteurs et de distributeurs grâce aux petits et moyens opérateurs dans le secteur
---	--

Aspect économique et social	<p>Prix compétitif du bois de chauffe et du charbon: bois de chauffe presque gratuit en milieu rural si on ne calcule pas le coût et le temps de ramassage du bois : prix du kilo de charbon de bois variant de 250 à 500 Ar avec une consommation par ménage estimée entre 1 à 2 kg par jour.</p> <p>Accessibilité facile, Energie de proximité : zones de collecte ne dépassant pas 5 km pour le bois de chauffe dans le milieu rural, points de vente de charbon éparpillés dans les coins des quartiers urbains.</p> <p>Multiplicité et simultanéité des usages : cuisson, repassage, éclairage, chauffage, séchage des produits et fertilisation par l'usage des cendres</p> <p>Coûts moins élevés par rapport aux autres Energies : accessibles à la majorité de la population à faible revenu</p> <p>Possibilité d'approvisionnement adaptée aux besoins des consommateurs : ménages pouvant acheter en fonction des besoins quotidiens</p> <p>Source de revenus de plusieurs ménages ruraux et d'autres acteurs, notamment les immigrés (nouveaux arrivants).</p>
Aspect environnement et santé	<p>Le prélèvement périodique de bois mort, de manière raisonnable, réduit le risque d'incendie et de feu de brousse.</p> <p>L'exploitation suivant des pratiques durables du bois énergie en fait une énergie renouvelable</p>
Aspect production et technique	<p>Des techniques de carbonisation améliorées sont déjà disponibles : rendements massiques et volumiques augmentés à 18 à 20 % contre 10 à 12 % dans la carbonisation traditionnelle.</p> <p>Des foyers économes sont déjà disponibles : pipa, fatana mitsitsy : 100 foyers économes permettent de maintenir 1 ha de forêts par an.</p>
Aspect juridique, politique et gouvernance	<p>Existence de réglementation régionale de la filière bois énergie dans la région Atsimo Andrefana pouvant être capitalisée</p> <p>Existence de projet de réglementation à l'échelle nationale mais à réviser</p>

1.2.4 Faiblesses

Aspect économique et social	<p>Comportement des consommateurs : indifférent par rapport à l'origine du bois énergie : 30% seulement des consommateurs achète des produits de qualité en ville dans la région de Boeny en 2010.</p> <p>Faible motivation quant au reboisement pour certaines zones : or, la fourniture de bois de chauffe est la première motivation des paysans.</p>
Aspect environnement et santé	<p>L'exploitation intensive, non rationnelle entraine le déboisement, et la destruction de l'environnement.</p> <p>La combustion des bois de chauffe et de charbon de bois est polluante.</p> <p>La fumée dégagée est nuisible pour la santé : oxyde de carbone</p>
Aspect production et technique	<p>Pratiques de carbonisation traditionnelles peu productives encore importantes : 72 % des charbonniers dans la région de Boeny en 2010.</p> <p>Usages des cuiseurs traditionnels encore le plus courant : perte de rendement lors de la cuisson : plus de 90 % des utilisateurs.</p> <p>Faible taux de récupération et de transformation des sous-produits des unités</p> <p>Faible taux d'adoption et de répliation des pratiques de carbonisation améliorées : 24 % de travail supplémentaire pour la technique moderne par rapport au procédé traditionnel</p> <p>Initiatives d'amélioration de la filière morcelées, soit en amont soit en aval de la filière Bois Energie or la combinaison est nécessaire pour réussir l'instauration d'une gestion durable de la filière Bois Energie.</p>
Aspect juridique, politique et gouvernance	<p>Inexistence de système de base de données : suivi de la production et de commercialisation de Bois Energie,</p> <p>Textes de réglementation obsolètes, production de charbon soumise encore au décret 82-312,</p> <p>Insuffisance des campagnes de sensibilisation sur l'utilisation de charbon,</p> <p>Faible suivi et contrôle de l'Administration forestière,</p> <p>Prédominance de production illicite dans plusieurs zones,</p> <p>Défaillance du système de taxation du charbon dans plusieurs localités,</p> <p>Non considération de l'approche multisectorielle concernant l'Energie,</p> <p>Le transfert de gestion des ressources n'a pas été poursuivi,</p> <p>Non application des textes, et les anciens textes ne sont pas abrogés et sont déjà largement dépassés.</p>

2 Analyses FFOM du sous-secteur Hydrocarbures

2.1 Analyse globale

Les Produits Pétroliers sont les principales sources d'Energie utilisés par les différents secteurs d'activités économiques de Madagascar : transport, production d'Energie électrique, BTP,...et la demande continue à croître, tirée principalement par le secteur du transport et de l'Electricité.

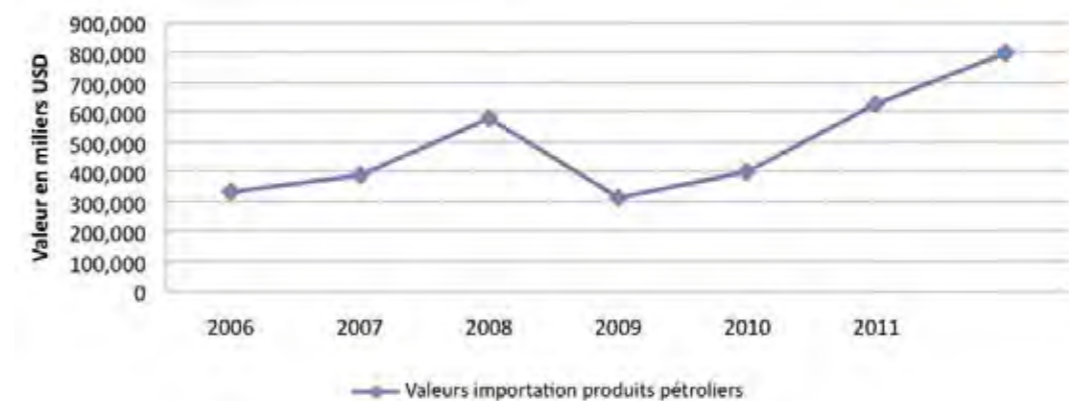
Le marché national a atteint 792 863 m³ en 2011 et continue de progresser. Malgré tout, il reste modeste car il est presque l'équivalent de l'île de la Réunion avec 695 000 m³ en 2008¹⁶ et inférieur à celui de l'île Maurice avec 900 000 t¹⁷ en 2011. Le gasoil constitue le principal Produit Pétrolier utilisé à Madagascar. Le secteur du transport constitue le moteur de la croissance de la demande à cause de l'augmentation régulière du parc de véhicules et de l'augmentation du trafic de voyageurs et de marchandises.

Madagascar connaît une forte dépendance vis-à-vis de l'extérieur en Produits Pétroliers dont l'effet sur les activités économiques du pays peut affecter lourdement leur développement sans parler de l'effet de la sortie de devise sur la balance de paiement.

Avec l'augmentation de nos besoins, Madagascar dépensera plus de \$ 800 millions pour importer les Produits Pétroliers en 2012. A cause de cette dépendance, le pays reste tributaire de la situation internationale en matière d'approvisionnement et du prix des Produits Pétroliers. La part des Produits Pétroliers dans le coût des activités économiques du pays est devenue importante à cause de l'augmentation du prix des Produits Pétroliers, ce qui risque de réduire la compétitivité et la rentabilité des activités et ainsi de ralentir la croissance économique. L'augmentation du prix du gasoil se répercute sur le prix du transport, sur le prix de l'Electricité, sur le coût de production des industries comme le cas des industries de pêches maritimes.

Cette dépendance vis-à-vis de l'extérieur constitue ainsi une menace permanente pour la satisfaction de nos besoins en produits pétroliers et pour le développement de Madagascar.

Le défi pour Madagascar est donc de réduire cette menace sans compromettre les activités économiques qui en dépendent largement et permettre à l'Etat de disposer d'un certain contrôle dans la chaîne d'approvisionnement pour pouvoir mieux négocier avec les opérateurs afin de mieux maîtriser les paramètres économiques du pays.



Source : OMH

Figure 71. Evolution de la valeur des Produits Pétroliers importés par Madagascar depuis 2006

¹⁶ Source : statistique Insee

¹⁷ Source : www.lexpress.mu/story/

L'utilisation des Produits Pétroliers contribue à la pollution de l'environnement.

Les Produits Pétroliers qui sont d'origine fossile, contribuent à l'augmentation de l'effet de serre à cause de la libération de carbone qui a lieu lors de leur combustion.

Par exemple pour le cas des transports routiers de Produits Pétroliers, un poids lourd citerne émet 79 g de CO₂ par tonne transportée et par kilomètre parcouru, sachant qu'un camion transporte entre 10 et 22 tonnes de pétrole, soit pour 22 tonnes, 1738 g de CO₂ libérés par kilomètre¹⁸.

Les opérateurs ainsi que l'OMH ont pris certaines initiatives en modifiant le standard de qualité des Produits Pétroliers utilisés dans le pays, par exemple : le retrait du plomb dans l'essence, la réduction du soufre dans le gasoil.

La concurrence n'est pas réellement visible sur le marché car les prix affichés sont pratiquement les mêmes dans les stations-services. La faiblesse du marché ne permet pas la multiplication des Opérateurs Pétroliers.

A Madagascar, 4 principaux Opérateurs Pétroliers effectuent l'importation et la distribution des Produits Pétroliers. Compte tenu de l'éloignement du lieu d'approvisionnement par rapport au pays et de contraintes en matière de capacité d'accueil de notre port, les 4 opérateurs affrètent ensemble un seul tanker pour acheminer les Produits Pétroliers à Madagascar. Le stockage, le transport massif entre les dépôts ainsi qu'une partie de la distribution vers les stations-services sont effectués par la société Logistique Pétrolière S.A. Ainsi, les coûts des produits restent globalement les mêmes au niveau de ces opérateurs rendant la concurrence faiblement visible au niveau de la distribution dans les stations-services. La concurrence entre les opérateurs pétroliers se manifeste surtout dans les marchés des appels d'offre comme celui de la JIRAMA.

2.2 Analyse FFOM

2.2.1 Opportunités

Aspect Energie et satisfaction des besoins	Le sous-secteur Produits Pétroliers ainsi que les activités liées à leur approvisionnement et leur distribution possèdent encore une perspective de marché importante sur le long terme : augmentation progressive du parc de véhicule
Aspect juridique politique et gouvernance	Le secteur est libéralisé à Madagascar

2.2.2 Menaces

Aspect Energie et satisfaction des besoins	La raréfaction des ressources en Energie fossile dans le monde risque de rendre difficile l'approvisionnement dans le futur
Aspect économique et social	Le secteur reste tributaire de l'augmentation du prix du pétrole sur le marché international Le pays est vaste, le coût logistique de l'approvisionnement est élevé
Aspect production et technique	Le volume d'importation et la demande en Produits Pétroliers à Madagascar reste malgré tout faible à l'échelle internationale. L'infrastructure d'accueil notamment au niveau des ports limite l'accès des grands tankers pouvant transporter plus de 50.000 tonnes de produits. Le pays est vaste, l'organisation de la logistique d'approvisionnement est complexe et lourde.
Aspect juridique, politique et gouvernance	L'Etat ne dispose plus de contrôle physique sur les opérations d'approvisionnement et sur le prix des Produits Pétroliers afin de mieux négocier auprès des opérateurs pétroliers.

2.2.3 Forces

Aspect Energie et satisfaction des besoins	Une grande partie de la vie sociale et économique du pays a besoin de Produits Pétroliers pour tourner, notamment le secteur du transport, l'industrie et l'Electricité. Il n'y a pas encore de produits alternatifs pouvant les remplacer sur le marché, actuellement
Aspect économique et social	La Chaîne d'approvisionnement et le marché des Produits Pétroliers contribuent pour une large part à la recette fiscale de l'Etat notamment à travers la taxe sur les Produits Pétroliers (TPP), la redevance environnementale, la redevance FER. Le secteur génère beaucoup d'emploi le long de la Chaîne d'approvisionnement. Le réseau de distribution continue toujours de se développer au vu des installations de nouvelles stations-services chaque année.
Aspect production et technique	C'est un secteur organisé, mode de fonctionnement normalisé avec des équipements standardisés

2.2.4 Faiblesses

Aspect Energie et satisfaction des besoins	Les Produits Pétroliers sont en totalité importés pour le cas de Madagascar : dépendance totale vis-à-vis de l'extérieur Madagascar importe des produits finis.
Aspect économique et social	L'importation de Produits Pétroliers requiert la mobilisation d'une grande partie de notre devise : plus de \$ 800 millions en 2012. A cause d'une certaine similitude en matière de coût, la concurrence entre les opérateurs n'est pas bien visible surtout si l'on se réfère au prix des produits appliqués. L'augmentation du prix des Produits Pétroliers compromet le développement des autres secteurs d'activités économiques.
Aspect environnement et santé	Les Produits Pétroliers ne sont pas renouvelables. Ils contribuent à l'augmentation du taux d'émission de CO ₂ . La consommation des Produits Pétroliers constitue l'une des causes de pollution notamment atmosphérique à Madagascar. Les Produits Pétroliers constituent l'une des causes des maladies respiratoires de la population du fait de l'émission de gaz nocifs pour la santé à Madagascar
Aspect production et technique	La seule raffinerie de Madagascar ne fonctionne plus et sera même démantelée.

3 Analyse FFOM du sous-secteur Electricité

3.1 Analyse globale

Le sous-secteur Electricité a toujours évolué dans un environnement politique, économique et social peu stable rendant difficile les prises de décisions au niveau des responsables de différents niveaux

- La centrale hydroélectrique d'Andekaleka a été en surcapacité pendant plusieurs années depuis sa mise en service en 1982, car les unités industrielles sensées acheter la production d'énergie électrique produite par elle, ne se sont pas concrétisées (papeterie, aciérie) ou ont arrêté de produire après quelques années de fonctionnement (les industries nées des investissements à outrance). Cette situation marque le début de la difficulté financière de la JIRAMA qui exploite cette centrale, qui malgré tout a été obligé de rembourser la dette et les frais financiers alors que la recette escomptée n'était pas au rendez-vous. Ceci démontre le niveau de risque que le secteur énergie prend lorsqu'il effectue de gros investissements tel qu'une centrale hydroélectrique de grande capacité sur la base d'une prévision de développement des autres secteurs économiques qu'il est sensé supporter ou accompagner.
- La dégradation de l'économie en général marquée par l'instabilité de la monnaie nationale, la faiblesse du pouvoir d'achat des ménages, le manque de solvabilité de la JIRAMA, constituent pour les investisseurs potentiels pour les sites hydroélectriques ainsi que leurs bailleurs, un risque non négligeable étant donné le montant des investissements, la durée des travaux. Pour le cas de la JIRAMA, les dévaluations de la monnaie nationale (FMG, MGA) qui se sont succédées depuis 1986, ont amplifié la difficulté financière de la JIRAMA car le remboursement de sa dette s'effectue en devise.

18 Le pétrole et ses impacts sur l'environnement, www.energiecitoyenne.free.fr

- Certaines décisions politiques prises par les dirigeants ou les crises politiques ont compromis la poursuite des appuis des bailleurs de fonds : suspension des financements (Energie I et II) entre 1992 à 1996 auprès des bailleurs de fonds traditionnels à cause de la crise politique 1991, du financement parallèle. Sur les 125 millions USD demandés aux Bailleurs, 7 millions ont été débloqué durant la mise en œuvre du plan de redressement de la JIRAMA (2006-2008). La crise politique 2009 n'a pas permis de poursuivre l'effort entrepris alors que la société a été à nouveau sur le chemin de la croissance.

Le sous-secteur Electricité possède un potentiel de ressources hydrauliques qui reste peu exploité à Madagascar. Les investissements dans les centrales hydrauliques restent peu nombreux (au nombre de 14 pour le réseau JIRAMA et 5 pour le réseau ADER).

« Alors qu'il existe un consensus entre les acteurs du secteur sur le fait que le développement à moindre coût du secteur doit reposer en priorité sur le développement de la production hydroélectrique. Cette conclusion, partagée par les planificateurs de JIRAMA, les experts de l'agence de régulation du secteur (ORE) et du Ministère et les bailleurs de fonds a été confirmée par toutes les études de planification réalisées par des consultants externes (EDF, HydroQuébec, SOGREAH) ».¹⁹

Certaines centrales hydroélectriques datent d'il y a plus de 50 ans et les dernières sont celles de Sahanivotry initiées par la société Hydelec ainsi que l'installation d'une 3^{ème} turbine à Andekaleka.

Plusieurs sites hydroélectriques de grande taille sont situés autour des grands centres urbains consommant beaucoup d'énergie électrique à cause du nombre élevé des abonnés résidentiels et de l'existence d'importantes activités économiques. En plus, de nombreux sites potentiels pour des microcentrales hydroélectriques existent aussi afin de fournir en électricité la population rurale.

A part l'environnement politique, économique et sociale citées plus haut, l'installation des sites hydrauliques est handicapée par des études techniques préalables (hydrologiques, géologiques, de faisabilité, environnementales...) complexes, assez longues et coûteuses, le cycle des investissements long, le montant des investissements requis et les délais long des travaux, notamment pour les grands sites (puissance en MW). Ainsi, les plans établis prévoyant l'exploitation des sites hydroélectriques n'ont pas pu se concrétiser faute de financement dû au niveau de risque à prendre :

- la JIRAMA et l'Etat n'avaient pas le fonds nécessaire et étaient plutôt occupés par la gestion des urgences,
- les bailleurs de fonds ont interrompu leur financement à cause des événements politiques, ou suite à des décisions des autorités politiques qui ne respectent pas leurs conditionnalités (gestion privée de la JIRAMA non poursuivie),
- les opérateurs privés prêts à prendre le risque d'investir sont rares. La réticence des privés pourra avoir aussi son origine dans la situation financière précaire de la JIRAMA et la faiblesse du pouvoir d'achat des malgaches.

Il en résulte que les projets hydroélectriques sont restés au stade de la connaissance de ses potentiels et si c'est plus approfondi au stade de l'étude. A part la JIRAMA, il n'y a que les sociétés Hydelec et HFF qui ont investi dans des centrales hydroélectriques. Pour la société Hydelec, elle dispose de 5 contrats de concession portant sur 5 centrales hydrauliques et un contrat de concession pour une centrale éolienne. Seule, la centrale de Sahanivotry et celle de Maroantsetra sont mises en service.

Le défi pour le sous-secteur Electricité, notamment les institutions étatiques, résidera alors sur sa capacité à maintenir le cap jusqu'à son aboutissement lorsqu'une décision qui requiert un délai relativement long (supérieur à 5 ans par exemple) est prise, comme le cas d'une décision d'investir dans un site hydroélectrique de grande taille, ainsi que le fait de pouvoir mobiliser des financements. Compte tenu des contraintes, risques et du contexte économique, social, une telle décision requiert avant tout une volonté politique de la part des responsables. Il lui appartient de réunir les conditions minimum pour assurer la viabilité du projet quitte à prendre des mesures impopulaires comme l'augmentation du tarif de l'énergie électrique.

¹⁹ Note de la Banque Mondiale sur le secteur électricité : un potentiel de développement qui reste à exploiter, Fabrice Bertholet, Vonjy Rakotondramanana, 2010

C'est ainsi que les centrales hydroélectriques ne représentent que 27% de la puissance installée et fournissent 54% de la production en énergie électrique en 2011 en ce qui concerne le réseau de la JIRAMA, tandis qu'en électrification rurale, les installations hydroélectriques représentent moins de 19% de la puissance installée totale. En plus, ces ressources hydrauliques sont menacées par le phénomène de changement climatique et de dégradation de l'environnement qui risque de réduire le volume d'eau et de prolonger les périodes sèches ou d'étiages. Par exemple, la puissance installée dans la centrale de Sahanivotry est de 15 MW mais la puissance disponible n'atteint seulement que 3 MW en période sèche.

En revanche, lors de leur exploitation, le coût de production d'énergie électrique pour les sites hydrauliques reste le moins cher car le kWh revient à 0,1 \$ selon ORE. En plus, les ressources hydroélectriques sont des ressources renouvelables. Le développement d'une politique de production durable d'énergie et à moindre coût devra ainsi, passer nécessairement par l'exploitation des sites hydroélectriques du pays.

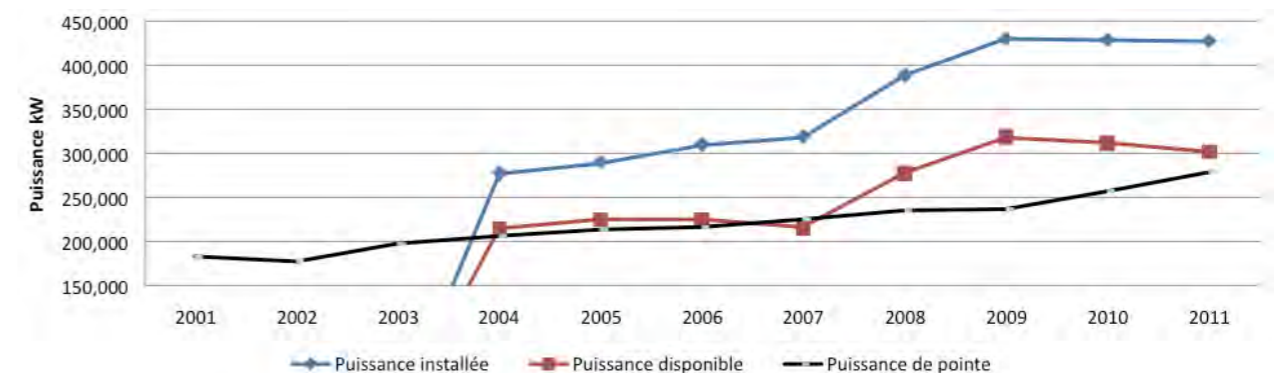
Paradoxalement, les investissements en centrales thermiques diesel sont les plus nombreux dans le paysage du sous-secteur Electricité (au nombre de 100 pour le réseau JIRAMA et 59 pour le réseau ADER)

Les centrales thermiques sont rapides à mettre en place et l'investissement est moins lourd. Compte tenu de ces avantages, les décideurs ont souvent recours à cette solution pour satisfaire les demandes. La majorité des centres autonomes est alimentée en énergie électrique par des groupes thermiques. Même dans les réseaux interconnectés, la production des centrales hydroélectriques est complétée par des centrales thermiques.

Du fait de sa situation financière précaire, la JIRAMA n'a pas pu renouveler et accroître son parc; la maintenance régulière n'était plus respectée durant plusieurs années. En 2005, le parc de production électricité était vétuste à 75%, et avec l'insuffisance de l'offre pour faire face à une demande croissante, la société était obligée de pratiquer le délestage et d'augmenter sa capacité de production par l'installation des centrales thermiques. Grâce à la mise en œuvre du plan de redressement entre autres l'appui financier des bailleurs de fonds, la révision tarifaire, le paiement des impayés de l'administration, la société a pu investir dans l'ajout de groupes 40MW et 25MW sur RITANA et renouvellement des groupes pour certains centres. Entre 2005 et 2009, la puissance installée dans les centrales est passée de 288 MW à 429 MW soit une augmentation presque de 50%.

Mais l'inconvénient majeur des centrales thermiques réside dans leur coût de production qui est fonction en grande partie du prix du combustible. Compte tenu du prix du gasoil et du fuel oil actuel, le coût de production est élevé avec 0,3 \$/kWh pour les centrales fonctionnant au gasoil et 0,2 \$/kWh pour celles fonctionnant au fuel oil, selon le calcul de ORE.

En plus, les centrales thermiques diesel ont également le désavantage d'être très polluantes à cause de l'émission de CO₂ suite à la combustion du gasoil et du fuel oil.



Source : Jirama, 2012

Figure 72. Evolution des puissances : installées, disponibles et de pointe entre 2004 et 2011

La rentabilité et la viabilité de ces centrales thermiques diesel sont fragilisées par l'augmentation continue du prix des combustibles, le coût de la maintenance, la vétusté des groupes alors que le tarif de l'électricité ne suit pas forcément le chemin de la hausse.

La consommation en combustible de ces centrales est passée de 92 000 m³ en 2006 à 144 000 m³ en 2011 pour une

valeur estimée de \$95 millions à \$185 millions soit une consommation cumulée estimée à \$ 770 millions en 5 ans. La consommation en combustible des centrales thermiques qui complètent la production des centrales hydroélectriques du réseau interconnecté d'Antananarivo (RIT) sur la même période totalise à lui seul, \$ 250 millions. Cette somme constitue l'équivalent d'investissements pour la mise en place d'une centrale hydraulique d'une puissance de 200MW, si l'on considère un investissement moyen de \$ 1,25 million par MW.

Pour l'achat des combustibles, JIRAMA procède à des appels d'offre pour la fourniture en quantité de gasoil et de fuel oil. Mais depuis que les prix à la pompe ont été gelés, les prix proposés dans les appels d'offres ont augmenté surtout celui du fuel oil. Le prix du fuel oil se rapproche de celui du gasoil. Depuis Avril 2011, il arrive aussi que le prix des combustibles payé par la JIRAMA soit supérieur au prix à la pompe. Cette situation augmente le coût de production de l'énergie électrique et amplifie la difficulté financière de cette société. De même en milieu rural, les centrales thermiques fonctionnent difficilement à cause de l'augmentation du coût de production qui est déjà amplifié également par la difficulté d'acheminement des combustibles dans des endroits reculés.

Par contre, le tarif de l'énergie électrique proposé aux consommateurs ne suit pas forcément la même hausse même si la réglementation autorise l'ajustement. Le tarif moyen de la JIRAMA pour l'année 2011 était de 349 Ar/kWh soit 0,17\$/kWh. Les ménages qui constituent la majorité des consommateurs possèdent un pouvoir d'achat faible et ne peuvent pas supporter une hausse continue du tarif. L'énergie en général et l'électricité en particulier, constitue également un poste de coût important affectant la compétitivité des industries qui évoluent déjà dans un environnement économique incertain.

Compte tenu de cette situation, les activités de production d'électricité par les centrales thermiques diesel enregistrent une faible rentabilité. Tirant la leçon du passé, ADER a décidé de ne plus promouvoir l'installation de centrale thermique diesel. Il est alors plus que nécessaire que la production d'électricité se tourne vers l'exploitation de ressources qui permet un coût de production moindre comme les ressources hydroélectriques, les biomasses.

Avec la structure de consommation actuelle, une partie de la puissance n'est pas exploitée dans la journée

A Madagascar, la demande en Electricité provient principalement des abonnés résidentiels composés en majorité par les ménages. Ces derniers constituent les consommateurs entraînant l'augmentation de la puissance requise dans les centrales de production. En effet, les ménages utilisent l'Electricité principalement pour l'éclairage et durant quelques heures dans la nuit. La demande en Electricité connaît donc une augmentation exponentielle à partir de la soirée. Ainsi, c'est durant la soirée que les centrales de production doivent donner le maximum de puissance en 24 h de fonctionnement, c'est la puissance de pointe.

Avec la prédominance de la consommation au niveau des résidentiels et la faible augmentation de la consommation par le secteur économique, le ratio puissance moyenne et puissance de pointe, appelé aussi facteur de charge, est resté de l'ordre de 50 % depuis des décennies.

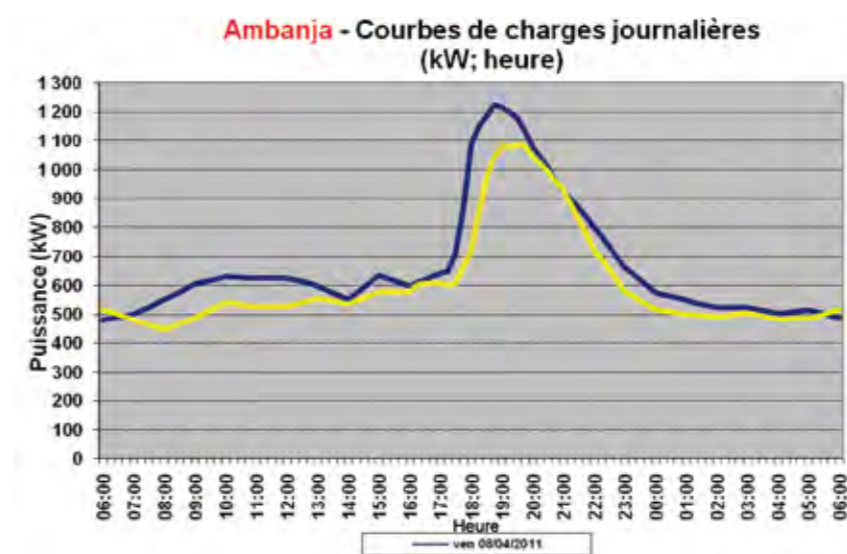
En effet, le secteur économique, notamment les industriels consomment 39 % de l'Electricité. Leur consommation s'effectue durant le jour globalement sauf pour certaines industries disposant d'installation devant fonctionner 24 h/24 h (cas des installations frigorifiques industrielles). Leur consommation n'a connu qu'une augmentation de l'ordre de 15 % en 10 ans. Aussi, une partie de la puissance des centrales n'est pas consommée. En plus, les pertes au cours du transport et de la distribution sont relativement importantes.

Les centres d'exploitation moyenne et de petite taille sont les plus exposés à cette situation de faible valorisation de la puissance. Par exemple, en milieu rural, les activités économiques (agriculture, élevage, artisanat, travail du bois) n'utilisent pas beaucoup de technologie qui fait appel à l'électricité. La figure 73 montre le modèle de courbe de charge pour le centre d'Ambanja où les groupes ne travaillent à une puissance élevée qu'entre 18h et 21h atteignant 1 200 kW, correspondant à la période d'utilisation d'électricité par les ménages. Pendant le jour où les activités économiques se font, la puissance demandée reste à 600 kW.

Le cas du réseau interconnecté d'Antananarivo présenté dans la figure 74 montre une courbe de charge où la puissance est la plus élevée entre 18h et 20h autour de 140 MW. La puissance demandée aux groupes reste aussi relativement élevée atteignant 120 MW durant la matinée entre 7h à 12h qui constitue donc la période où les activités économiques requièrent le plus d'énergie électrique. Antananarivo et les villes dans le réseau, notamment Antsirabe sont en effet, des grands centres d'activités économiques qui utilisent des équipements alimentés par de l'électricité.

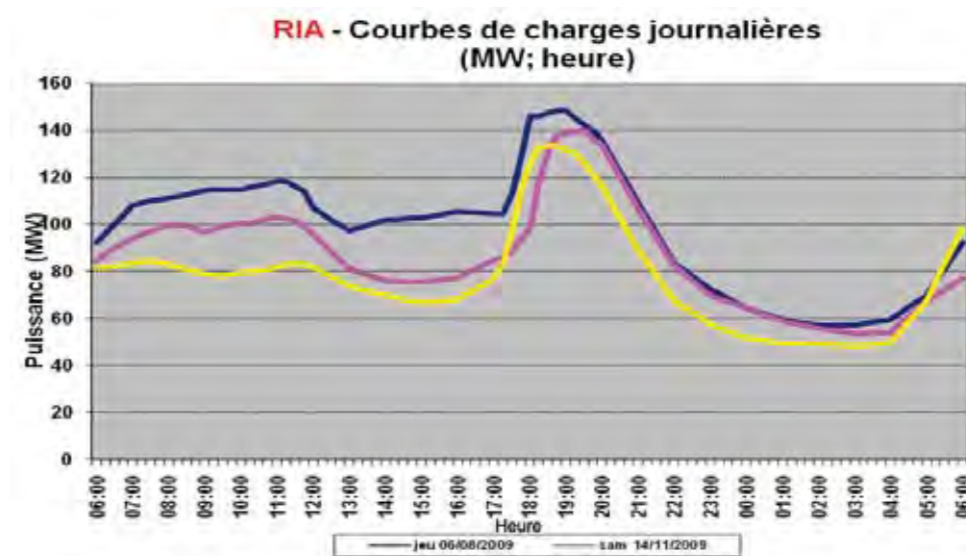
Ainsi, l'augmentation des abonnés dans les secteurs d'activités économiques constitue un défi à relever pour le sous-secteur Electricité. Cette démarche ne revient pas à lui tout seul mais fera appel à la mise en place de politique de développement économique clair de l'Etat, notamment dans les secteurs économiques porteurs (mines, tourisme, agribusiness, industrie). La viabilité, la rentabilité des projets de centrales se trouvent renforcées dans ces conditions.

La leçon à retenir est donc que si l'augmentation du nombre des abonnés résidentiels n'est pas accompagnée par une croissance de la consommation au niveau des activités économiques, le coût de production restera élevé et les producteurs d'Electricité devront toujours investir dans l'augmentation de sa capacité (puissance) même sans avoir rentabilisé les installations existantes.



Source : ORE, 2012

Figure 73. Modèle de courbe charge pour les centres d'exploitation moyennes, cas Ambanja



Source : ORE, 2012

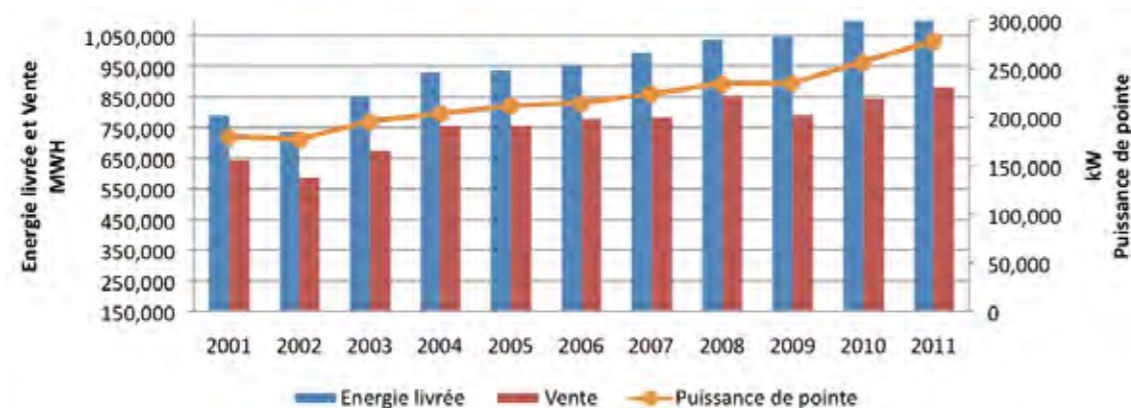
Figure 74. Modèle de courbe charge pour les grands centres d'exploitation : cas du réseau interconnecté d'Antananarivo

La JIRAMA enregistre une perte considérable entre la production et la vente d'énergie électrique par an, amplifiant la difficulté financière de la société

En plus des pertes causées par la vente à perte, le vol de câble électrique, la JIRAMA enregistre une importante perte entre la production et la vente d'énergie. Ces pertes prennent 2 formes :

- La perte technique (consommation auxiliaire, effet joule²⁰) représentant 10% à 15% est liée à la performance des transformateurs dans le système de distribution. La situation exige de nouveaux équipements plus performants comme les transformateurs et les câbles afin d'optimiser la distribution d'électricité et réduire les pertes à des niveaux techniquement acceptables.
- La perte non technique qui est dû
 - o au système de comptage de la consommation en énergie électrique dépassé. En effet, comme le relevé de la consommation ne s'effectue que tous les mois, il y a un décalage de 1 mois entre le moment de la consommation et le suivi/contrôle (la facture envoyée aux abonnés représente la consommation du mois passé), aussi entre temps, la JIRAMA ne peut vérifier le bon fonctionnement ou la défaillance des compteurs au niveau des abonnés.
 - o au vol d'énergie électrique.

La maîtrise de ces pertes constitue ainsi un défi que la JIRAMA et les opérateurs dans la distribution doivent tenir compte afin de sécuriser leur rentabilité. Cela suppose un investissement dans l'adoption d'installations de transport et de distribution donnant un bon rendement et l'acquisition de technologies permettant de suivre et contrôler à temps réel la consommation des abonnés.



Source : Jirama, 2012

Figure 75. Evolution de la vente d'Electricité par rapport à l'Énergie livrée entre 2001 et 2011

En matière d'électrification rurale, beaucoup d'efforts ont été déjà entrepris par ADER, des leçons peuvent être tirées pour améliorer les actions à venir et augmenter le taux d'accès en milieu rural :

Il y a encore une faible capacité des opérateurs privés à monter les projets, à exploiter les centrales en milieu rural. Bien que techniquement compétent, leur capacité dans la gestion, le suivi, le reporting, la commercialisation de l'électricité est insuffisante et mérite d'être renforcée afin de pouvoir gérer correctement ces centrales. D'autres facteurs peuvent être également cités :

- Certains exploitants courent surtout après la subvention
- Des exploitants ayant des structures et organisations modestes basés à Antananarivo gèrent plusieurs centrales qui sont éparpillés dans l'île ; la gestion à distance est difficile, ajouté à ceci la difficulté de suivi, de recouvrement des recettes auprès des abonnés
- L'entretien des groupes est difficile, amenant les exploitants à avoir recours à des réparateurs trouvés sur place dont la qualification n'est pas prouvée.

²⁰ Effet joule : consommation en énergie électrique des lignes par réchauffement

En plus, les centrales de production réalisées sont constituées en majorité de centrale thermique diesel (59 centrales thermiques sur 87) et représentent 75% de la puissance totale installée. L'expérience avec ces centrales a montré la difficulté pour viabiliser ses installations électriques compte tenu de son coût d'exploitation qui augmente avec le prix du gasoil alors que le pouvoir d'achat des ménages ruraux est parmi les plus faibles de Madagascar. Comme le cas dans le réseau de la JIRAMA, les activités économiques ne constituent pas encore les principaux utilisateurs d'énergie en milieu rural.

La valorisation des ressources renouvelables comme l'énergie hydroélectrique, la biomasse, l'éolienne et le solaire reste également faible (28 centrales sur 87) alors que ces ressources sont importantes aussi en milieu rural. Même si leur coût d'installation est important au départ, la viabilité, la rentabilité ainsi que la durabilité de ces centrales sont mieux assurés car ces installations offrent un coût de revient trois fois voire cinq fois moins cher que celui d'une centrale thermique.

Selon l'analyse des bailleurs de fonds, « l'enjeu majeur pour l'électrification rurale réside donc dans la mobilisation de financement. A cet égard, les opérateurs privés ont un rôle important à jouer dans la fourniture du service, mais une forte part des investissements devra venir de l'aide au développement, et être assortie de conditions de forte concession pour être compatible avec le pouvoir d'achat des populations rurales ».²¹

Enfin, il est important de bien tenir compte de la spécificité de la vie socioéconomique en milieu rural dans la politique de promotion de l'électrification rurale et de ne pas se cantonner aux seuls critères techniques. L'intégration et la réussite des projets d'électrification doivent tenir compte des autres intérêts et contraintes vécus par la population rurale : la fluctuation de leur revenu, l'approvisionnement en énergie de cuisson, l'opportunité de trouver des activités génératrices de revenu supplémentaires.

3.2 Analyse FFOM

3.2.1 Opportunités

Aspect Energie et satisfaction des besoins	La vie sociale et économique du pays a besoin d'Electricité pour tourner, notamment le secteur de l'industrie et les ménages. Le marché de l'Electricité est encore ouvert car le taux d'accès est encore faible. La demande de branchement est supérieure aux branchements réalisés
Aspect production et technique	Madagascar possède une ressource hydraulique importante : officiellement, 7 800 MW alors que seulement 127 MW sont exploités Evolution technologique : vers une diminution de la consommation électrique des équipements comme les Lampes à Basse Consommation
Aspect juridique, politique et gouvernance	Le secteur est libéralisé à Madagascar Textes réglementaires considérés comme assez complets avec les institutions sensées les appliquer : ORE, ADER Existence d'un système d'ajustement de tarif Dispositif particulier destiné à promouvoir l'électrification rurale avec ADER et FNE pour supporter en partie les investissements (70 %)

3.2.2 Menaces et faiblesses

Aspect Energie et satisfaction des besoins	Faible densité de la population dans certaines zones rendant coûteux la distribution et le raccordement : (30 hab/km ²) et la superficie du pays (58 704 000 ha) La demande en Electricité est essentiellement tirée par les résidentiels (97 % des abonnés). C'est la multitude de consommateurs qui fait gonfler la demande mais pas la consommation par ménage. L'inégalité prévaut par rapport au développement du sous-secteur Electricité : Electrification rurale enregistre un retard par rapport aux milieux urbains.
--	--

²¹ Note de la Banque Mondiale sur le secteur Electricité : un potentiel de développement à exploiter, Fabrice Bertholet, Vonjy Rakotondramana, 2010

Aspect économique et social	Les ménages qui constituent la grande majorité des consommateurs possèdent un faible pouvoir d'achat. La structure de la demande dominée par ces utilisateurs à faible revenu par rapport aux industriels continuera à affecter la rentabilité des centres d'exploitation. La dégradation de l'économie malgache augmente le risque pour les éventuels investisseurs et bailleurs : dépréciation de la monnaie nationale, taux d'inflation et compromet la rentabilité des investissements, le retour sur investissement notamment pour l'exploitation des sites hydroélectriques
Aspect environnement et santé	Le changement climatique entraînant la diminution de la pluviosité, la dégradation de l'environnement, notamment le déboisement sur les bassins versants réduisent la disponibilité de la ressource en eau dans les rivières ou fleuves ayant un potentiel hydroélectrique. Cas du fleuve Namorona où l'une des sources l'alimentant provient d'Ambohimahaso, zone faisant l'objet d'un déboisement du bassin versant. Le potentiel hydroélectrique pourrait ne plus atteindre les 7 800 MW annoncés
Aspect production et technique	La capacité technique des opérateurs privés intervenant notamment dans le cadre de l'électrification rurale reste faible en matière de gestion de centre d'exploitation. Sans amélioration, extension et interconnexion réseau plus importante, il sera difficile de valoriser le potentiel hydraulique. Coût d'exploitation élevé des centrales thermiques: 0,2 \$ à 0,3 \$/kwh
Aspect juridique, politique et gouvernance	L'interférence de la politique dans la gestion de la JIRAMA

3.2.3 Forces

Aspect économique et social	La production hydroélectrique offre un coût de production faible : 0,1 \$/kwh selon calcul ORE.
Aspect environnement et santé	Une centrale hydroélectrique produit de l'Energie renouvelable Elle ne pollue pas, réduit le taux d'émission du carbone
Aspect production et technique	Une centrale hydraulique peut être exploitée sur une longue période. La puissance disponible peut être maintenue à son niveau maximal. La mise en place d'une centrale thermique peut se faire rapidement Disponibilité des compétences techniques à Madagascar
Aspect juridique, politique et gouvernance	L'existence d'outil de planification (WASP) qui aide à la réflexion et à la prise de décision en matière de système de production d'Energie électrique afin de satisfaire la demande, de choisir les meilleures combinaisons de types de centrales, l'optimum en matière de coût de production, coût d'investissement.

4 Analyse FFOM du secteur Energies renouvelables

4.1 Analyse globale

Madagascar possède un important potentiel en matière de ressources d'Energie renouvelable

Le pays dispose d'un potentiel en Energie solaire de l'ordre de 2 000 kWh/m² s'étalant du nord au sud notamment sur toute la partie ouest de Madagascar. En ce qui concerne l'Energie éolienne, le pays possède une vitesse de vent supérieur à 7m/s notamment sur sa partie sud et sa partie nord. Enfin, le pays dispose de terrains exploitables de 16 millions ha²² pour installer des plantations agricoles dont l'agrocarburant.

Les ressources solaire et éolienne sont peu valorisées compte tenu du coût d'accès aux matériels relativement élevé et d'autant plus que ces matériels sont importés

Les coûts d'acquisition et d'installation des équipements restent élevés. Afin d'amortir ce coût et inciter les investissements, le Gouvernement a autorisé une détaxation de l'importation de ces matériels, ainsi qu'une réduction d'impôts pour les investissements dans les Energies renouvelables. En plus, des initiatives ont été prises par des ONG et projets afin d'au moins, importer les pièces essentielles et procéder au montage des équipements à Madagascar.

²² Etude stratégique du secteur agrocarburant à Madagascar, phase 2 : Etude du potentiel de production en agrocarburant, WWF, PNUD, PAD, Décembre 2012.

Les avantages obtenus sur l'utilisation de l'Energie solaire et éolienne sont nombreux en matière de santé et de préservation de l'environnement.

A titre d'exemple, l'utilisation des Energies solaires pour la cuisson permet de réduire la pression sur la ressource forestière grâce à la réduction des prélèvements de Bois Energie. L'utilisation de 500 cuiseurs solaires permet d'économiser 5 500 t/an de bois soit 1 000 ha de forêt²³. L'absence de fumée pendant la cuisson avec les cuiseurs solaires annule le risque de maladies respiratoires, cependant, les changements d'habitude de cuisson constituent des contraintes qu'il est nécessaire d'adresser ; le solaire photovoltaïque permet de répondre aux besoins de chaînes de froid en milieu rural.

La production durable d'agrocarburant permettrait de renforcer l'économie malgache et de préserver également l'environnement.

Elle permettrait de réduire notre dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur en matière de carburant. Elle contribuerait également à améliorer la balance de paiement du pays en diminuant la sortie de devise pour l'achat de Produits Pétroliers, au contraire, le surplus de production d'agrocarburant pourrait être exporté et permettrait de faire rentrer des devises. Les investissements dans cette filière qui atteignent plusieurs millions ou dizaines de millions USD, génèrent également plusieurs centaines voire des milliers d'emplois en milieu rural et contribuent à l'amélioration des infrastructures routières et sociales (écoles, dispensaires) dans leur zone d'insertion. Les investisseurs intègrent en effet dans leur projet, des actions de développement. En outre, à condition que son mode de production soit réalisé d'une manière durable, l'utilisation d'agroéthanol en tant que combustible ménager pour la cuisson permettrait de réduire la consommation de bois de chauffe.

Néanmoins, la mise en œuvre des investissements dans l'agrocarburant rencontre diverses contraintes de plusieurs ordres. Les contraintes que les investissements dans l'agrocarburant font face, concernent la localisation des zones de cultures, les conflits fonciers, le choix des matières premières et la technique de production.

Les défis pour la filière seront ainsi la promotion des investissements et la mise en place de balises afin d'éviter les problèmes d'insécurité alimentaire, de déboisement, de détérioration de l'environnement, de conflits sociaux entre les promoteurs et la population rurale liés au foncier.

4.2 Analyse FFOM

4.2.1 Opportunités

	Energie solaire	Energie éolienne	Agrocarburant
Aspect marché de l'Energie et satisfaction des besoins	2 000 kWh/m ² de potentiel en Energie solaire, surtout dans les régions ouest de Madagascar ¹ Marché de l'Energie électrique : possibilité pour l'Energie solaire d'y contribuer, notamment pour l'accès à l'électricité en milieu rural.	Supérieur à 7 m/s de vitesse de vent permettant une installation éolienne au nord et au sud de Madagascar. 9 m/s pour Diana, 7,5 m/s à Sava et 8 à 9 m/s dans le sud ² Marché de l'Energie électrique : possibilité pour l'Energie éolienne d'y contribuer notamment pour l'accès à l'électricité en milieu rural.	Marché du carburant : 792.863m ³ en 2011 selon donnée OMH à Madagascar, possibilité pour l'agrocarburant de contribuer à la satisfaction de la demande Existence de terrain exploitable pouvant accueillir des plantations agricoles : 16 millions ha dont 1 million ha permet de satisfaire le besoin Agrocarburant pour réduire la consommation de gasoil, d'essence, de pétrole lampant, de charbon de bois. ³

²³ The potential for renewable energies in rural areas of Madagascar, ONUDI, Victor Beguerie et al. Mars 2009

	Energie solaire	Energie éolienne	Agrocarburant
Aspect économique et social	Selon loi de finance 2012 : Détaxation des équipements importés Réduction d'impôts sur les revenus. Solution adéquate pour les petits usages électriques domestiques contribuant à l'amélioration des conditions de vie Solution adéquate pour le secteur des télécommunications, les services sociaux isolés (santé, éducation, sécurité, etc...) Le prix des panneaux photovoltaïques baisse au niveau international	Selon loi de finance 2012 : Détaxation des équipements importés Réduction d'impôts sur les revenus Le prix de l'éolienne baisse au niveau international	Existence de projets d'investissements pour la production commerciale d'agrocarburant : 56 projets portant sur 1 400 000 ha ⁴ Usage domestique possible : éclairage et cuisson Usages économiques multiples : carburant, production d'électricité, etc...
Aspect production & technique	Nombreux sont les CSB et Ecoles en milieu rural disposant de panneaux solaires avec des retours d'expérience positifs pouvant être capitalisés Technologie maîtrisée et ayant fait ses preuves Gamme de produits étendus en fonction des besoins	Des installations éoliennes réalisées en milieu rural, notamment dans le Nord et dans le Sud pouvant être capitalisées Des producteurs à petite échelle, comme le cas à Behenjy, ont déjà capitalisé les techniques de production et d'installation des matériels de production d'Énergie éolienne.	Le jatropha et la canne à sucre sont bien connus et déjà cultivés par les paysans à travers le pays. Technologie de transformation à petite échelle disponible et pouvant être produite localement. Evolution technologique : exploitation probable des agrocarburants de 2ème et 3ème génération d'ici 2050

4.2.2 Menaces

	Energie solaire	Energie éolienne	Agrocarburant
Aspect économique et social	L'adoption des cuiseurs solaires reste encore difficile pour les ménages ruraux Recrudescence des vols de panneaux solaires une fois leur utilité reconnue		Risque de concurrence avec l'alimentation si mal encadrée Risque de génération de conflits fonciers et sociaux
Aspect environnement et santé			Risque d'empiètement sur des aires protégées si mal encadrée Risque de détérioration des écosystèmes si mauvaise localisation ou pratiques non durables et responsables Peut ne pas contribuer à la réduction de l'émission du carbone dans l'atmosphère en fonction des pratiques de production
Aspect production et technique	Matériels importés (panneaux photovoltaïques), risque de difficulté d'approvisionnement des pièces et d'entretien dans les régions éloignées pouvant réduire la durée de fonctionnement Capacité d'absorption des réseaux électriques en cas de solaire injecté sur le réseau	Capacité d'absorption des réseaux électriques en cas d'éolien injecté sur le réseau	

	Energie solaire	Energie éolienne	Agrocarburant
Aspect juridique, politique et gouvernance			Absence de cadre politique stratégique et réglementaire claire pour la filière Pas de balise et d'incitation Procédure d'acquisition de terrain complexe Contexte actuel peu favorable aux investissements Accès difficile au foncier des investisseurs

4.2.3 Forces

	Energie solaire	Energie éolienne	Agrocarburant
Aspect Energie et satisfaction des besoins	Energie produite localement Permet un approvisionnement de proximité en Energie	Energie produite localement, Permet un approvisionnement de proximité en Energie	Energie produite localement Permet un approvisionnement de proximité en Energie : huile de jatropha comme combustible source d'éclairage, éthanol comme combustible pour la cuisson
Aspect économique et social	Après achat, il y a un retour sur investissement après 6 mois d'utilisation d'un cuiseur solaire ⁵ L'utilisation de cuiseur solaire permet de réduire le temps imparti à la cuisson Faible coût d'exploitation	Faible coût d'exploitation	Investissement direct étranger réalisé : \$ 1,9 million ⁶ Génère de l'emploi et de la valeur ajoutée à cause de la longueur de la chaîne de valeur Existence de producteurs de canne à sucre
Aspect environnement et santé	500 cuiseurs solaires permettent de préserver 5.500 t/an de bois soit 1 000 ha de forêt. ⁷ Production d'Énergie propre et sanitaire Evitement des émissions GES dans la production d'électricité	Production d'Énergie propre et sanitaire Evitement des émissions GES dans la production d'électricité	Contribue à la réduction de l'émission du carbone dans l'atmosphère si pratiques de production durables Guide EIES pour les projets agrocarburants disponibles en application du décret MECIE pour la filière
Aspect production et technique	Disponibilité d'équipements solaires de tailles et capacités adaptés à différents usages à Madagascar Présence de professionnels du secteur à Madagascar L'Électricité peut être stockée dans une batterie Maintenance et entretien quotidien simples Niveau de technicité abordable pour les installations et exploitations	Présence de fournisseurs, installateurs et promoteurs à Madagascar L'Électricité peut être stockée dans une batterie Niveau de technicité abordable pour les installations et exploitations	L'agrocarburant peut être stocké, Tous les produits et les sous-produits de l'éthanol sont valorisables : mélasse, bagasse,...

4.2.4 Faiblesses

	Energie solaire	Energie éolienne	Agrocarburant
Aspect Energie et satisfaction des besoins	Rendement énergétique pouvant être faible à cause de l'intensité lumineuse variable Satisfaction des besoins en puissance limitée pour le solaire photovoltaïque ou nécessite d'envisager des installations à échelle significative	Rendement énergétique pouvant être faible à cause de l'intensité du vent variable	La production de matières premières dépend des facteurs climatiques, pédologiques comme toutes plantes en agriculture.
Aspect économique et social	Investissement initial important pour l'achat, l'installation des infrastructures et matériels Adoption difficile par les usagers à cause de certains changements requis dans les habitudes de cuisson, par exemple : la cuisson se fait à l'extérieur de la maison. Coût de remplacement des composants solaire photovoltaïque en fin de vie généralement non budgétisés au niveau des services sociaux entraînant la fin du fonctionnement	Investissement initial important pour l'achat, l'installation des infrastructures et matériels.	Le coût de production reste variable selon la technique appliquée. Le coût d'investissement peut être élevé suivant la technologie.
Aspect environnement et santé	Risque de pollution en cas de rejet des batteries dans la nature après usage.	Création de pollution visuelle.	Pas de cadre clair pour baliser les activités par rapport aux impacts possibles Pas encore de considérations de mesures nécessaires à prendre en amont dans les initiatives en cours pour l'agroéthanol
Aspect production & technique	Remplacement des batteries sur une courte période en cas de mauvaise qualité	Le transport de l'Electricité peut être cher en cas d'éloignement du site de production par rapport aux sites de consommation. Nécessité de démonter parfois les installations lors des passages de cyclones.	Faible diffusion des informations Faible niveau d'organisation du secteur Faible niveau de connaissance de la filière sur le plan technique
Aspect juridique, politique et gouvernance	Manque de vision, objectifs clairs et stratégie pragmatiques associée à des actions pour le recours à l'énergie solaire avec un changement d'échelle	Manque de vision, objectifs clairs et stratégie pragmatiques associée à des actions pour le recours à l'énergie éolienne avec un changement d'échelle	Synergie sectorielle difficile à mettre en place Projets de textes multiples non coordonnés Absence de leadership pour la filière ou guerre de leadership Manque de sensibilité des instances étatiques sur le sujet

5 Synthèse de l'Analyse pour l'ensemble du secteur Energie

Existence de liens entre les 4 sous-secteurs mais absence d'une vision globale du secteur énergie

Les installations hydroélectriques peuvent avoir un rendement de production plus régulier si les bassins versants qui alimentent en eau les cours d'eau exploités sont protégés. Le reboisement afin de densifier la couverture végétale dans les bassins versants est donc important. Les agrocarburants sont produits et utilisés comme combustibles pour la cuisson et l'éclairage, et permettent ainsi de réduire la consommation de Bois Energie dans les régions où leur

culture est possible. Le développement des cuiseurs solaires contribue également à la réduction de la consommation de Bois Energie et permet de réduire la pression sur les ressources forestières. Les agrocarburants sont également utilisés comme carburant et permettent de réduire l'importation de Produits Pétroliers, de réduire l'utilisation de gasoil dans les centrales thermiques. Les ressources solaires et éoliennes permettent la production d'Énergie électrique et peuvent substituer les centrales thermiques.

Cette interdépendance ne se reflète pas dans les actions de développement du secteur. Il y a un cloisonnement car chaque entité semble se cantonner à la promotion de son sous-secteur. Il n'y a pas d'informations suffisamment compilées sur le secteur ce qui rend difficile l'obtention d'une vision globale du secteur énergie. Par exemple, le sous-secteur électricité, le sous-secteur hydrocarbure et le sous-secteur bois énergie s'adressent aux mêmes ménages par l'utilisation de l'électricité ou du pétrole lampant comme source d'éclairage et le charbon de bois comme combustible de cuisson.

Le fait d'avoir une vision d'ensemble permet de combiner les efforts pour valoriser les bagasses de canne à sucre pour faire fonctionner un groupe, tandis que l'éthanol produit pourra être utilisé comme combustible pour la cuisson en remplaçant le charbon de bois et permettre ainsi d'atténuer la déforestation. Un autre exemple est l'importance d'avoir une vision d'ensemble pour les 4 sous-secteurs dans la préservation des ressources naturelles : sol, ressources hydroélectriques, ressources forestières compte tenu du fait que ces ressources sont interdépendantes.

Le défi consiste donc à mettre en cohérence les actions des différents sous-secteurs et à développer une synergie entre eux.

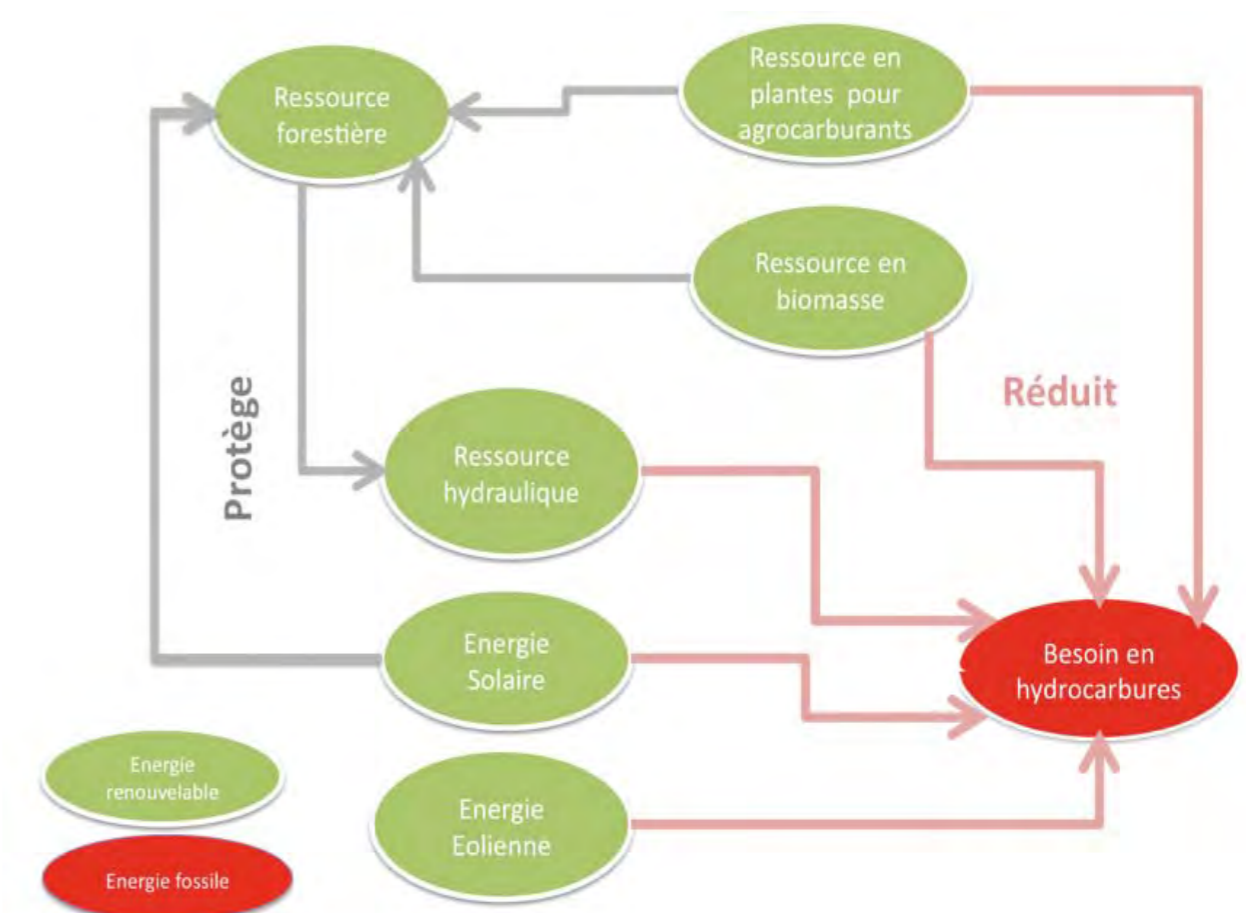


Figure 76. Schématisation des liens entre les différentes sources d'énergie

Vaste marché de l'énergie et croissance continue au niveau des ménages, par conséquent dominé surtout par la consommation domestique

La demande en énergie au niveau des ménages répond à la satisfaction de 2 besoins principaux :

- Le besoin d'énergie pour la cuisson qui est satisfait jusqu'à maintenant par le Bois Energie. Le Bois Energie constitue l'énergie la moins chère et accessible aux ménages actuellement,
- Le besoin d'énergie pour l'éclairage qui est satisfait pour le moment par le pétrole lampant et l'Electricité,

La croissance des besoins en énergie à Madagascar dépend essentiellement des ménages principalement pour leurs besoins en cuisson, et en éclairage. Mais, ces énergies ne sont par ailleurs consommées que de manière intermittente dans la journée : trois fois par jour pour la cuisson et juste durant une partie de la soirée pour l'éclairage. En plus, les ménages malgaches se caractérisent aussi par la faiblesse de leur pouvoir d'achat.

Comme l'activité de production d'énergie est une activité économique à part entière, le défi pour le secteur énergie consiste donc à assurer sa rentabilité auprès de ces ménages tout en proposant des produits énergétiques correspondant à leur pouvoir d'achat.

Le niveau de consommation d'énergie dans le secteur productif actuel, reflète le faible dynamisme du secteur économique malgache

Le gasoil constitue le produit pétrolier le plus utilisé (53% de l'importation d'hydrocarbure) dans le secteur économique. Le secteur du transport (secteur tertiaire) consomme plus de 80% du gasoil importé. C'est la croissance de ce secteur (augmentation du trafic et du parc) qui entraîne l'augmentation de la demande en gasoil. Par contre, l'industrie et les PME/PMI consomment 44% de la production d'énergie électrique à Madagascar en 2011. Ceci reflète le faible dynamisme du secteur économique malgache notamment dans le secteur secondaire créateur de valeur ajoutée, créateur d'emploi, et créateur de richesse dans un pays. A titre de comparaison, le secteur économique consomme 69% de l'électricité dans les pays industrialisés comme la Suisse²⁴.

Le développement des activités économiques devra augmenter la consommation d'énergie, améliorer le pouvoir d'achat de la population grâce aux emplois créés qui pourront à leur tour acheter de l'énergie à un prix permettant aux producteurs d'énergie de rentabiliser leur activité. En outre, selon le secteur privé, le coût de l'énergie (électricité et hydrocarbures) n'est pas incitatif pour l'investissement à Madagascar. Il représente jusqu'à 40% du coût d'exploitation. Il est important de mentionner aussi que l'existence d'un service de fourniture d'énergie à moindre coût constitue un critère d'incitation pour les investisseurs.

Comme l'activité de production d'énergie est une activité économique à part entière, le défi pour le secteur énergie consiste donc à renforcer sa rentabilité auprès de ces industriels tout en permettant leur développement.

Tendance vers la diminution des ressources énergétiques renouvelables locales :

Le maintien de l'habitude de consommation actuelle conduit certainement au processus de dégradation et de diminution des ressources énergétiques à Madagascar, notamment en ressources forestières naturelles et hydrauliques. Les zones de consommation de charbon de bois risquent de connaître un problème d'approvisionnement à partir de 2030 si aucune mesure n'est prise. En plus, à cause de la déforestation, les ressources hydroélectriques risquent de voir leur puissance potentielle diminuer. La puissance évaluée à 7 800 MW auparavant risque de n'être plus le cas.

Accroissement de la dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur :

Le montant des achats en Produits Pétroliers de Madagascar continue à augmenter et a atteint plus de \$ 600 millions en 2011. Le pays reste ainsi tributaire de la fluctuation du prix des Produits Pétroliers sur le plan international alors que le secteur économique malgache dépend essentiellement de cette Energie importée pour se développer. Le dynamisme du secteur économique malgache est donc fortement lié au coût de l'Energie. Dans la pratique, l'augmentation du prix des Produits Pétroliers entraîne une augmentation significative du coût de production dans

le secteur économique et se répercute sur le prix de leurs produits ou de leur service. En milieu industriel, l'Energie peut représenter jusqu'à 50 % des charges, comme c'est le cas du secteur de la pêche maritime.

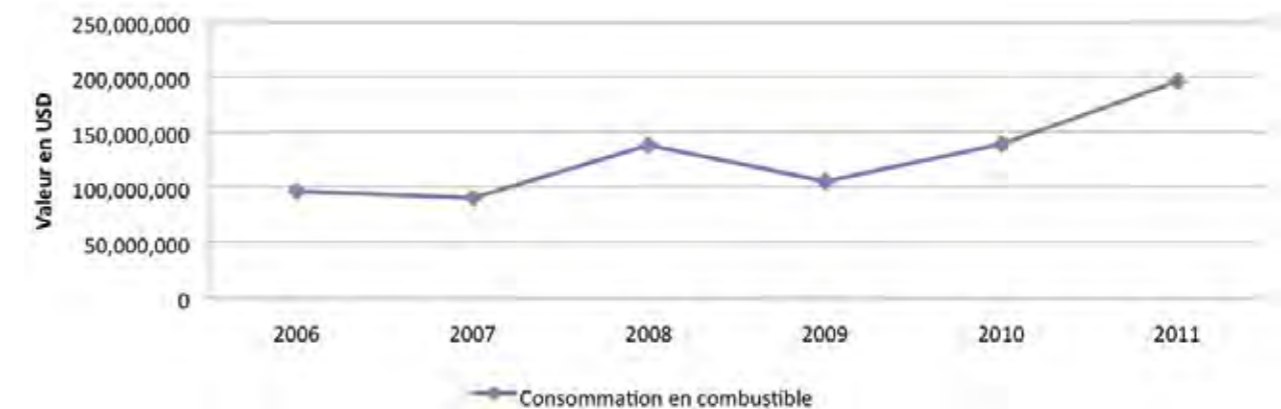
Madagascar dispose d'importants potentiels en matière de ressources énergétiques renouvelables mais qui restent peu valorisées

Les potentiels en matière de ressources énergétiques varient selon les régions. Les technologies de production d'Energie pourraient donc être différentes d'un groupe de régions à un autre.

- Les ressources hydrauliques identifiées pouvant produire de l'Electricité représente un potentiel Théorique de 7 800 MW pour la satisfaction des besoins en Electricité alors que seulement 127 MW sont valorisés,
- Une ressource éolienne avec une vitesse de vent supérieur à 7m/s pour la satisfaction des besoins en Electricité située dans le nord et sud de Madagascar,
- Une ressource en Energie solaire de 2 000 kWh/m² pour la satisfaction des besoins en Electricité et un ensoleillement de 2.800 heures/an contribuant à la satisfaction des besoins d'Energie pour la cuisson et le chauffage de l'eau,
- L'existence de terrain de culture exploitable de 16 millions ha dans lequel 1 million ha pourront suffire pour la production d'agrocarburant.
- Les ressources en biomasse : bagasse de canne à sucre, les déchets forestiers, la balle de riz

Une grande partie de ces potentiels (terrain, solaire, éolienne) reste à valoriser sauf pour le cas des ressources forestières qui font l'objet d'une forte exploitation dans plusieurs régions.

Le défi pour le secteur énergie consiste donc à mobiliser des financements. Ce manque d'investissement dans la valorisation des ressources contrastent avec les dépenses que le pays effectue dans l'importation des Hydrocarbures et dans l'achat de combustibles pour la production d'Energie électrique à travers les centrales thermiques. La consommation en fuel oil et gasoil dans les centrales thermiques pour la production d'Energie électrique a atteint \$200 millions en 2011.



Source : volume communiqué par JIRAMA, valeur calculée par AIDES sur base prix moyen des Produits Pétroliers de l'OMH

Figure 77. Evolution de la consommation en combustible des centrales thermiques en termes monétaire (USD)

²⁴ OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2010, <http://www.electricitepourdemain.ch>

Tableau 59. Types de ressources pouvant être exploitées suivant les régions

Types de ressources pouvant être exploitées	Région	Localités	Potentialités
Energie éolienne	Atsimo andrefana	Itampolo, Androka, Tanjona Vohimena	V/vent 8 à 9 m/s
	Androy	Tsihombe	V/vent 8 m/s
	Anosy	Lokaro à Taolagnaro	V/vent 8 à 9 m/s
	Diana	Nosy be Cap Diego et Antsiranana	V/vent 9 m/s
	Sava	Sambava Antsirabe Nord Manambato	Vitesse de vent de 7,5 m/s
Energie solaire	Diana, Sofia, Boeny, Betsiboka, Melaky, Menabe, Bongolava, Ihorombe, Atsimo Andrefana, Atsimo Atsinanana, Anosy et Androy		2 000 kWh/m ² Ensoleillement 2 800 h/an
Ressource hydraulique	Alaotra Mangoro	Sahofika, Lohavanana	420 MW
	Amoron'i Mania	Tazonana	8 MW
	Analamanga	Mahavola, Vohitsara, Isandrano, Rano-mafana	750 MW
	Atsinanana	Volobe Amont	90 MW
	Atsimo Atsinanana	Betoafo	300 MW
	Betsiboka	Antafofo, Antanandava, Belavenona, Andakana, Ambodiroka	1 530 MW
	Diana	Andranomamofona, Ampandriambazaha, Bevory	74,5 MW
	Menabe	Antoara, Ankaramainty, Ankotrofotsy	292 MW
	Vakinankaratra	Antetezambato, Tazoalava, Ankaramavo, Andasirotsaka, Ambararatawokoka, Tsinjoarivo, Talaviana	992 MW
	Vatovavy Fitovinany	Namorona II	12 MW
Ressource forestière (localisation des plantations de forêt)	Analamanga, Vakinankaratra, Amoron'i Mania, haute matsiatra, Diana		246 905 ha
Ressource foncière pour agrocarburant	Bongolava, Ihorombe, Sofia, Betsiboka, Menabe		6 220 913 ha

Source : ONUDI, ATLAS EOLIEN, IEFN 2005

Le degré de participation du secteur privé est variable selon les sous-secteurs

Pour le sous-secteur pétrolier, 11 opérateurs interviennent dans l'importation, le stockage, le transport et la distribution des Produits Pétroliers et à cela s'ajoutent 4 opérateurs qui interviennent dans l'importation de lubrifiants. Malgré tout, la concurrence n'est pas bien visible notamment au niveau des prix à la pompe à cause du fait que plusieurs opérations dans l'approvisionnement en Produits Pétroliers sont réalisées conjointement par ces compagnies pétrolières. Les opérateurs sont libres dans leur choix sur la stratégie d'approvisionnement en Produits Pétroliers du pays, mais cela doit se faire dans le respect de la réglementation en vigueur.

Pour le sous-secteur Electricité, les opérateurs privés sont au nombre de 6 dans le réseau de la JIRAMA et 27 dans le réseau de l'ADER. L'étude et la mise en œuvre des projets hydroélectriques requièrent beaucoup d'investissements. En plus, l'étude et la réalisation de ces projets prennent beaucoup de temps. Ainsi, les compagnies privées investissent plutôt dans les centrales thermiques qui sont plus rapides et plus faciles à installer.

Pour le sous-secteur Bois Energie, la production, la distribution, le transport et la commercialisation des bois de chauffage et de charbon de bois sont réalisés par des petites et très petites entreprises. L'investissement dans l'exploitation de la forêt en bois de chauffage et charbon de bois ne requiert pas d'important capital si l'on utilise des techniques traditionnelles. La législation n'est pas toujours respectée à cause de la faible présence de l'administration forestière. Les zones qui ont reçu des projets financés par les bailleurs dans ce secteur ont eu l'opportunité de mieux formaliser et de professionnaliser la filière.

Intervention de l'Etat essentiellement sur les prix de vente

L'Etat négocie étroitement avec les opérateurs pétroliers afin d'arrêter des décisions concertées sur le gel des prix des hydrocarbures à la pompe. Le secteur du transport a bénéficié de subvention de la part de l'Etat afin de ne pas augmenter le frais des transports publics. La non application de l'ajustement tarifaire concernant le prix de l'électricité amène l'Etat à prendre d'autres mesures pour compenser le manque à gagner de la JIRAMA.



PARTIE VI : RECOMMANDATIONS

Globalement, le mode d'approvisionnement en Energies actuel, place, à long terme, la sécurité énergétique de Madagascar dans une situation non durable. En plus, Madagascar devra faire face au prix accru et variable des combustibles fossiles, à l'épuisement de ces ressources (eau, forêt, sol) ainsi qu'aux multiples impacts sociaux et environnementaux qui en découlent sans parler des impacts de la déforestation non maîtrisée pour satisfaire les besoins en charbon de bois et de bois de chauffe.

L'île peut profiter de la tendance mondiale vers les Energies renouvelables et l'efficacité énergétique. Avec les potentialités dont dispose le pays, notre Energie peut venir en majorité d'Energies renouvelables locales.

1 Objectif global

Madagascar paie encore au prix fort la prééminence de l'utilisation des sources d'Energie fossiles et la prédominance du Bois Energie comme combustibles destiné à la cuisson. Ce contexte conduit à des conséquences néfastes sur le plan socio-économique et politique en ce qui concerne les Produits Pétroliers et sur le plan environnemental en ce qui concerne le Bois Energie.

Le fil conducteur de toute action devrait être l'exploitation des ressources naturelles énergétiques potentielles dont dispose Madagascar pour produire durablement de l'Energie satisfaisant aussi bien, aux besoins énergétiques en terme de qualité et de quantité et accessible à tous à l'échelle du pays.

2 Les axes stratégiques pour l'atteinte de l'objectif

AS1 – Mener une gestion cohérente du secteur Energie :

Il est essentiel de s'atteler à mettre en complémentarité, en harmonie et à établir une cohérence entre les sous-secteurs pour pouvoir établir entre autres un schéma directeur de l'Energie et déployer les mesures pour créer un climat favorable au développement des investissements de l'exploitation des Energies renouvelables.

Il est important de mettre en place un dispositif permettant de compiler les données concernant le secteur énergie, notamment les ressources énergétiques potentielles du pays notamment les terrains agricoles pour l'agriculture, les essences à vocation énergétique, les ressources forestières et les ressources hydrauliques, les ressources solaires et éoliennes.

En plus, il faut étendre cette démarche de gestion cohérente du secteur énergie avec les autres secteurs du développement comme l'agriculture, l'industrie. Ceci permettra de gérer la demande, planifier la production et identifier des nouvelles ressources potentiellement valorisables en énergie.

AS2- Minimiser les menaces à l'approvisionnement en bois énergie et hydrocarbures en favorisant le reboisement à vocation énergétique et la production d'agrocarburant

L'épuisement progressif des sources d'Energie fossiles, accompagné des fluctuations des prix sur le marché international et la raréfaction des ressources forestières constituent une menace pour l'approvisionnement en Energie du pays. En effet, Madagascar reste tributaire d'une augmentation des prix des Produits Pétroliers. Sa forte dépendance d'approvisionnement en sources d'Energies fossiles vis-à-vis d'un pays tiers équivaut à une faiblesse en matière de sécurité énergétique à Madagascar. Enfin, la forte dégradation des ressources forestières liée à son exploitation anarchique pourra compromettre dans le futur l'approvisionnement durable de nos besoins en Bois Energie.

Ainsi, il est primordial de minimiser voire d'éliminer les menaces d'épuisement de nos ressources forestières et notre vulnérabilité en matière d'approvisionnement en Produits Pétroliers. Il est pertinent et cohérent dans une vision globale et partagée de promouvoir le reboisement et de développer l'agrocarburant. Concevoir et mettre en œuvre une stratégie pour la promotion du reboisement à vocation énergétique permet non seulement d'assurer durablement l'approvisionnement en Bois Energie, mais aussi de sécuriser les ressources forestières naturelles encore existantes et les ressources hydrauliques avec l'effet combiné de séquestration des émissions massives du CO2. Quant à l'agrocarburant, il permet d'atteindre deux objectifs : réduire significativement l'importation des

Produits Pétroliers et réduire également la consommation en Bois Energie en substituant les combustibles pour la cuisson, c'est-à-dire le bois de chauffe et le charbon de bois. Parallèlement à ces efforts, des actions de vulgarisation de foyers économes et de foyers à éthanol seront menées auprès des ménages.

AS3- Promouvoir l'exploitation rationnelle des ressources d'Energies locales pour la production d'Energie électrique

Il est absurde de constater actuellement que pour produire une bonne partie de l'Electricité, l'utilisation de Produits Pétroliers importés qui coûte cher au pays est privilégiée, alors que Madagascar dispose de ressources naturelles énergétiques considérables. Madagascar doit affirmer clairement sa stratégie de développer la production d'électricité par la valorisation des ressources renouvelables potentielles du pays. Madagascar doit alors développer l'exploitation des ressources hydrauliques, biomasses, éoliennes et solaires pour la production de l'Electricité tout en favorisant l'interconnexion.

Il s'agit d'une volonté politique de l'Etat afin d'appuyer et multiplier les initiatives d'investissement dans la valorisation des ressources naturelles locales potentielles à vocation énergétiques. Pour cela, la réalisation d'appel d'offre ou d'appels à candidature pour la valorisation des sites déjà identifiés et étudiés ainsi que la mise en application des plans constituent des actions prioritaires aussi bien pour les sites hydroélectriques de grande taille dont 6 ont déjà fait l'objet d'une étude (réalisée avec le financement de la Banque Mondiale) que pour les sites de petite taille. Pour la viabilité à long terme des centrales installées, il est impératif d'intégrer ces investissements avec des projets favorisant la consommation au niveau des activités économiques notamment industrielles quelle que soit leur taille tout en accompagnant les pôles de forte croissance économique du pays.

Enfin, pour être cohérent dans la stratégie de développement des Energies renouvelables, toutes les centrales thermiques serviraient de solution d'appoint et soudure et devraient être alimentées par l'agrocarburant au lieu d'un combustible fossile.

Le véritable défi réside alors dans le déploiement de mesures qui permettra aux bailleurs de fonds et les investisseurs privés de mobiliser des fonds tout en étant assuré de la viabilité des projets, de l'existence d'une bonne gouvernance du secteur, de l'atténuation des risques à son niveau minimum.

La concrétisation d'une telle politique peut résoudre les différents problèmes et contraintes soulevés dans l'analyse du cadre juridique et institutionnel ainsi que l'analyse FFOM du secteur électricité à savoir :

- Le problème financier des exploitations car le coût de production des centrales hydroélectriques est faible et permet de proposer aux abonnés des tarifs adaptés à leur pouvoir d'achat,
- Le problème d'arbitrage entre la mission de service public (et l'interférence politique) et la nécessité de rentabiliser et viabiliser l'exploitation.
- L'amélioration du facteur de charge avec le développement des activités économiques
- Le problème lié à la qualité du service car les centrales seront viables financièrement et pourront procéder à la maintenance de son parc.
- Réduire les pertes techniques et éliminer les pertes non techniques grâce à la maintenance du parc et l'application de technologies permettant le suivi en temps réel de la consommation d'énergie électrique.
- Pouvoir privilégier une gestion sur le moyen et le long terme au lieu d'un pilotage à vue et une gestion des urgences.

3 Axe stratégique 1 : Mener une gestion cohérente du secteur de l'Energie

La formulation de la planification énergétique doit favoriser l'adéquation de l'offre et de la demande et prioriser les sources d'énergie à moindre coût tout en tenant compte de la durabilité de l'exploitation des ressources. L'orientation de la politique énergétique du pays doit être en phase avec la tendance internationale

3.1 Renforcement de la gouvernance du secteur

Les analyses institutionnelles et juridiques ont montré l'importance de mettre à jour certaines dispositions réglementaires concernant notamment les sous-secteurs bois énergie, électricité et de procéder à l'établissement de

la réglementation pour la filière agrocarburant. Compte tenu de l'importance des liens entre les différentes sources d'énergie, des dispositifs institutionnels sont également proposés afin d'arriver à une gestion cohérente des différents sous-secteurs de l'énergie.

- A court terme, l'Etat doit procéder à la mise à jour des cadres légaux et réglementaires : la loi 98-032 du 20 janvier 1999 sur l'Electricité et 89-312 sur le charbon de bois,
- A court terme, l'Etat doit établir la réglementation sur la filière agrocarburant dont plusieurs propositions de textes sont déjà étudiées,
- A court terme, l'accessibilité des opérateurs privés aux informations fournies par l'Etat doit être facilitée pour leur permettre de monter des projets d'investissement (terrain et matière première pour l'Agrocarburant, sites potentiels avec toutes les données techniques requises et plan d'extension pour l'Electricité),
- A court terme, il est recommandé de réfléchir sur la mise en place d'une structure pour la promotion des énergies renouvelables à l'image de l'électrification rurale,
- A moyen terme, la mise en place d'un Observatoire de l'Energie est recommandée pour décloisonner le secteur: cette structure gère les données et les informations utiles et les met à disposition des opérateurs et des décideurs politiques en mettant en relief les liens entre les différentes sources d'énergie et les impacts de l'évolution des unes sur les autres. Ce dispositif pourra aider les décideurs politiques dans la mise en cohérence des politiques des différents sous-secteurs de l'énergie.

3.2 Sécurisation et incitation des investissements privés

L'Etat donne une importante place au secteur privé en matière de production d'énergie. Les analyses précédentes ont montré l'importance en montant des investissements, en particulier pour les investissements dans l'exploitation des sites hydroélectriques de grande taille. Les risques devront ainsi être bien évalués, et leur partage entre l'Etat et les opérateurs bien équilibrés. Mais avant tout, les investissements doivent être sécurisés.

- A court terme, la sécurisation des activités d'exploitation des ressources naturelles locales à vocation énergétique par rapport aux:
 - activités minières,
 - activités agricoles, pastorales, forestières, ...
 - activités industrielles.
- A moyen terme, la mise en place d'un système de financement comme la constitution d'un fond de garantie est proposée pour encourager les investissements dans la production d'Energie renouvelable, en affectant l'économie réalisée par la substitution des Energies fossiles par les Energies renouvelables. Le fond de garantie contribuera à faciliter l'accès des promoteurs des projets à des financements à moyen et long terme par le partage des risques liés aux opérations de prêts entre les établissements de prêts et la structure gérant le fond. Les bénéficiaires de ces fonds de garanti sont les banques, et établissements financiers, nationaux ou internationaux, distributeurs de prêts à moyen et long terme. Les banques peuvent décider d'avoir recours à ce fond si elles jugent les risques importants. Les promoteurs de projets peuvent également s'adresser directement à la structure gérant le fond de garantie et solliciter son appui dans le montage du dossier et la facilitation de l'obtention de prêt auprès des banques.

3.3 Mise en cohérence intra et inter secteur

A court terme,

- Il est recommandé la mise à jour du schéma ou d'un plan d'aménagement du territoire qui intègre le secteur énergétique aussi bien en termes de demande (extension des agglomérations, croissance démographique) que d'offre (zones potentielles de production),
- Pour l'agrocarburant, la cohérence des actions entre le ministère des hydrocarbures qui s'occupe de la partie aval (transformation et marché), le ministère de l'agriculture qui s'occupe de la partie technique de production de matière première, le ministère de l'aménagement du territoire qui s'occupe du foncier est importante afin de gérer l'arrivée des investisseurs,
- Pour le bois énergie et l'agroéthanol combustible pour les ménages, la cohérence des actions entre le Ministère des hydrocarbures, le Ministère de l'énergie, le Ministère de l'environnement et des forêts, le Ministère de l'agriculture est importante afin de gérer l'introduction de l'agroéthanol comme un nouveau combustible

alternatif au charbon de bois et de suivre l'impact de cette alternative sur la forêt,

- Pour le sous-secteur électricité, il est recommandé de se concerter avec les autres Ministères pour évaluer le potentiel des différentes biomasses à vocation énergétique et de faire une étude sur leur véritable apport en matière de production d'électricité et la viabilité des centrales thermiques à biomasse : balle de riz dans les greniers à riz de Madagascar, bagasse dans les zones de production de canne à sucre (régions ouest surtout), déchets forestiers (axe Moramanga, Ambatondrazaka),
- Il est nécessaire de mettre en application l'adéquation de la politique énergétique avec la politique industrielle moteur de la croissance économique et garant de la rentabilité financière des opérateurs.

A moyen terme

- Le renforcement de la politique de la décentralisation en matière de planification, de contrôle et de suivi du secteur énergie au niveau des collectivités décentralisées permet la pérennisation des actions déjà entreprises,
- Il faut continuer à encourager le développement et la concrétisation des recherches sur les sources en Energie renouvelable (turbine, éolienne, solaire,...) en concertation avec le Ministère en charge de la recherche et l'enseignement supérieur.

3.4 Promotion d'une consommation plus responsable :

Des décisions devraient être prises au plus haut niveau. Toutes mesures plus pragmatiques et plus réalistes visant à réduire le gaspillage ainsi que la pollution dans la consommation des ressources et de l'Energie, devraient être incitées et appliquées à l'échelle du pays. Ceci pourrait servir comme cadre législatif et réglementaire pour une exploitation et une consommation plus responsables à tous les niveaux.

A court terme :

- Pour que les utilisateurs soient responsables : il faut une campagne d'Information, d'Education et de Communication en matière d'utilisation d'Energie,
- L'Etat doit donner le bon exemple en payant régulièrement ses factures en Energies consommées, tous les bâtiments administratifs publics devraient progressivement être alimentés en énergies renouvelables et utiliser des lampes à basse consommation (LBC),
- Les abonnés doivent utiliser des lampes à basse consommation et si possible des appareils, des machines électriques à basse consommation et moins polluants à l'échelle du pays,
- L'usage des foyers économes est à vulgariser mais il faut une bonne stratégie de campagne de vulgarisation en faveur de l'utilisation de véritables fatana mitsitsy, à commencer par l'Information, la Communication et l'Education des usagers ou des potentiels usagers et en adoptant une approche commerciale plus agressive,

A moyen terme

- Il faut mettre en place des mesures pour gérer la vétusté accrue du parc automobile à Madagascar afin de diminuer la pollution atmosphérique, notamment dans les grandes villes comme Antananarivo ou ailleurs.
- Les contrôles de l'utilisation de toutes sources d'énergies : électricité des bâtiments administratifs publics et carburant des véhicules administratifs doivent être rigoureux afin de réaliser des économies, donc d'éviter les gaspillages et de réduire la pollution.

4 Axes stratégiques 2 : Minimiser les menaces à l'approvisionnement énergétique en favorisant le reboisement à vocation énergétique et la production d'agrocarburant

4.1 Exploitation rationnelle du Bois Energie

Le bois énergie restera encore pour plusieurs années la principale source d'énergie utilisée à Madagascar notamment au niveau des ménages, du fait qu'une grande partie des ménages s'approvisionne en bois ramassé et que pour l'achat d'énergie, c'est le charbon de bois et le bois de chauffe qui se montre encore le plus compétitif. Les actions sur le sous-secteur bois énergie devront toucher à la fois l'offre par l'augmentation de stock de bois énergie, sa gestion rationnelle et la demande par la promotion des foyers économes. Ainsi, les mesures à prendre vont concerner l'aspect réglementaire, l'amélioration des outils et la mise à disposition des informations pour une bonne gestion et suivi de l'exploitation des ressources en bois énergie et l'adoption d'une approche plus entrepreneuriale et commerciale dans la diffusion des foyers économes.

4.1.1 Revoir et mettre à jour les réglementations

A court terme

- Accélération de l'application de la proposition relative à la version actualisée du décret 82-312 du 19 janvier 1982 réglementant la fabrication du charbon de bois et modèles indicatifs,
- Multiplication des initiatives de responsabilisation des communautés locales à travers les contrats de transfert de gestion des ressources Bois Energie, utilisation des plans d'aménagement fixant le quota d'exploitation admissible : application du décret 98-782 relatif à l'exploitation forestière, qui permet aux communautés de base, dans le cadre d'un contrat de gestion, d'assurer l'exploitation directe de tout ou partie de leurs forêts ou de concéder cette exploitation à des exploitants agréés
- Valorisation des expériences probantes dans les différentes zones d'expérimentation (ex : PEDM, Région Boeny, Régions Atsimo Andrefana, Diana, etc...) sur la mise en œuvre des arrêtés régionaux afin d'assurer un approvisionnement durable de la population en bois énergie, réforme de la fiscalité appliquée au charbon de bois dans les différentes régions.

4.1.2 Travailler sur le zonage forestier et le système d'information

A court terme

- Application des résultats de zonage forestier au niveau régional élaboré en 2009, organisation des espaces forestiers régionaux en fonction des objectifs : outil garantissant la durabilité des ressources forestières notamment naturelles et d'éviter les conflits d'usage.
- Dans une perspective de satisfaire durablement les besoins en Bois Energie, il convient de mettre en place les réserves foncières de reboisement (RFR)
- Mise en place d'une base de données permettant de stocker les informations relatives à la production et à la commercialisation du charbon de bois et par la suite de mettre en place des outils de suivi et de contrôle de la filière charbon.

4.1.3 Etudier et développer une filière de production de foyers économes par une approche entrepreneuriale et commerciale.

A court terme

- Il est pertinent de continuer la promotion et le développement de l'utilisation des foyers améliorés et de capitaliser les expériences nationales en la matière.
 - Faire un diagnostic du système de production de foyers économes actuel afin d'identifier les

principales contraintes, déterminer les meilleures stratégies en matière d'organisation et mise en œuvre de la production en série afin de satisfaire la demande et identifier la meilleure approche pour une synergie réussie entre la recherche et le business.

- Faire une étude de marché sur la pénétration des foyers économes dans le temps et dans l'espace afin de déterminer les différents segments du marché, le système marketing le plus efficace, le mode de distribution approprié ;
- Mener une étude sur la meilleure approche pour la sécurisation de la propriété intellectuelle et le système de rémunération des chercheurs sur leur découverte.
- Rapprocher les centres de production avec les centres de consommation;
- Privilégier l'utilisation des matières premières locales ;
- Acquisition du savoir-faire dans la capacité de production en série ;
- Etablir une stratégie commerciale et mettre en place un réseau pour la distribution d'au moins 200 foyers économes par jour sur le marché.

Ainsi, le commerce des foyers économes va cibler les ménages qui utilisent le charbon, le bois de chauffe mais également ceux qui utilisent le gaz, le pétrole lampant. Ce marché sera partagé avec l'offre de foyer à éthanol. Nous estimons que d'ici 2015, 85 000 foyers seront commercialisés avec un part de marché de 15% et vers 2030, cette part de marché sera de 30% avec une vente cumulée de 260 000 foyers (entre 2015 et 2030), et 50% de part de marché en 2050 avec une vente cumulée de 740 000 foyers (entre 2015-2050). Il est important de remarquer que la vente mentionnée ici concerne seulement la vente auprès des ménages qui achètent pour la première fois les foyers économes mais ne tient pas compte de l'achat de foyers par les autres ménages dans le but de renouveler ou d'augmenter le nombre de leurs foyers.

En termes de coût, nous avons considéré à titre indicatif un prix de revient de \$15 par unité pour un foyer économe dans la catégorie d'entrée de gamme (donc qui n'est pas forcément le meilleur). La production et la commercialisation des 85 000 foyers en 2015 généreront \$1,2 millions de recette pour atteindre 740 000 foyers avec une recette cumulée de \$11 millions en 2050.



Cliché 10. Foyer Pipa (Fondation Tany Meva)



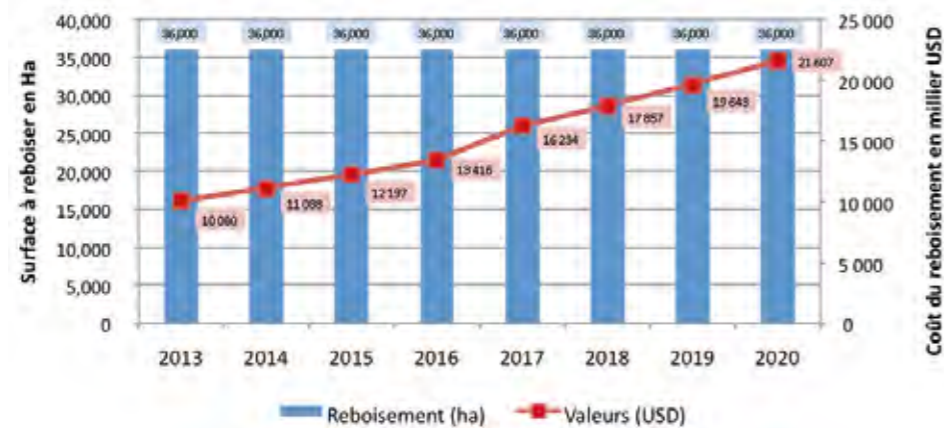
Source : calcul AIDES

Figure 78. Nombre de foyers économes commercialisés et montant des ventes

4.1.4 A moyen terme : Assurer durablement l'approvisionnement en Bois Energie

Pour pouvoir couvrir de façon durable les besoins en Bois Energie :

- bien réglementer l'exploitation des ressources forestières destinées à l'Énergie depuis la coupe jusqu'à la technique de carbonisation en appliquant tous les dispositifs législatifs et réglementaires existants ou les adapter.
- Continuer la politique de reboisement en se focalisant sur les arbres à croissance rapide pour les besoins de bois de chauffe et le charbon de bois.
- il faut continuer la professionnalisation des charbonniers pour un meilleur rendement énergétique du produit (technique améliorée de carbonisation).
- il faut une bonne organisation spatiale pour les nouvelles plantations afin de bien couvrir les besoins énergétiques plus importants des zones éparpillées partout dans l'île pour un service de proximité, ou pour éviter l'éloignement des sites d'exploitation, de carbonisation et d'approvisionnement des points de vente . L'application des normes et mesures sur l'aménagement (appropriation de terrain) est une bonne option pour sécuriser les autres ressources forestières destinées à d'autres utilisations bien spécifiques.
- Affecter l'économie réalisée sur la réduction de l'utilisation de gasoil pour le reboisement et la gestion des ressources forestières à vocation énergétique. Un reboisement entre 500 ha et 4 000 ha sera réalisé dans les régions totalisant une surface de 36 000 ha par an au niveau national (la figure présente seulement l'effort de reboisement jusqu'à 2020). La mise en place de ces plantations est estimée à \$10 millions la première année, \$12 millions en 2015, \$20 millions en 2020.



Source : calcul AIDES avec cout unitaire de \$280/ha t taux d'actualisation de 10%

Figure 79. Besoin en reboisement à vocation énergétique et coût de l'opération

4.2 Promouvoir la production d'Agrocarburant :

L'agrocarburant permet de réduire l'importation de produits pétrolier et ainsi d'économiser des devises. Cette économie pourra être affectée pour inciter la production d'Énergies renouvelables.

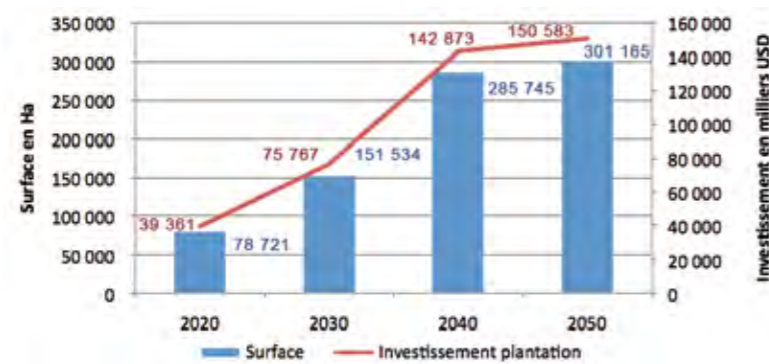
L'agrodiesel à partir du Jatropha

L'agrodiesel va compléter l'usage du gasoil comme carburant dans le secteur du transport, comme combustible dans la production d'énergie électrique et il va se substituer au pétrole lampant comme combustible source d'éclairage. La Plateforme Agrocarburant Durable (PAD) a proposé une indication pour introduire l'agrocarburant dans le paysage énergétique malgache, à savoir réaliser une incorporation progressive d'agrocarburant dans le gasoil. Pour plus de réalisme, le taux d'incorporation sera de 5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040. En plus, nous avons considéré que le pétrole lampant sera encore utilisé par 55% des ménages. Ainsi, le résultat sur la tendance de la production et de la consommation d'agrocarburant présenté plus haut dans l'analyse tendancielle montre une offre de 95 000 m³ d'agrocarburant en 2020 et qui atteindra 485 000 m³ en 2050.



Cliché 11. Plantation de Jatropha à Brickaville

L'agrodiesel sera produite à partir d'une plantation de 80 000 ha de jatropha pour un investissement de \$40 millions si l'on considère cette plante comme référence, et à partir d'une plantation totale de 300.000 ha d'ici l'année 2050 pour un investissement cumulé de \$150 millions (entre 2012 et 2050).



Source : calcul AIDES

Figure 80. Surface de culture requise et répartition des besoins en investissement pour la production d'agrodiesel de jatropha



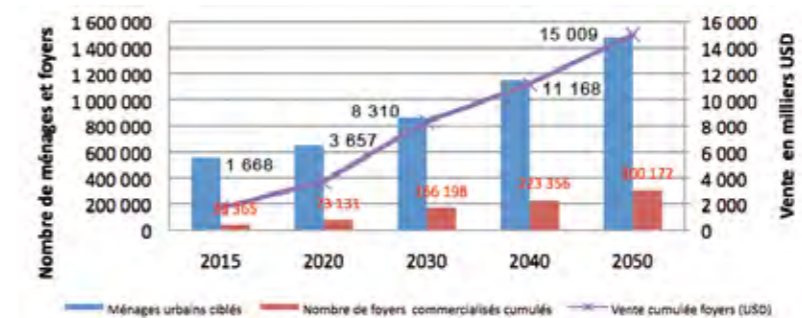
Cliché 12. Plantation de Jatropha à Ankazomborona (Région Boeny)

L'agroéthanol à partir de la canne à sucre

A condition que la production soit menée de manière durable, l'agroéthanol contribuera à atténuer la pression sur l'exploitation de notre forêt, à diversifier le choix des consommateurs en termes de types d'énergie pour la cuisson. L'agroéthanol ciblera les ménages qui consomment actuellement le pétrole lampant, le gaz, l'électricité, le charbon, le bois de chauffe, notamment ceux qui résident en milieu urbain. Le foyer à éthanol va partager ce marché avec les foyers économes.

La filière éthanol à usage domestique est encore une nouvelle filière à mettre en place ; ainsi, nous pensons que son operationalité prendra quelques années avant d'atteindre sa vitesse optimale.

Compte tenu de cela, nous estimons que la filière agroéthanol, à travers l'achat de foyer à éthanol et de l'éthanol domestique, convertira 20% des ménages ciblés, notamment urbains à termes. En 2015, nous estimons à 33 000 le nombre de ménages qui adopteront l'agroéthanol représentant 5% des ménages ciblés par les foyers à éthanol et foyers économes. La part de marché des foyers à éthanol atteindra 20% à partir de 2030 avec 166 000 ménages qui l'ont adopté. Cette part de marché restera constante jusqu'à 2050 où le nombre de ménage utilisant le foyer à éthanol atteindra 300 000.



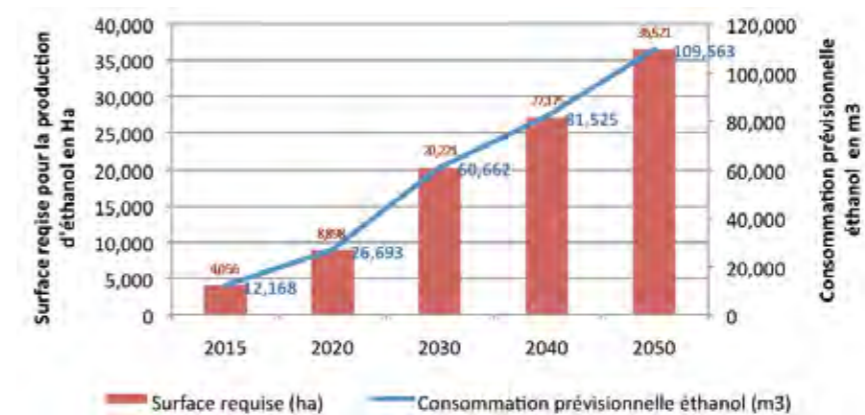
Source : calcul AIDES

Figure 81. Nombre de foyers à alcool commercialisés par rapport aux ménages ciblés



La demande en éthanol domestique sera autour de 4 000 m3 en 2015, ce qui représente la production de 12 000 ha de canne à sucre pour monter à 8 800 m3 en 2030 produit à partir de 26 000 ha. Le besoin en éthanol domestique atteindra 36 000 m3 en 2050 qui représente la production de 109 000 ha de canne à sucre.

Cliché 13. Plantation de Jatropha à Ankazomborona (Région Boeny)



Source : calcul AIDES

Figure 82. Surface requise pour la production d'éthanol domestique et le volume prévisionnel de consommation

4.2.1 A court terme

- Poursuivre et faciliter la concrétisation des projets d'investissements en cours, en veillant à leur durabilité
- En tenant compte des opportunités et des risques liés au développement du secteur, l'Etat doit tracer le chemin à suivre : la vision, la politique, et les textes adéquats en concertation avec tous les acteurs clés.
- Adopter une législation sur l'agrocarburant, considérant les acteurs amont et aval
- Monter un système d'information :
Pour les travaux de réflexion et la prise de décision, les CTD et STD sont les mieux placés pour faire remonter les informations de terrain, car il est essentiel d'avoir leur implication totale.
La création de base de données des recherches, la mise en commun et à disposition.
- La mise en place du Comité Local, Comité Régional et Comité National pour le suivi des investisseurs avec la création d'un système de suivi des activités du secteur tant au niveau local qu'au niveau national pour éviter les activités non déclarées ou illicites.
- Faire bénéficier la main d'œuvre des conditions de travail adéquates et des avantages sociaux

4.2.2 A moyen terme

- La mise en place d'un fonds d'appui, en amont et en aval :
 - recherches des semences, des plants,...
 - achat des matériels adéquats et performants,
 - échange, visite, formation,... (entre opérateur, entre paysans,...)
 - encadrement des paysans dans la production de matière première et leur transformation
- Faciliter l'accès au crédit pour l'ensemble du secteur de l'amont à l'aval
- Introduire l'agrocarburant sur le marché de l'éclairage domestique, incorporation dans le gasoil, utilisation pure dans les centrales thermiques, notamment pour alimenter les groupes dans les zones enclavés où l'approvisionnement en gasoil devient trop coûteux
- Utiliser l'agroéthanol comme combustible pour la cuisson
- Affecter l'économie réalisée sur la réduction de l'utilisation de gasoil afin d'appuyer les initiatives à la production d'agrocarburant.

4.3 Réduire la dépendance aux produits pétroliers

A moyen terme

La production d'agrodiesel constitue une opportunité pour Madagascar. Le secteur qui bénéficiera de l'utilisation de l'agrodiesel sera celui du transport avec la réduction de la demande en gasoil et les ménages avec le remplacement du pétrole lampant par l'huile brute de jatropha. La réduction de l'importation en gasoil et en pétrole lampant va permettre à l'Etat d'économiser des devises que l'on pourra affecter à la promotion des Energies renouvelables.

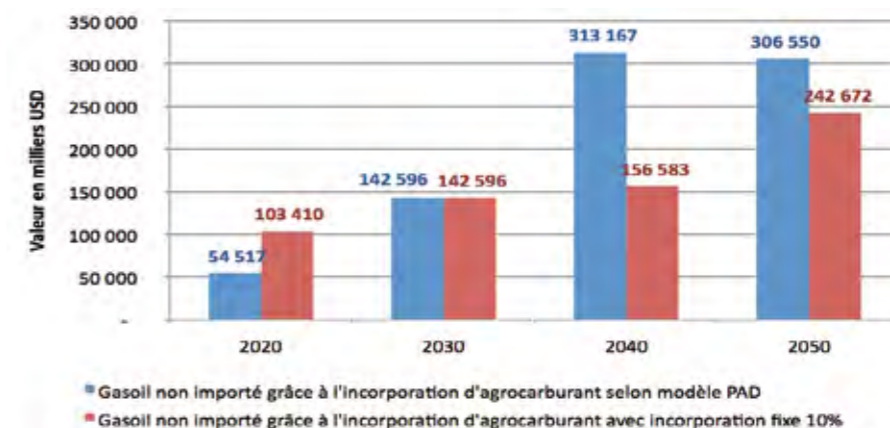
- Affecter une partie des revenus obtenus par Madagascar grâce à l'exportation des Produits Pétroliers pour promouvoir l'Énergie renouvelable,
- Réduire le volume d'importation en Produits Pétroliers au fur et à mesure de l'introduction des agrocarburants et affecter l'économie réalisée pour le développement des Energies renouvelables,

Economie réalisée sur la réduction de l'importation de gasoil :

L'analyse tendancielle de la demande en gasoil a montré une évolution croissante en fonction principalement de l'augmentation du parc de matériels de transport, notamment terrestre ainsi que l'augmentation du trafic de marchandises et des voyageurs.

L'importation en gasoil passera ainsi, en 2020 de 807 000 m³ à 1 137 000 m³ en 2050 dans le cas où le carburant sera utilisé à l'état pur. L'incorporation fixe d'agrodiesel à un taux de 10 % permettra de réduire l'importation à 731 000 m³ en 2020 à 955 000 m³ en 2050. Tandis que l'incorporation croissante d'agrodiesel selon le modèle de PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030, 20 % à partir de 2040) permettra de réduire l'importation à 767 000 m³ en 2020 pour atteindre 908 000 m³ en 2050. Nous avons retenu le prix du gasoil à la pompe à titre de référence pour faire le calcul.

L'économie de devise réalisée en termes monétaire suite à cette réduction d'importation sera au minimum \$103 millions en 2020 à \$242 millions en 2050 pour l'incorporation fixée à 10% tandis qu'avec l'incorporation selon le modèle PAD, l'économie atteint \$103,7 millions en 2015 à \$306 millions en 2050.



Source : calcul AIDES

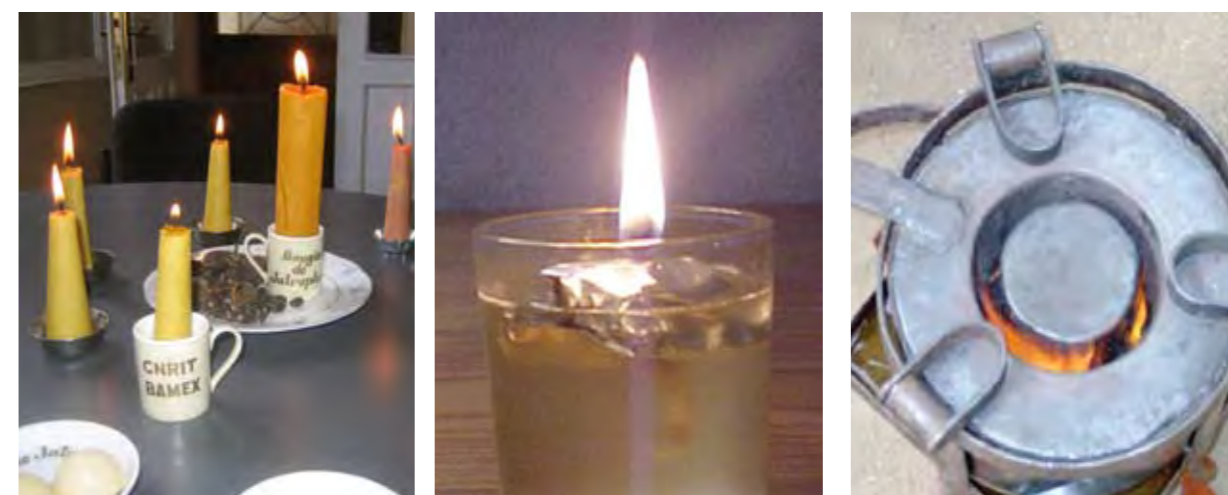
Figure 83. Evolution de devise économisée grâce à la réduction d'importation de gasoil et l'entrée de l'agrodiesel

Economie réalisée sur l'arrêt de l'importation de pétrole lampant :

Dans la pratique, il a été démontré que l'huile de jatropha peut remplacer totalement (100 %) le pétrole lampant comme source d'éclairage.

Le pétrole lampant est la source d'éclairage utilisée par la majorité des ménages malgaches actuellement. Les scénarii retenus dans l'analyse tendancielle de la demande sont de 3 ordres : le taux d'utilisation du pétrole lampant par les ménages est de 81 %, ensuite 55 %, et enfin 18 %. Le prix à la pompe du pétrole lampant a constitué la base du calcul.

Si la situation actuelle continue de persister, c'est-à-dire la majorité des ménages utilise encore le pétrole lampant comme source d'éclairage, c'est-à-dire 81% car le taux d'accès à l'Electricité reste faible, la substitution du pétrole lampant par l'huile de jatropha permet au pays de faire une économie de devise de \$58 millions en 2020 à \$99 millions en 2050. Dans le cas où la situation des ménages évolue et que l'Electricité constitue la source d'éclairage de la majorité des ménages et que seuls, 18% des ménages restent avec le pétrole lampant, le remplacement du pétrole lampant par l'huile de jatropha va permettre de faire une économie de devise de \$16 millions en 2020 et de \$25 millions en 2050. Et dans le cas où 55% des ménages utilisent encore le pétrole lampant d'ici 2050, son remplacement par l'agrodiesel permet une économie de \$40 millions en 2020 et \$68 millions en 2050

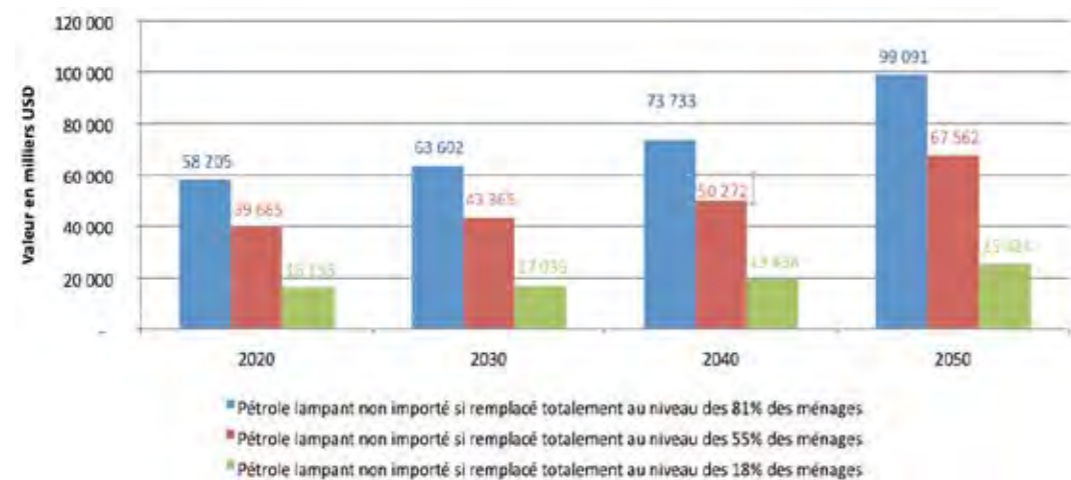


Bougie de jatropha (BAMEX)

Lampe à huile de Jatropha (BAMEX)

Foyer à huile de Jatropha

Cliché 14. Valorisation de l'huile de Jatropha pour l'éclairage et la cuisson



Source : calcul AIDES

Figure 84. Evolution de l'économie de devise grâce à l'arrêt de l'importation de pétrole lampant

5 Axes stratégiques 3 : Promouvoir l'exploitation rationnelle des ressources d'Énergies locales pour la production d'Énergie électrique

5.1 Renforcer et améliorer la gouvernance dans le secteur Electricité

A court terme

- Dans la politique générale du pays, il convient que l'Etat élabore une politique de développement économique clair, notamment dans la promotion des investissements dans les secteurs productifs (agriculture, industrie, tourisme et hôtellerie,...). Ceci permettra non seulement au sous-secteur électricité de mieux assurer ses services mais également lui permettra de rentabiliser ses investissements par l'augmentation de la consommation d'énergie électrique des secteurs d'activités économiques. Arrivé à ce stade, le sous secteur électricité pourra ainsi être considéré comme un moteur de développement économique en favorisant la consommation d'Énergie électrique pour les activités de production créatrices de valeur ajoutée, d'emploi et de richesse.
- Mettre à jour la loi 98-032 :
 - Introduire dans la présente loi d'autres procédures telles que la consultation, l'appel à candidatures et l'appel à projets et bien préciser les rôles des différentes entités dans le processus : élaboration des dossiers, lancement, sélection et négociation avec les soumissionnaires, suivi des travaux,...
 - Rehausser le seuil pour les contrats d'Autorisations pour les centrales hydroélectriques de 150 kW à 1 000 kW et pour la Distribution de 500 kW à 1 000 kW.
- Permettre au processus d'élaboration et de mise en œuvre des programmes impliquant la mise en place de centrales hydroélectriques, notamment pour les sites de grande taille de progresser avec le moins d'interférence politique afin de mettre en confiance les bailleurs de fonds et les investisseurs : planification, choix des sites candidats, passation du marché, suivi des travaux.
- Dans l'appui au développement du sous-secteur électricité, le rôle de l'Etat est de procéder aux études de faisabilité technique et financière de l'exploitation et de production d'une centrale. Ensuite, les appels d'offre sont ensuite lancés pour la construction de l'installation, et ensuite pour l'exploitation.
- Apporter des informations supplémentaires sur les opportunités d'investissement privé dans le secteur afin de faciliter leur prise de décision: études techniques, hydrologiques des sites candidats
- Poursuivre l'échange et la concertation avec le secteur privé pour attirer des investisseurs notamment ceux intervenant dans les secteurs porteurs : mines, tourisme et hôtellerie, agri business afin d'étudier des montages financiers permettant d'atténuer ou partager les risques, sécuriser encore plus les investissements :

- les possibilités de co-investissement dans la production et le transport d'électricité
- la possibilité de mise en place de fonds de garantie.

5.2 Investir dans les infrastructures de production d'Énergie électrique en valorisant les ressources hydroélectrique, solaire, éolienne, biomasse

5.2.1 Evaluer la puissance à installer pour satisfaire la demande

L'analyse tendancielle réalisée plus haut a montré une demande allant de 920 487 MWh en 2012 à 2 330 000 MWh d'ici 2050 si le taux d'accès à l'Electricité reste à 12 % avec un faible taux de croissance des abonnés industriels et atteindra 45 millions MWh en 2050 si un taux d'accès de 80% est réalisé accompagné d'un fort développement de la consommation industrielle.

Afin de satisfaire les demandes futures et relaté dans la figure ci-après, Madagascar aura besoin d'augmenter sa capacité de production en Electricité en ajoutant une puissance de 846 MW au moins jusqu'en 2050 dans le cas d'un taux d'accès de 12 % (scénario 1), de 8 GW dans le cas d'un taux d'accès à 40% (scénario 2) et de 16 GW dans le cas d'un taux d'accès de 80% et un important développement de l'industrie (scénario 3). Le plan PEMC élaboré par le JIRAMA qui s'arrête en 2030 prévoit une demande en puissance de 560 MW. La tendance établie dans le plan PEMC ressemble pratiquement avec celle du scénario 1 établi lors de cette étude. Les ressources hydroélectriques planifiées par ORE sont suffisantes pour satisfaire cette demande en puissance tandis que la puissance donnée par ces ressources sera dépassée au-delà de 2040 dans le cas du scénario 2 établi par cette étude. Pour le scénario 3, la puissance donnée par les ressources hydroélectriques ne sera pas suffisante à partir de 2030. Ces projections amènent à penser que Madagascar se doit de se préparer dès maintenant à la valorisation de ces différentes ressources naturelles à vocation énergétique dans la perspective d'un fort taux de croissance économique qui découlera d'une politique économique ambitieuse.

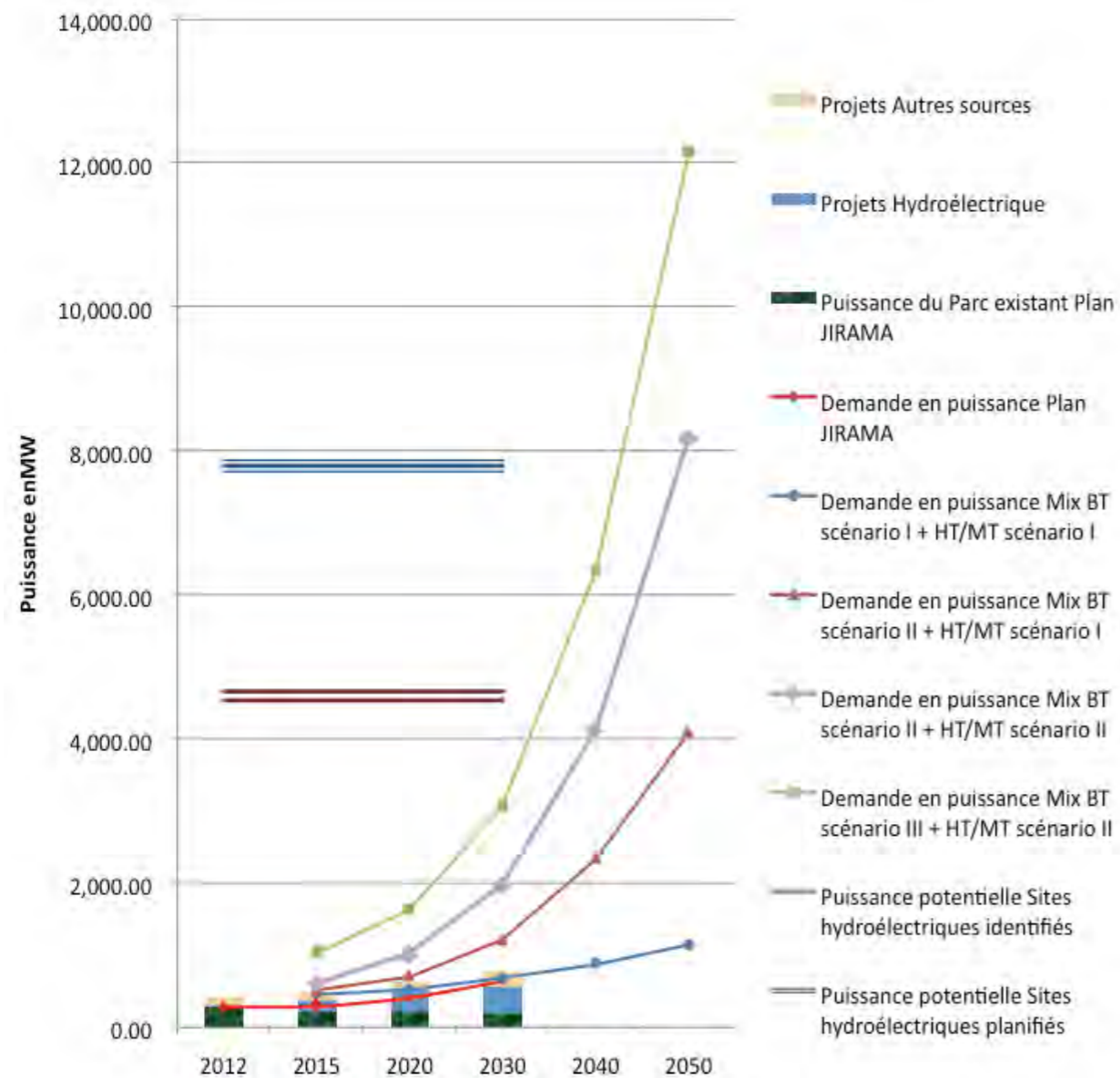
En outre, si l'on se réfère au PEMC de la JIRAMA, le recours à d'autres sources doit être toujours envisagé notamment dans les zones alimentées par les petits centres de la JIRAMA compte tenu de l'éloignement de ces zones. Ces petits centres au nombre de 59, constituent la majorité des centres gérés par la JIRAMA. Elles disposent pour la majorité, d'un parc de faible puissance inférieure à 500 kW et fonctionnent jusqu'à maintenant avec des groupes thermiques au diesel. Les analyses précédentes ont déjà montré la difficulté de viabiliser et de rentabiliser ces installations thermiques et qui ne permettent pas l'accès des usagers à de l'énergie électrique à moindre coût. La réflexion proposée pour le futur est la conversion progressive de ces centrales thermiques à l'énergie renouvelable. La coopération entre ADER et JIRAMA sera un atout pour réussir cette conversion. En effet, les localités urbaines alimentées par ces petits centres se trouvent isolées et donnent l'image d'un îlot entouré par un vaste monde rural qui devrait disposer de ressources naturelles renouvelables à vocation énergétique. Comme il y a un rapide passage entre milieu urbain et milieu rural dans ces zones, l'on pourrait envisager la possibilité de mise en place par ADER, d'une ou de plusieurs petites centrales hydroélectriques, ou de centrales thermiques à biomasse, ou solaire ou éolienne en milieu rural qui pourront produire de l'énergie électrique en quantité suffisante à la fois pour les usagers ruraux et pour les consommateurs urbains dans ces zones.



Cliché 15. Sources d'Énergies Renouvelables (Hydroélectrique, Eolienne et Solaire)

A titre d'illustration, le centre d'exploitation à Antsalova, dans le District Antsalova, Région Melaky est alimenté par 3 groupes thermiques donnant une puissance disponible de 93kW et une puissance de pointe de 68kW. La vente en 2011 a atteint 118MWh pour un nombre d'abonnés de 219 sur 296 ménages et a généré une recette de 58 millions Ariary avec un prix moyen de 489 Ar/kWh. Par contre, la production d'énergie électrique a atteint 136MWh avec une consommation de 47 000 Litres de gasoil estimée à 120 millions Ariary si l'on prend le prix du gasoil à la pompe. La comparaison de la recette avec la charge démontre l'absence de rentabilité d'un tel centre.

ADER est en train de préparer un dossier pour l'installation d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 100kW afin d'électrifier en même temps 4 localités (Antsalova, Antsalovabe, Ambalakazaha, Ambolatera) pour un nombre de ménages ciblés de 233. Le montant de l'investissement est estimé à 1,4 milliards Ariary. Cette installation pourra produire suffisamment d'énergie électrique pour remplacer les groupes de la JIRAMA qui ne fonctionneront plus qu'à titre de groupes d'appoint. La coopération entre ADER et JIRAMA permettra ainsi aux usagers d'utiliser de l'énergie électrique à moindre coût et accessible à tous.



Source : Calcul AIDES

Figure 85. Demande en puissance pour satisfaire la future demande d'ici 2050

5.2.2 Concrétiser les investissements qui sont déjà prévus pour les centrales hydroélectriques

A réaliser dans le court terme

La priorité doit être de choisir le site candidat sur les 6 sites hydroélectriques de grande taille dont la 1^{ère} phase d'étude a déjà été réalisée par SOGREAH avec l'appui de la Banque Mondiale.

L'action à court terme concerne le lancement des appels d'offres pour les 10 sites de l'ADER au stade de l'APD dont le montant total est de 32,6 milliard Ariary. Pour l'électrification rurale et la fourniture des petites centrales autonomes, les sites hydroélectriques inférieurs à 1.500 kW sont à privilégier dans les zones où leur installation est possible. Les petites centrales présentent quelques avantages car la mise à jour et/ou la finalisation de leur étude de faisabilité technique et financière ainsi que le lancement des travaux peuvent être bouclés dans un délai relativement rapide (entre 1 an et 5 ans) par rapport aux sites de grande taille. En plus, les financements de ces centrales peuvent intéresser rapidement les bailleurs tels que l'Union Européenne, la GIZ, la Banque Mondiale, l'AFD. L'étude et la mise en place des projets d'électrification à partir de la valorisation énergétique de la biomasse (agricole, industrielle, forestière), de l'énergie éolienne et solaire dans les zones potentielles seront également considérées et planifiées.

Tableau 60. Les sites candidats de la JIRAMA pour la mise en place de centrale hydroélectrique de grande taille

Site	Puissance Installée (MW)
Antafofo	160
Mahavola	300
Antetezambato	180
Lohavanana	120
Volobe Amont	90
Sahofika	300

Source : JIRAMA 2012

Tableau 61. Liste des sites hydroélectriques de ADER au stade d'APD 2012

Région	Commune	Site	Puissance Installée (kW)
Melaky	Antsalova	Antsalova	100
Haute Matsiatra	Camp Robin	Andriana	60
Sofia	Marotandrano	Andrianabe	60
Alaoatra Mangoro	Morarano Chrome	Maheriara	350
Sofia	Antsahabe	Marobakoly	600
Haute Matsiatra	Sahatona	Sahatona	220
Bongolava	Maritampona	Mandalobe	290
Ihorombe	Ranohira	Angodongodo	140
Amoron'i Mania	Imerina Imady	Ankarinarivo	80
Alaoatra Mangoro	Imerimandroso	Androkabe	1 500

Source : ADER 2012

A réaliser à moyen terme

- Finaliser les études pour les autres sites identifiés par ADER et la JIRAMA et lancer les travaux
- Une liste de 26 sites a été déjà considérée dans le plan PEMC de la JIRAMA et qui devrait être une bonne base pour poursuivre les investissements dans les centrales hydroélectriques. ADER prévoit aussi la mise en place de 83 petites centrales hydroélectriques à partir de 2013.



Carte 21. Potentialités en sites hydroélectrique de Madagascar

5.2.3 Produire de l'électricité par la valorisation de la biomasse

A réaliser dans le court terme

L'analyse de la performance des centrales à biomasse déjà installée par ADER sera réalisée dont le résultat sera à capitaliser.

Il convient de concrétiser les projets d'électrification dans le cadre du projet BIOENERGELEC qui vont valoriser les déchets forestiers, les balles de riz, les déchets des unités agro alimentaires:

- La Commune Rurale Ifarantsa, Région Anosy
- La Commune Rurale Manerinerina, Région Boeny
- Les Communes Rurales Mahaditra et Befeta, Région Haute Matsiatra
- Les Communes Rurales Didy et Ambohijanahary, Région Alaotra Mangoro

Il convient de mener une étude sur les potentiels réels de production de biomasse à vocation énergétique pour que cette filière puisse avoir sa place dans le paysage énergétique malgache. Les sources de biomasse potentielles sont :

- La bagasse issue de la transformation de la canne à sucre et de la production du sucre et de l'éthanol. Les zones potentielles concerneront donc celles qui font la culture de canne à sucre et fournissent les sucreries, ainsi que celles où des projets de production d'éthanol sont programmés. Par exemple : la région Boeny dont Namakia, la région Sofia dont Ambilobe, la région Atsinanana dont Brickaville et Toamasina, la région Menabe dont Morondava.
- La balle de riz issue des rizeries : les zones potentielles concerneront les greniers à riz de Madagascar comme la région Alaotra Mangoro dont la zone d'Ambatondrazaka, Amparafavola, la région Boeny dont la zone de Marovoay.
- Les déchets des produits forestiers : les zones potentielles concernent par exemple celles traversées par la forêt de Fanalamanga.

Ces études si elles s'avèrent concluantes, pourront être suivies par la planification de leur installation, l'étude de mise en place de ces centrales thermiques à biomasse, la recherche de financement et le lancement des travaux.

27.2.4 Poursuivre l'extension des réseaux

A réaliser dans le court terme

Il est encouragé de poursuivre l'extension du réseau dans les milieux périurbains et dans les zones à fortes potentialités économiques grâce à la collaboration entre ADER et JIRAMA. ADER a reçu 45 demandes des Communes rurales de sept (7) régions (Alaotra Mangoro, Analamanga, Analanjirofo, Atsinanana, Diana, Itasy, Vakinankaratra) concernant l'extension des réseaux JIRAMA. Ces demandes touchent 85 Fokontany comprenant une population de 117 808 individus.

En outre, le lancement d'une étude de faisabilité pour la mise en place de la ligne de transport Andekaleka-Tamatave pourra être envisagé.

A réaliser à moyen terme :

- Poursuivre l'étude et la planification de l'extension des réseaux
- Poursuivre l'interconnexion des grandes villes.

5.2.5 Autres mesures à prendre

A réaliser à court terme

- Poursuivre la mise en place de centrales éoliennes ou photovoltaïques dans les zones appropriées.

A réaliser à moyen terme

- L'utilisation des centrales thermiques serait limitée seulement comme solution d'appoint et de soudure et seront alimentées par l'agrocaburant.
- En collaboration avec les autres Ministères, il convient de protéger les ressources hydrauliques par :
 - Des actions de reboisement, d'aménagement, de protection des bassins versants, de gestion de l'eau ;
 - La Mise en place de retenues d'eau pour les installations hydroélectriques ;

5.3 Renforcement de la Jirama

5.3.1 Amélioration de la gestion

A réaliser à court terme

La JIRAMA se trouve à nouveau dans une situation financière difficile. Elle doit prendre toutes les mesures nécessaires pour arrêter les successions de pertes financières qu'elle enregistre depuis 2009. Ainsi, il est recommandé de :

- Garantir à nouveau l'autonomie de gestion de la Jirama et que la société privilégie entièrement sa qualité d'opérateur :
 - Ajustement tarifaire
 - Recouvrement des impayés de l'administration
 L'Etat et le Ministère de tutelle doivent surtout jouer leur rôle de contrôle.
- Améliorer la gestion financière de la JIRAMA, donc améliorer la qualité du reporting et le contrôle interne.
- Renforcer le contrôle sur la gestion financière de l'entreprise.
- Maîtriser l'ensemble des dépenses à travers les unités de production éparses.

Ces mesures sont vitales pour la société sinon elle devra survivre avec la subvention de l'Etat, ce qui est une situation non viable. Elles permettront également de regagner la confiance des bailleurs de fonds dont le concours sera sollicité tôt ou tard.

5.3.2 Amélioration de la performance technique

A réaliser à moyen terme

La JIRAMA ne dispose pas actuellement de ressource financière propre pour réaliser les travaux de maintenance et investir à court terme. Ainsi, les améliorations ci après seront prévues à moyen terme :

- Remettre en place les politiques et les procédures de maintenance qui s'inscrivent dans la durée.
- Mise en place d'un nouveau système de comptage : **SMART METER** (Compteur Intelligent) permettant le comptage à distance et le relevé en temps réel de la consommation. Cela réduit le vol (avant et au compteur, défaillance des agents effectuant le relevé,...).
- Gérer le transfert de compétences techniques indéniables du personnel-clé pour la relève.

5.4 Multiplier l'effort en matière d'électrification rurale par ADER

A part la pauvreté des populations rurales, la difficulté du développement de l'électrification est la faible densité de population du pays, l'éloignement ainsi que le faible développement technologique dans les activités économiques qui utilisent l'électricité. Compte tenu de cette situation, une leçon tirée de ces dernières années est que les centrales thermiques au diesel sont difficilement viables, rentables, pérennes en milieu rural voire ne le sont pas du tout.

L'électrification rurale devra avoir une orientation totale vers les énergies renouvelables en valorisant les sites hydroélectriques, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la biomasse afin que le coût de production soit faible permettant de proposer un tarif adapté au pouvoir d'achat des abonnés et promouvoir les activités de production.

Le défi pour l'électrification rurale sera de prendre des mesures pour mobiliser le financement des études et des futurs investissements. En effet, les investissements, notamment dans les centrales hydroélectriques sont beaucoup plus cher par rapport aux centrales thermiques au diesel.

5.4.1 Accroître la performance de ADER

En décidant de « mettre le paquet » dans la valorisation des ressources renouvelables de Madagascar, les défis en matière d'électrification qui attendent ADER doivent l'amener à bien se préparer et à multiplier ses efforts dans le futur. Aussi, il est important pour cette agence de pouvoir tirer les leçons sur ses réalisations passées afin d'asseoir les nouvelles stratégies pour l'avenir et orienter les futures décisions.

A réaliser à court terme :

- Effectuer des missions pour faire l'état des lieux de tous les sites en exploitation, ceux qui sont en phase de travaux.

Tableau 62. Perspective d'ADER 2012-2017

Mode de production	Perspective		Coûts
	kW	%	million US\$
Groupe électrogène	3 615	32,6%	
Hydroélectricité	5 736	51,7%	
Biomasse, Bagasse	1 352	12,2%	
Eolienne	185	1,7%	
Solaire	208	1,9%	
TOTAL	11 096	100%	100,55

Source : ADER, 2012

5.4.2 Renforcer la qualité technique des projets

Les projets en électrification rurale devront démontrer leur pertinence, leur faisabilité technique et leur rentabilité socio-économique. Un Taux de Rentabilité Interne minimum devra être exigé à tous projets. Le choix des sites candidats et des localités à électrifier doivent donc suivre cette logique. Les ressources à valoriser : ressource hydraulique, biomasse, solaire, éolienne doivent provenir de la zone elle-même. Ainsi, l'étude des potentiels en ces ressources est déterminante afin d'assurer la fourniture régulière en énergie électrique dans la localité. Cette notion de régularité d'approvisionnement constitue en effet, une exigence en matière de service public.

5.4.3 Capacité renforcée des opérateurs en matière d'exploitation d'une centrale en milieu rural

Compte tenu de la spécificité du milieu, les opérateurs qui vont exploiter les centrales doivent disposer des compétences nécessaires en matière de gestion, finance et commerce, en plus de leur expertise technique en matière d'électricité (production et distribution). Les opérateurs doivent se soumettre à effectuer un suivi et reporting régulier et systématique de leurs activités et des résultats. Par ailleurs, ils devront être capables de monter et de mener des opérations marketing et commerciale afin d'accroître le nombre des abonnés, ensuite d'effectuer le suivi de leur consommation et enfin de procéder au recouvrement.

La modalité de paiement de l'énergie électrique consommée devra tenir compte de la fluctuation saisonnière des revenus de la population rurale. Etant donné que leur activité se concentre principalement dans l'agriculture, leur revenu va varier selon les saisons : abondant en période de récolte et quasi nul en période de soudure.

La structure organisationnelle et la compétence du personnel constituent donc des facteurs de réussite importants dans la gestion d'une exploitation. Sur ce point, il s'agit de bien vérifier la capacité des opérateurs qui ont l'ambition de gérer plusieurs centrales à la fois.

A réaliser à court terme :

- Réaliser un audit sur la capacité technique des opérateurs actuels afin d'apprécier leur niveau de compétence et leur faiblesse, et identifier les types de renforcement de capacité à réaliser
- Organiser et programmer les formations.

5.4.4 Combiner les projets d'électrification avec la promotion d'autres activités économiques

Les projets d'électrification rurale peuvent devenir un véritable vecteur de développement économique. En plus, le succès de l'électrification rurale ne réside pas seulement dans la réussite des installations et leur bon fonctionnement sur le plan technique. Il est important que les projets d'électrification rurale s'intègrent vraiment dans le paysage

socio économique de son milieu d'insertion en apportant des solutions ou en offrant des opportunités pour la population locale de résoudre leurs problèmes.

▪ **Promotion combinée de l'électricité et de l'énergie de cuisson**

Deux (2) approches méritent réflexion :

- Coupler l'accès à l'électricité avec des actions de reboisement autour des sites hydroélectriques pour les protéger contre l'érosion, la promotion de l'utilisation des foyers économes au niveau des ménages. Des artisans dans la zone où cela est possible, peuvent être formés dans la fabrication de foyers économes et devenir une petite entreprise. Cette action constitue déjà une activité économique intéressante pouvant créer des emplois et de la valeur ajoutée. En accédant au foyer économe, les ménages bénéficiaires pourront faire des économies sur l'achat de combustible pour la cuisson (charbon de bois et bois de chauffe), qui leur permettront de payer la consommation en énergie électrique.
- Valorisation de la filière canne à sucre par l'exploitation de la bagasse dans une centrale et de l'éthanol domestique comme énergie de cuisson. Dans les zones où cela est possible, la culture de canne constitue une activité économique importante par la vente de la canne aux sucreries ou aux distillateurs d'alcool industriels ou artisanaux. Des activités génératrices de revenus vont se créer au niveau des paysans par la vente de bagasse à la centrale et la vente du jus aux unités de distillation. Ces revenus réguliers permettront aux ménages ruraux de payer l'électricité, l'éthanol pour la cuisson ainsi qu'une partie du coût du foyer à éthanol. Des projets pilotes menés récemment par la Fondation Tany Meva ont montré que l'utilisation de l'éthanol comme combustible domestique revient moins chère que le charbon de bois.

A réaliser à court terme

- Identifier les sites où une telle combinaison serait possible, et étudier le potentiel de production en bagasse.
- Installer un site pilote pour chaque combinaison et valider le schéma

A réaliser à moyen terme

- Faire une étude de faisabilité technique et financière pour l'ensemble des sites où les combinaisons sont possibles.

▪ **Promotion des activités économiques utilisant l'énergie électrique**

Les projets d'électrification rurale devront accompagner le développement des activités de production dans leur zone d'implantation et ne pas se cantonner à la fourniture d'énergie, en partenariat avec les projets de développement ou les services techniques déconcentrés du secteur ciblé. En milieu rural, les activités économiques ci après pourront faire appel à l'énergie électrique avec un accompagnement technologique adéquat :

- les activités agricoles post-récoltes : décortiquerie
- les petites unités agro alimentaires : huilerie, séchoir, minoterie, production de jus de fruits, production de glace alimentaire
- le travail du bois : menuiserie, scierie
- le travail du fer : construction métallique, réparation des matériels agricoles, des matériels de transport rural
- le stockage des produits alimentaires : installations frigorifiques pour les produits périssables (produits halieutiques, produits carnés,...)
- la restauration
- la recharge des batteries de téléphones

A réaliser à court terme :

- Identifier les activités économiques dans les sites de l'ADER pouvant être promues
- Développer des collaborations avec les projets de développement des petites entreprises rurales comme PROSPERER pour améliorer les technologies utilisées par ces petites entreprises en utilisant des équipements électriques en vue d'augmenter leur productivité, la qualité de leurs produits et services.

5.4.5 Alimentation des groupes thermiques au diesel par l'agrodiesel

Dans les zones où aucune autre solution n'est possible, les groupes thermiques au diesel pourront être alimentés par de l'agrodiesel. Dans les zones où les conditions de cultures durables le permettent, des activités de culture, de transformation des graines de jatropha en huile végétale pure pourront être promues afin d'alimenter les petites centrales thermiques. A titre d'illustration, la région Atsimo Andrefana est une zone de croissance de *Jatropha curcas* et *Jatropha mahafaliensis*. La Commune rurale d'Ankililaoka dans la région Atsimo Andrefana est électrifiée grâce à un groupe d'une puissance de 30 kW. La consommation d'électricité pourrait atteindre 54 750 kWh pour un temps de fonctionnement de 5 heures par jour. Si l'on considère une dépense en biodiesel de 0,3 litre/kWh, la centrale aura besoin d'un approvisionnement de 17 m³ d'huile de jatropha soit 70 Tonnes de graines soit la production de 25 Ha de jatropha mis à part les graines qui pourront être collectées. L'avantage d'une fourniture de proximité en agrocarburant est la réduction du coût due à l'élimination des coûts de transport entre 2 zones éloignées. Une production locale d'huile de jatropha peut revenir à 1 000 Ar/litre.

A réaliser à court terme

- Etudier le potentiel de production en graines et en huile de *jatropha curcas* et *mahafaliensis* par les activités de collecte à partir des plantations naturelles et évaluer le coût de production,
- Identifier les centrales thermiques au diesel pouvant être alimentés à l'huile de jatropha et croiser ces données par rapport aux zones de plantation naturelle et les projets de plantation de jatropha,
- Choisir une centrale thermique pour faire office de site pilote pour valider le schéma.

A réaliser à moyen terme

- Evaluer les besoins en agrodiesel pour alimenter les centrales thermiques,
- Monter un schéma d'approvisionnement en agrodiesel des centrales thermiques,
- Structurer et organiser une filière d'approvisionnement en agrodiesel des centrales thermiques : planteurs, producteurs, distributeurs.

5.4.6 Promouvoir l'autoproduction par les kits solaires pour les ménages des villages isolés et à faible densité

Afin de pallier au problème lié à l'éloignement et l'isolement de certains villages ainsi que la faible densité de la population, il serait judicieux dans certaines localités de promouvoir l'autoproduction par l'utilisation de kit solaire par les ménages. La diminution de l'importation de 1 000 T de produits pétroliers peut faire économiser au pays \$1 million. Cette somme permet d'équiper 2 500 ménages en kit de base leur permettant de s'éclairer et d'alimenter une radio.

Tableau 63 : Estimation de budget requis pour l'achat de kit afin d'équiper un ménage

Exemple d'équipement électrique pour un ménage	Prix (Ar)	Prix (USD)
3 lampes + radio FM	800 000	400
3 ampoules + radio FM + télé	4 000 000	2 000
3 ampoules + radio FM + télé + frigo	25 000 000	12 500
3 ampoules + radio FM + télé + frigo + chauffe-eau	30 000 000	15 000

Source des prix : Enquête auprès des vendeurs de kit à Antananarivo

CONCLUSION

Le secteur de l'énergie tel qu'il fonctionne depuis quelques années dans son exploitation, dans sa production, dans sa consommation et dans son organisation générale n'est pas encore arrivé à son objectif de permettre un accès à moindre coût de l'énergie (électricité) et de contribuer véritablement au développement socio-économique du pays, et laisse des empreintes écologiques négatives pour l'environnement (bois énergie, hydrocarbures). Ce contexte difficile est attribuable à un manque de volonté politique dans la prise de décision d'orienter le secteur vers les énergies renouvelables, à une faible valorisation de nos ressources naturelles locales, à un manque de lisibilité et de visibilité quant à l'évolution du secteur, à l'absence d'un mécanisme pouvant gérer de façon cohérente l'ensemble de tous les sous-secteurs, à un manque de constance, de persévérance, de rigueur dans la gestion du secteur.

Par contre Madagascar dispose d'atouts considérables : ses potentielles ressources naturelles énergétiques (potentiel hydroélectrique bien identifié, énergie éolienne exploitable, énergie solaire exploitable, biomasse, disponibilité de surface immense compatible avec la culture de l'agrocarburant, et la plantation des arbres à croissance rapide pour les besoins en bois énergie,...). En plus, le pays possède des compétences techniques, de cadres institutionnel et réglementaire globalement adéquats qui ensemble devront permettre la valorisation de ces ressources naturelles.

Dans ces conditions, il importe pour les autorités compétentes de prendre une décision politique afin d'axer leur choix stratégique, dans le secteur énergie, sur le développement de l'utilisation optimale des énergies renouvelables à l'échelle du pays ; des énergies renouvelables à moindre coût (donc accessible à tous) et à moindres émissions de gaz à effet de serre (pour la préservation de notre environnement naturel). Il est tout aussi important d'accompagner cette priorité stratégique majeure d'une mise en place d'un mécanisme de gestion cohérente de tous les sous-secteurs énergétiques pour pouvoir de façon globale gérer dans l'espace et dans le temps l'interdépendance et/ou la complémentarité de ces sous-secteurs en établissant un schéma directeur pour l'ensemble et avec la mise en place d'un organe de régulation à l'image de l'ORE, OMH,...pour ceux qui n'en ont pas encore.

Comme l'activité de production d'énergie constitue une activité économique à part entière, il convient de lui donner un environnement favorable et sécurisant afin d'inciter encore plus les opérateurs du secteur privé à s'y investir, tel via l'existence d'un système de garantie.

Pour faire progresser de façon plus cohérente le secteur énergie à Madagascar, il est capital d'avoir l'implication entière et totale de toutes les parties prenantes du secteur avec d'autres partenaires au développement (Ministère de l'énergie et Ministère des hydrocarbures, Ministère de l'Aménagement du territoire, Collectivités territoriales décentralisées, les bailleurs de fonds, les opérateurs privés, les chercheurs, les ONG concernés, et bien d'autres,...).

En substance, par rapport au présent diagnostic, Madagascar a le potentiel de suivre la tendance mondiale vers l'utilisation des énergies renouvelables au service du développement socio-économique en exploitant ses potentielles ressources énergétiques locales. **L'île pourrait donc développer et assurer un accès à une énergie propre et durable pour tous à l'échelle du pays.**

BIBLIOGRAPHIE

- Agence CAPSULE - 2011 - "ETUDE DE MARCHE POUR LA DIFFUSION DE CUISEURS SOLAIRES A MADAGASCAR" - WWF;
- BEGUERIE V., BLANCHARD K. - 2009 - "THE POTENTIAL FOR RENEWABLE ENERGIES IN RURAL AREAS OF MADAGASCAR" - ONUDI (Organisations des Nations Unies pour le Développement Industriel) Bureau de Représentation pour l'Océan Indien à Antananarivo (Comores, Madagascar, Maurice, Seychelles) ;
- BLECUA V., BIHEL N. P. - 2003 - "ATLAS EOLIEN : CARTOGRAPHIE GLOBALE DU GISEMENT EOLIEN DE LA COTE EST DE MADAGASCAR" - VERGNET SA. WINERGY ;
- Bertrand A. - 1992 - "APPROVISIONNEMENT EN COMBUSTIBLE LIGNEUX D'ANTANANARIVO ET MAHAJANGA" - UPED - Cirad-forêt, Groupement Louis Berger, Serdi ;
- Bertrand A. - 1989 - "ANALYSE ECONOMIQUE DE L'APPROVISIONNEMENT D'ANTANANARIVO EN PRODUITS FORESTIERS ET PROPOSITIONS DE REFORME DE LA REGLEMENTATION ET DES REDEVANCES FORESTIERES" ;
- Bertrand A. - 1992 - "LES FILIERES D'APPROVISIONNEMENT EN BOIS ENERGIE D'ANTANANARIVO ET DE MAHAJANGA. EVOLUTIONS ET PERSPECTIVES, PROPOSITIONS POUR LA PLANIFICATION DES ACTIONS" ;
- Bertrand A., Ribot J. C., Montagne P. - 1998 - "REVUE DOCUMENTAIRE PREALABLE A L'ELABORATION D'UNE POLITIQUE ET D'UNE STRATEGIE DE GESTION DES FEUX DE VEGETATION A MADAGASCAR." - in Bertrand, a. & Sourdat, m. - 1998 - feux et déforestation à Madagascar - Paris-montpellier ;
- Bertrand A., Ribot J. C., Montagne P. - 2004 - "THE HISTORICAL ORIGINS OF DEFORESTATION AND FOREST POLICY IN FRENCH-SPEAKING AFRICA, FROM SUSPERSTITION TO REALITY?" - in. Babin, d., 2004 - CIRAD-UNESCO_MAB, Paris-montpellier ;
- Briane D., Doat J. - 1985 - "GUIDE TECHNIQUE DE LA CARBONISATION, LA FABRICATION DU CHARBON DE BOIS" - Agence française pour la maîtrise de l'Energie, Association bois de feu, Centre technique forestier tropical, Edisud, Aix en provence ;
- Brondeau A. - 1999 - "USAGES FORESTIERS ET PRODUCTION DE CHARBON DE BOIS EN PERIPHERIE D'UNE AIRE PROTEGEE A MADAGASCAR, MEMOIRE D'INGENIEUR DU GENIE RURAL ET DES EAUX ET FORETS" - ENGREF-CIRAD ;
- CARAMCODEC-2009-"ELABORATION D'UN CADRE JURIDIQUE RENOVE DE L'APPROVISIONNEMENT DURABLE EN BOIS ENERGIE A MADAGASCAR" - MEM, MINENVEF, Intelligent Energy ;
- Centre Culturel et Educatif à l'Environnement - 2001 - "RAPPORT DES REALISATIONS DE FORMATIONS EN TECHNIQUE AMELIOREES DE CARBONISATION : MAROLAMBO, MANARIMEVALOKA" - CCEE-PEDM ;
- CIRAD - 2006 - "ETUDE DE FAISABILITE POUR LA PLANTATION ET L'EXPLOITATION SECURISEE D'ESSENCES FORESTIERES DESTINEES A L'APPROVISIONNEMENT DES UTILISATEURS DE LA VILLE DE TOLIARA" - WWF, MINENVEF, FFEM ;
- DIRECTION GENERALE DE LA METEOROLOGIE - 2008 - "LE CHANGEMENT CLIMATIQUE A MADAGASCAR" - Météo Malagasy, MTPM, Climate Systems Analysis Group, The World Bank ;
- DUHEM C., RAZAFINDRAIBER., FAUVET N. - 1999 - "LES CEMADIRECTEUR D'APPROVISIONNEMENT EN BOIS ENERGIE DES VILLES DE MAHAJANGA, MAROVOAY ET AMBATO-BOENY" - PPIM, FOFIFA/CIRAD ;
- FAO - 2010 - "EVALUATION DES RESSOURCES FORESTIERES MONDIALE 2010, RAPPORT NATIONAL : MADAGASCAR" - FAO : Département des Forêts, Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture ;
- GIZ - ND - "FICHE TECHNIQUE PROJET GREEN MAD ANTSIRANANA" ;
- Groupement Cirad Forêt-FOFIFA - 1999 - "EVALUATION DES RESSOURCES LIGNEUSES, GROUPEMENT CIRAD FORET-FOFIFA" - PPIM ;
- Innovation Energie Environnement - 2007 - "LES BIOCARBURANTS EN EUROPE" ;
- INSTAT - 2010 - "ENQUETE PERIODIQUE AUPRES DES MENAGES", INSTAT, Direction Générale, Direction des Statistiques des Ménages.
- INSTAT - 2011 - "TABLEAU DE BORD DE L'ECONOMIE DE MADAGASCAR" - Institut National de la Statistique, Direction Générale, Direction des Synthèses Economiques ;
- JOREZ J. P. - 1992 - "ENQUETES SUR LA CONSOMMATION D'ENERGIE DOMESTIQUE DES COLLECTIVITES DE MAHAJANGA" - UPED, Groupement Louis Berger, Serdi ;
- Ministère de l'Energie - 2009 - "POLITIQUE SECTORIELLE ENERGIE" ;
- Ministère de l'Energie et des Mines - 2008 - "ARRETE N° 27525/2008 FIXANT LA SPECIFICATION DU

- *SUPERCARBURANT SANS PLOMB 95* - Ministère de l'Énergie et des Mines ;
- Ministère de l'Énergie et des Mines - 2008 - "ARRETE N° 2721/2008 FIXANT LES SPECIFICATIONS DU GAS-OIL" - Ministère de l'Énergie et des Mines ;
- Ministère de l'Environnement et des Forêts - 2010 - "POLITIQUE NATIONALE DE L'ENVIRONNEMENT : DECLARATION DE POLITIQUE" ;
- Ministère de l'Environnement et des Forêts - ND - "STRATEGIE NATIONALE DU MECANISME DE DEVELOPPEMENT PROPRE A MADAGASCAR" ;
- MONTAGNE P. - ND - "APPUI A LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATEGIE ENERGIE DOMESTIQUE DE LA REGION ANOSY (SEDRA)" - CIRAD-IRG ;
- MONTAGNE P., RAZAFIMAHATRATRA S., RASAMINDISA A., CREHAY R. - 2010 - "ARINA, LE CHARBON DE BOIS A MADAGASCAR : ENTRE DEMANDE URBAINE ET GESTION DURABLE" - CITE, CARAMCODEC, CIRAD ;
- OMH - 2011 - "INFOS CLES SUR L'AVAIL PETROLIER" - Office Malgache des Hydrocarbures ;
- ONG AROTIA - 2001 - "RAPPORT DE CHOIX DE SITES DANS LE CADRE DE TRANSFERT DE GESTION BOIS-ENERGIE" - PPIM ;
- ONG AROTIA - ND - "RAPPORT DE FINALISATION DE MISE EN PLACE DES QUATRE CONTRATS GELOSE BOIS-ENERGIE DANS LES SITES DE : BEDO, ANTSALOVA, BELAVENOKA, MAHAMAVO" - AROTIA-PEDM ;
- Orientation rurale pour le développement et la réussite économique - 2001 - "RAPPORT FINAL DES REALISATIONS DES TREIZE UNITES DE FORMATION EN TECHNIQUES AMELIORES DE CARBONISATION" - ORDRE-PEDM ;
- PAD (Plateforme Agrocaburiant Durable) - 2011 - "AGROCARBURANT POUR UN DEVELOPPEMENT DURABLE : LE CHEMIN A SUIVRE" ;
- PARTAGE - 2008 - "ANALYSE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN ENERGIE DOMESTIQUE AU NIVEAU DE LA COMMUNE DE TOLIARA" ;
- PARTAGE. - 2008 - "RAPPORT FINAL : ANALYSE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE EN ENERGIE DOMESTIQUE AU NIVEAU DE LA COMMUNE DE TOLIARA" ;
- PARTAGE. - 2011 - "STRATEGIE ABETOL MISE A JOUR :EXTENSION SUR L'AXE RN 10, ZONE DU PLATEAU MAHAFALY" - FFEM, COGESFOR, CIRAD, WWF, L'Homme et l'Environnement ;
- PARTAGE - 2011 - "ANALYSE DE LA FILIERE BOIS ENERGIEPARTICIPANT A L'APPROVISIONNEMENT DE A VILLE DE TOLIARA SUR LE PLATEAU MAHAFALY" - FFEM, COGESFOR, CIRAD, WWF, L'Homme et l'Environnement ;
- PEPSE (Poverty Eradication and Planning of Sustainable Energy) - 2008 - "ELECTRIFICATION DE 73 COMMUNES RURALES DANS 9 REGIONS DE MADAGASCAR PAR ENERGIES RENOUVELABLES : AMORONI MANIA, ANDROY, ANOSY, ATSIMO ANDREFANA, ATSIMO ATSIANANA, HAUTE MATSIATRA, IHOROMBE, MENABE, VATOVAVY FITOVINANY" - Fondation Energies pour le Monde, Ministère de l'Énergie et des Mines, Otto Von Guericke Universitat Magdeburg ;
- Projet GPF; DEF. CTFT, Nogent/marne Bertrand A. - 1989 - "ANALYSE ECONOMIQUE DE L'APPROVISIONNEMENT D'ANTANANARIVO EN PRODUITS FORESTIERS ET PROPOSITIONS DE REFORME DE LA REGLEMENTATION ET DES REDEVANCES FORESTIERES" - Nogent/marne ;
- RABEARIVELO W. - 2007 - "ETUDES SUR LA CAPITALISATION DES ACQUIS RELATIVE A L'UTILISATION DE L'ENERGIE ALTERNATIVE" - MINENVEF-DGEEF-Unité de Coordination PE III ;
- RABEZANDRINA R. - 1991 - "PLANNIFICATION ENERGETIQUE DE MADAGASCAR / ANNEXE III : TRAVAUX ANALYTIQUE / III.4- RAPPORT SECTORIEL ENERGIES RENOUVELABLES" - U.P.E.D (Unité de Planification de l'Énergie Domestique), SERDI, LAHMEYER International ;
- RAJAONERA C., MASE R. - 1994 - "EVOLUTION DES CONSOMMATIONS DOMESTIQUES DE CHARBON DE BOIS DANS LES VILLES D'ANTANANARIVO ET DE MAHAJANGA DE 1992 A L'AN 2015" ;
- RAJAONSON B. et Al. - 1995 - "PROPOSITION D'UNE POLITIQUE DE DECENTRALISATION DE LA GESTION DES RESSOURCES RENOUVELABLES ET DES FEUX DE VEGETATION" - OSIPD/ONE, Antananarivo ;
- RALAI FENOMANANA F. R. - 2011 - "LES FILIERES DE PRODUCTION BIOENERGETIQUE" - MinAgri-Direction de la coopération Agricole ;
- RALAINDIMDY T. - 2010 - "ENERGIE DURABLE : QUELLE VISION POUR MADAGASCAR ?" - WWF ;
- RAZAFINDRAKOTONIRINA T., SOANOTAHINA F. - 2010 - "CONTRIBUTION A L'EVALUATION DE LA DEGRADATION DU FORET : UNE ETUDE DE CAS DU FOKONTANY DE SAHAMBANO, COMMUNE RURALE DE SAHAMBANO, DISTRICT IHOSY ET REGION IHOROMBE" - DREF IHOROMBE ;
- REGION ATSIMO ANDREFANA - 2010 - "ARRETE REGIONAL N° 022 MATD/RSO PORTANT SUR LA REGLEMENTATION DE LA FILIERE BOIS ENERGIE DANS LA REGION ATSIMO ANDREFANA" - MATD/REGION ATSIMO ANDREFANA ;
- SCHMITT L., RASAMINDISA A. - 1998 - "DURABILITE DE LA PRODUCTION DE BOIS ENERGIE DES TAILLIS D'EUCALYPTUS ROBUSTA A MADAGASCAR (1994-1998)" - FOFIFA-DRFP, Antananarivo ;
- SIM - 2007 - "VISION « INDUSTRIE 2010 » POUR UNE STRATEGIE DU DEVELOPPEMENT" - Syndicat des Industries de Madagascar ;
- UFIP - 2010 - "LES BIOCABURANTS EN FRANCE, UNION FRANÇAISE DES INDUSTRIES PETROLIERES" ;
- UPED. CIRAD-FORET, Nogent/marne Bertrand A. - 1992 - "LES FILIERES D'APPROVISIONNEMENT EN BOIS ENERGIE D'ANTANANARIVO ET DE MAHAJANGA - Evolutions et perspectives, propositions pour la planification des actions, Nogent/marne ;
- UPED, Groupement Louis Berger, Serdi - 2010 - "LES ENTRETIENS EUROPEENS SUR LA FILIERE DES BIOCABURANTS EN EUROPE : UN ACTEUR DE DEVELOPPEMENT DURABLE ?" - Les entretiens Européens, Confrontations Europe ;
- USAID, IRG ET GISC - 2009 - "ETUDES SUR LA PRODUCTION ET LA CONSOMMATION EN PRODUITS FORESTIERS LIGNEUX A MADAGASCAR" ;
- USAID/IRG JARIALA - 2006 - "ETUDE SUR LA CONSOMMATION ET LA PRODUCTION EN PRODUITS FORESTIERS LIGNEUX A MADAGASCAR" ;
- USAID/IRG/JARIALA - 2005 - "RECENSEMENT DES PLANTATIONS D'EUCALYPTUS ET D'AUTRES ESPECES A VOCATION ENERGETIQUE AUTOUR DE LA VILLE DE FORT-DAUPHIN" - Projet d'appui à la gestion durable de l'environnement et des écosystèmes forestiers à Madagascar ;
- USAID/JARIALA - 2008 - "RAPPORT DE L'ATELIER DE VALIDATION DU PLAN DE ZONAGE FORESTIER DREEFT SAVA" - MEEFT, JARIALA ;
- USAID/JARIALA - 2009 - "RAPPORT DE VALIDATION DU PLAN DE ZONAGE DREEFT SAVA" ;
- WORLD BANK - 2011 - "ETHANOL AS HOUSEHOLD FUEL IN MADAGASCAR-HEALTH BENEFITS ECONOMIC ASSESSMENT, AND REVIEW OF AFRICAN LESSONS FOR SCALING-UP - WORD BANK" ;
- WWF, BAMEX - 2007 - "DEVELOPPEMENT DURABLE DES BIOCABURANTS A MADAGASCAR" ;
- WWF - 2011 - "DIFFUSION DE LAMPES BASSES CONSOMMATION DANS LES GRANDES VILLES DE MADAGASCAR" ;
- WWF - 2011 - "THE ENERGY REPORT : 100% RENEWABLE ENERGY BY 2050" ;
- WWF - 2011 - "PREMIERE PHASE DE L'ETUDE STRATEGIQUE DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR AGROCARBURANT A MADAGASCAR : ETAT DES LIEUX DE LA SITUATION ACTUELLE DU SECTEUR" - UNDP, Plateforme Agrocaburiant Durable ;
- WWF - 2011 - "ENERGY PROGRAM : SYNERGIE ENERGIE-ENVIRONNEMENT DANS LE ATSIMO ANDREFANA DE MADAGASCAR, PROJET SEESO/WWF-MG 927" ;
- WWF - 2011 - "PROJET SEESO : REBOISEMENT BOIS ENERGIE DANS LE ATSIMO ANDREFANA DE MADAGASCAR, LE BILAN DE TROIS CAMPAGNES" ;
- WWF - 2011 - "ETUDE HISTORIQUE DE LA DEFORESTATION" ;
- WWF - 2011 - "GUIDE SECTORIEL POUR LA REALISATION D'UNE ETUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT" - MinEnvF, WWF, ONE, UNDP ;
- WWF - 2011 - « ETAT DES LIEUX DU SECTEUR AGROCARBURANT A MADAGASCAR » - WWF, PNUD, PAD
- WWF - 2011 - « POTENTIEL DE PRODUCTION D'AGROCARBURANT DURABLE A MADAGASCAR - EVALUATION DU BESOIN EN AGROCARBURANT A L'ECHELLE NATIONALE » - WWF, PNUD, PAD

WEBGRAPHIE

www.omh.mg
 www.caramcodec.com
 www.ore.mg
 www.ader.mg
 www.jirama.mg

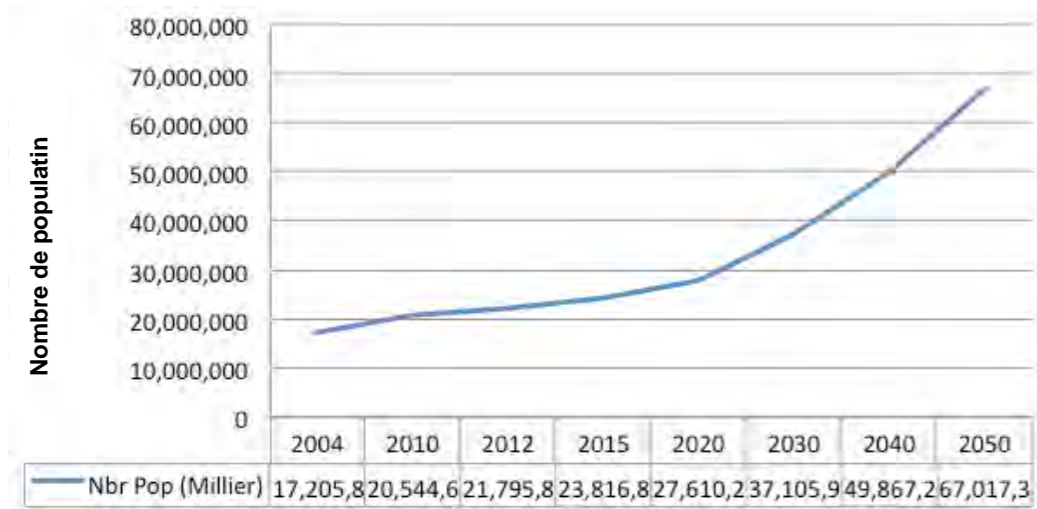


ANNEXES

Annexe 1 : Donnée démographique

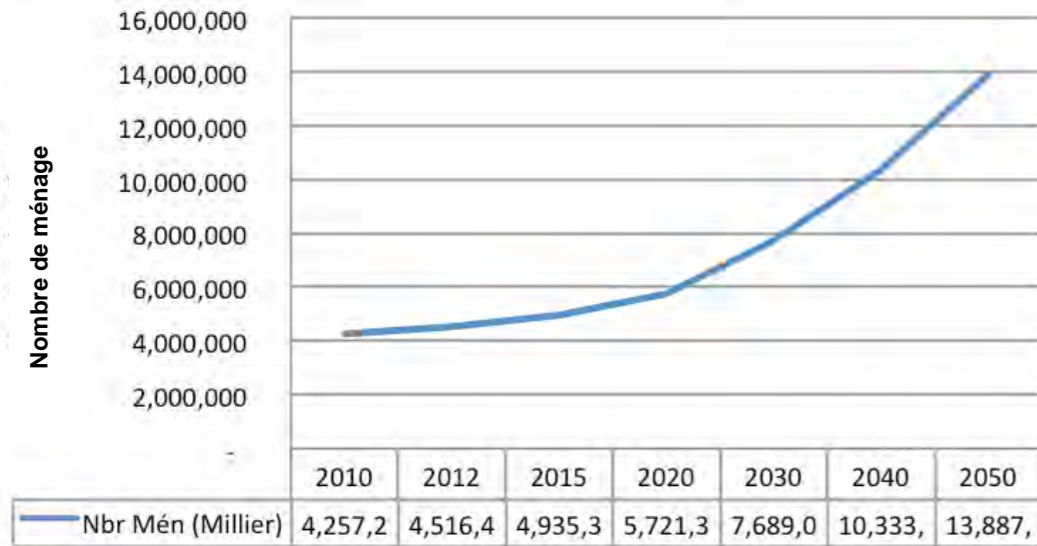
1 Courbe d'évolution de la population de 2004 à 2050

Taux de croissance de 3 %



2. Courbe d'évolution du nombre de ménage de 2010 à 2050

Taille des ménages : 4,8

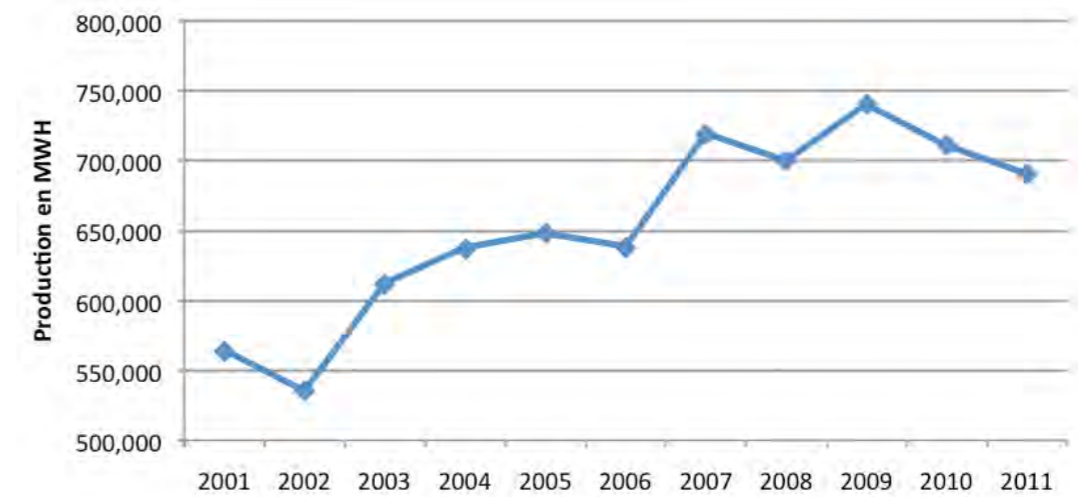


Annexe 2 : Données statistique sur la production et la vente d'énergie électrique de la JIRAMA

(Source Jirama, 2012)

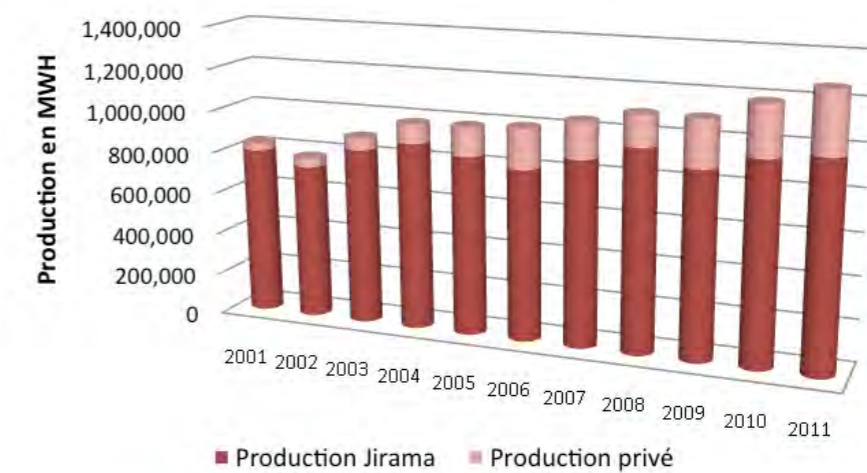
1. Evolution de la production en Electricité des centrales hydrauliques

Production en MWH	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	563 945	535 324	611 629	637 001	647 903	637 922	719 082	699 652	740 389	710 960	690 337



2. Part de la production en Electricité entre JIRAMA et les sociétés privées

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pro-duction Jirama	797 940	736 709	840 039	891 104	851 131	813 920	880 746	957 618	882 821	951 983	979 121
Pro-duction privé	34 801	42 525	57 785	92 315	137 276	189 642	170 594	146 128	220 231	237 821	288 526
Total pro-duction	832 741	779 234	897 824	983 419	988 407	1 003 561	1 051 340	1 103 746	1 103 052	1 189 804	1 267 647

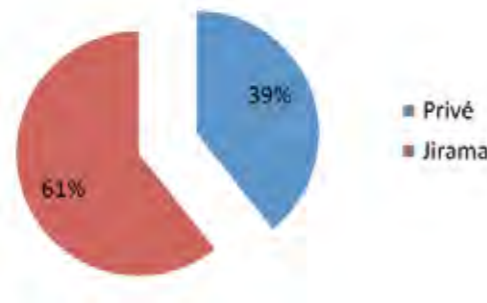


3. Part de la puissance des groupes entre JIRAMA et les privés

Appartenance	Privé*	Jirama	Total
Puissance des groupes dans les centrales thermiques (KW)	135 822	209 718	345 540

*Privé vendant l'électricité ou louant des groupes à la Jirama

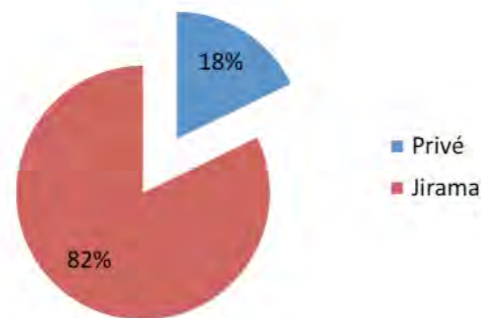
Puissance des groupes dans les centrales thermiques (KW)



Appartenance	Privé*	Jirama	Total
Puissance des groupes dans les centrales hydrauliques (KW)	22 776	104 870	127 646

*Privé vendant l'électricité ou louant des groupes à la Jirama

Puissance des groupes dans les centrales hydrauliques (KW)

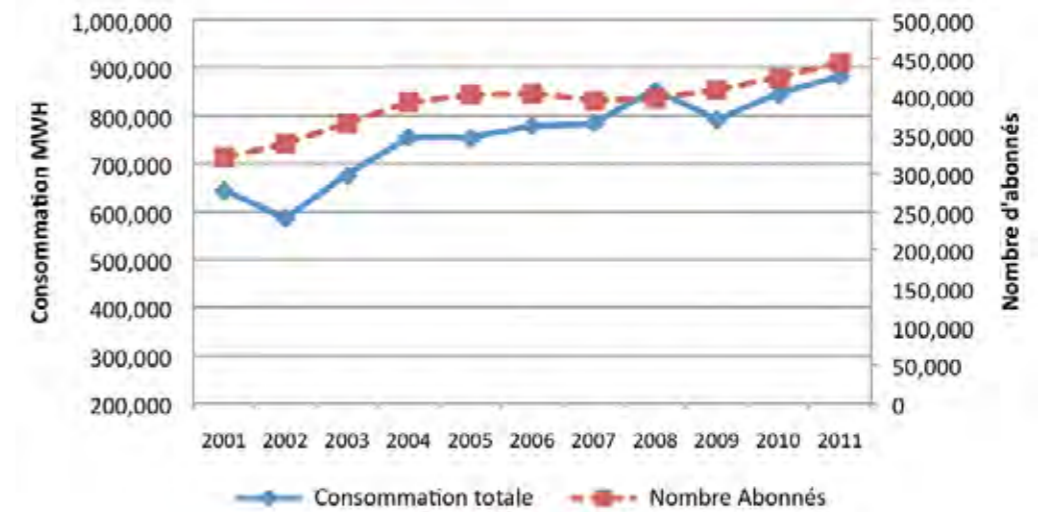


4. Système de production d'Énergie électrique du réseau interconnecté Antananarivo de la JIRAMA

REGION	CENTRE D'EXPLOITATION	NOMBRE		PUISSANCE DISPONIBLE (KW)	
		THERMIQUE	HYDRAULIQUE	THERMIQUE	HYDRAULIQUE
Analamanga	Ambohimambola	3			
Analamanga	Ambohimambola	4		13 500	
Analamanga	Ambohimambola	15		18 000	
Analamanga	Antelomita		6		8 200
Analamanga	Tsiazompaniry		2		2 500
Analamanga	Mandraka		4		24 000
Analamanga	Mandroseza	4		36 000	
Atsinanana	Andekaleka		2		62 000
Vakinankaratra	Antsirabe	9		9 600	
Vakinankaratra	Manandona		3		800
Vakinankaratra	Sahanivotry		1		10 100
		35	18	77 100	107 600

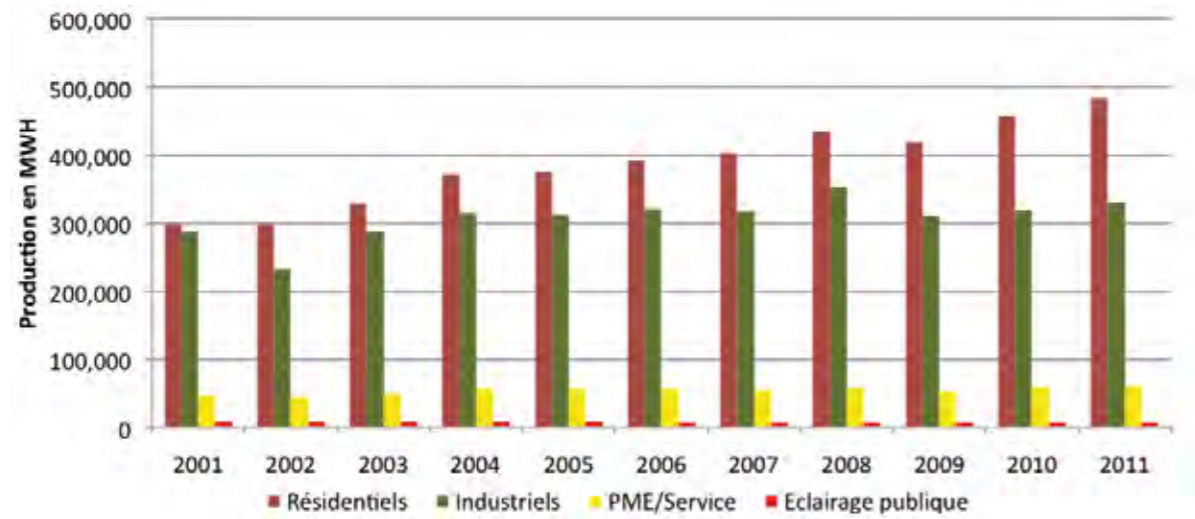
5. Evolution de la consommation d'Énergie électrique du réseau Jirama à Madagascar

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation en MWH	644 236	585 457	675 536	753 990	753 715	778 291	783 842	852 237	791 003	843 950	882 910
Nombre Abonnés	320 817	338 282	364 483	391 793	401 900	403 777	394 396	396 727	408 003	423 885	444 575



6. Evolution de la consommation en Electricité selon les catégories des consommateurs

Consommation en KWH	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Résidentiels	298 184	298 379	328 110	371 798	375 829	393 048	402 377	433 806	419 190	456 822	483 215
Industriels	288 342	232 497	288 540	314 831	312 182	320 665	317 709	353 439	311 189	319 151	330 714
PME/Service	48 405	44 694	49 240	57 134	56 203	56 293	55 427	58 103	52 916	59 767	61 098
Eclairage publique	9 306	9 886	9 647	10 227	9 502	8 284	8 329	6 890	7 708	8 210	7 883
Total	644 236	585 457	675 536	753 990	753 715	778 291	783 842	852 237	791 003	843 950	882 910



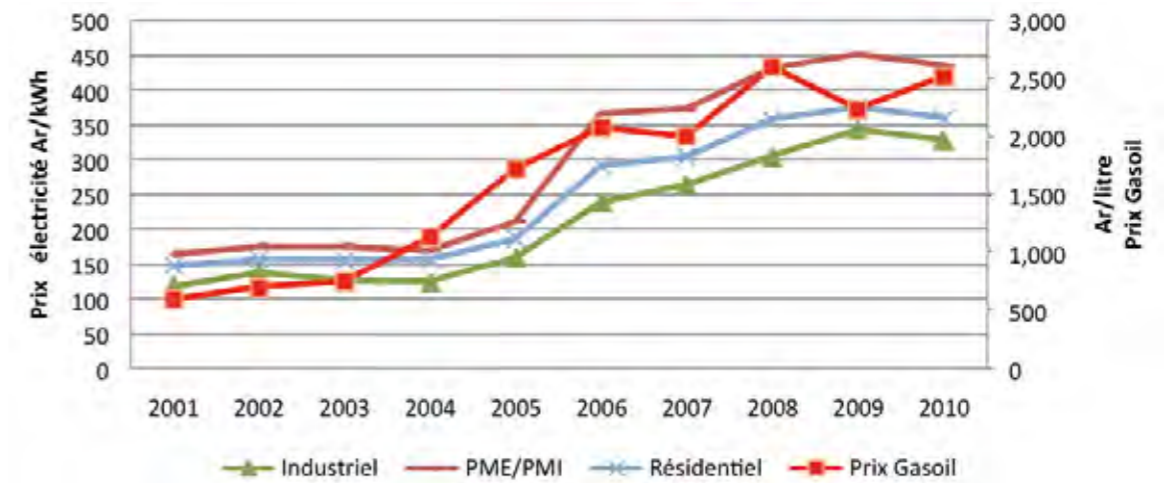
7. Evolution du segment de marché selon les catégories de consommateurs en termes de consommation d'Electricité dans le réseau JIRAMA

Consommation en KWH	2001	2005	2008	2011
Résidentiels	298 183	375 828	433 805	483 214
Industriels	288 342	312 182	353 438	330 713
PME/Service	48 404	56 202	58 102	61 098
Eclairage publique	9 305	9 501	6 889	7 882



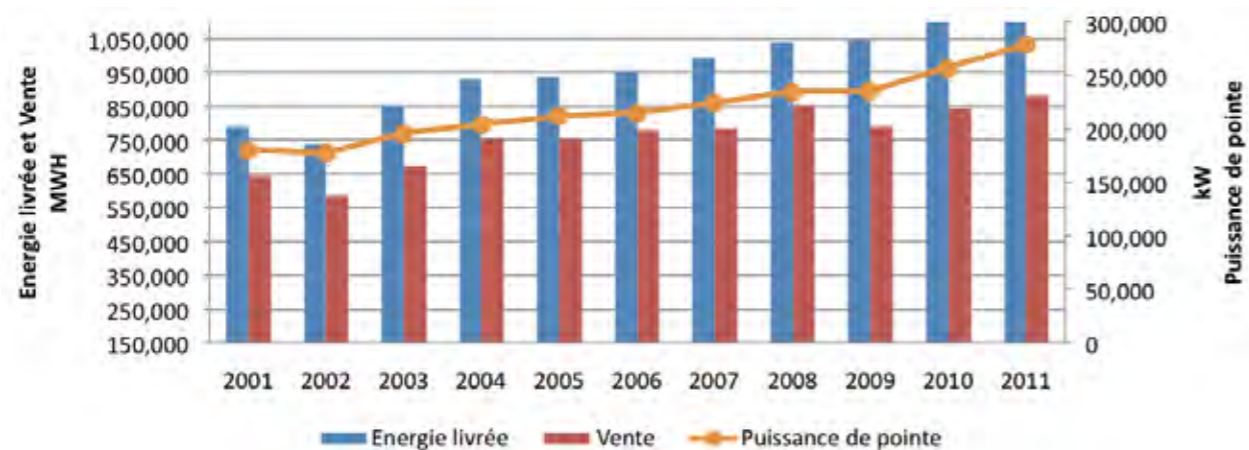
8. Variation du prix de l'Electricité entre 2001 et 2011 (Source Jirama/OMH, 2012)

Prix (Ar/kwh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Moyenne ensemble abonnés	135	149	143	142	175	274	292	340	367	352
Moyenne Industriel	117	135	124	122	157	237	263	303	343	327
Moyenne PME/PMI	164	174	175	169	210	365	372	431	451	433
Moyenne Résidentiel	147	157	155	156	185	290	303	357	375	359
Prix Gasoil à la pompe (Ar/litre)	595	694	743	1 126	1 711	2 072	1 999	2 599	2 229	2 513



9. Evolution de la vente d'Electricité par rapport à l'Energie livrée entre 2001 et 2011

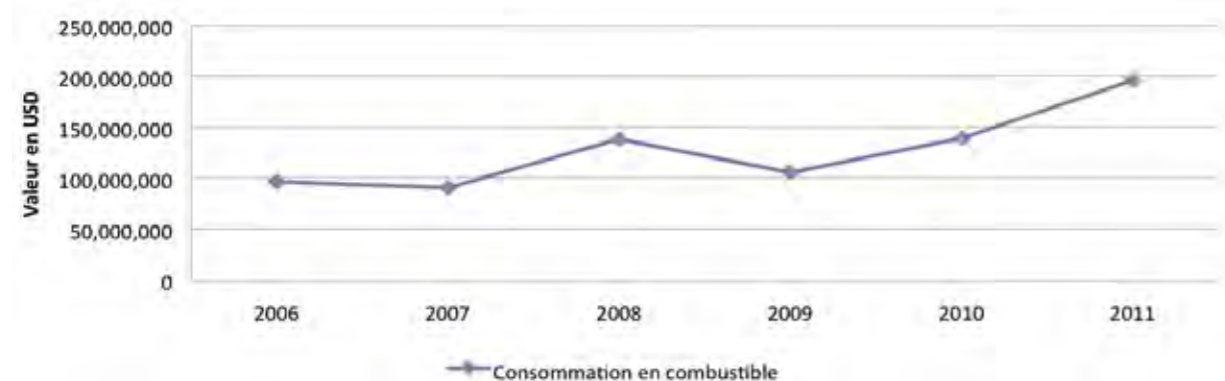
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energie livrée (MWH)	789 369	737 326	851 530	930 574	937 751	953 453	992 729	1 039 174	1 044 715	1 126 059	1 183 534
Vente (MWH)	644 236	585 457	675 536	753 990	753 715	778 291	783 842	852 237	791 003	843 950	882 910
Puissance de pointe (MW)	180 355	177 250	195 737	204 008	211 782	214 762	223 811	234 428	234 964	256 537	278 708



10. Evolution de la consommation en combustible des centrales thermiques en termes monétaire (USD)

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasoil (m3)	86 890	80 723	62 471	46 650	51 007	56 571
Fuel oil (m3)	6 063	10 455	44 384	48 025	72 425	87 881
Total (m3)	92 953	91 178	106 855	94 675	123 432	144 452
Prix unit moyenne (USD/m3)*	1 036	999	1 299	1 115	1 133	1 361
Coût (USD)	96 299 420	91 087 045	138 804 397	105 562 394	139 848 571	196 599 785

*Prix unitaire moyenne calculé sur la base prix du GO à la pompe (OMH) et prix FO (Jirama)

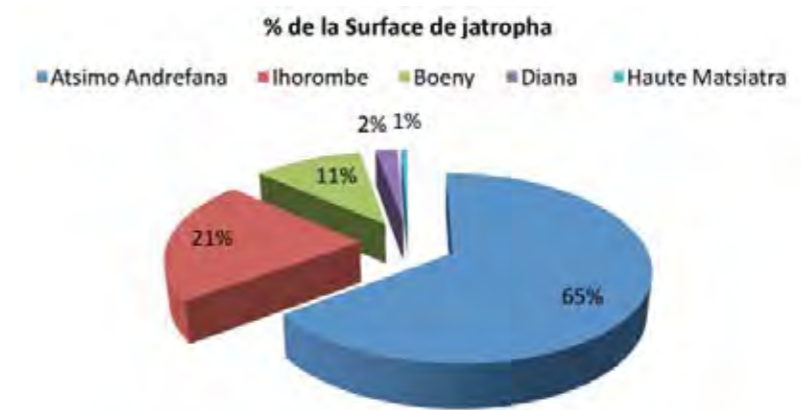


Annexe 3. Données statistique sur le sous secteur agrocarburant

(Source : WWF, Etude stratégique du secteur agrocarburant, 2011)

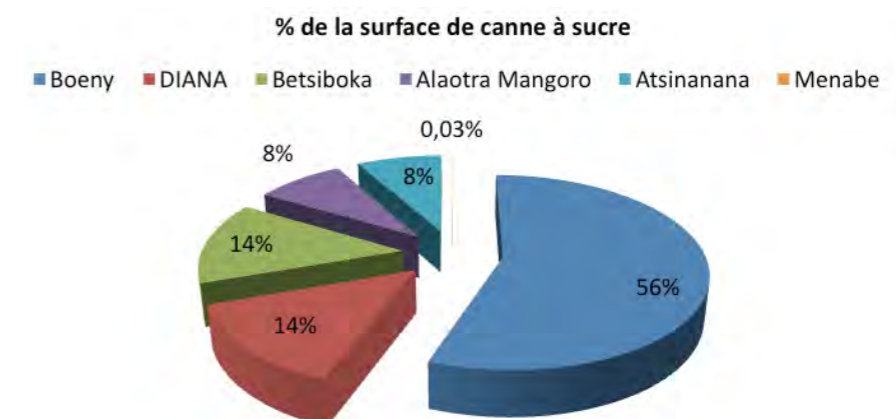
1. Répartition régionale des projets agro diesel en termes de surface de jatropha

Région	Surface (ha)	%
Atsimo Andrefana	300 000	64,82%
Ihorombe	100 000	21,61%
Boeny	49 810	10,76%
Diana	10 000	2,16%
Haute Matsiatra	3 000	0,65%
Total	462 810	100%



2. Répartition régionale des projets agroéthanol en termes de surface de canne à sucre

Régions	Surface (ha)	%
Boeny	20 000	55,69%
Diana	5 000	13,92%
Betsiboka	5 000	13,92%
Alaotra Mangoro	3 000	8,35%
Atsinanana	2 900	8,08%
Menabe	12	0,03%
Total	35 912	100,00%

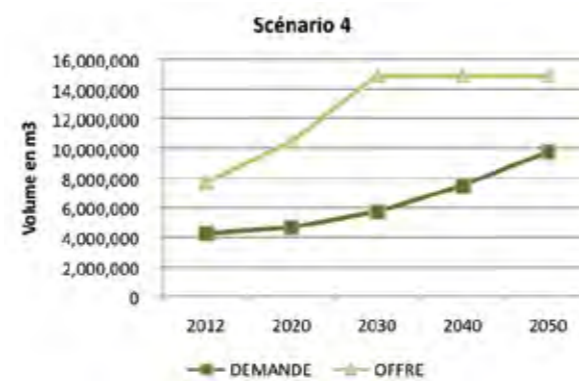
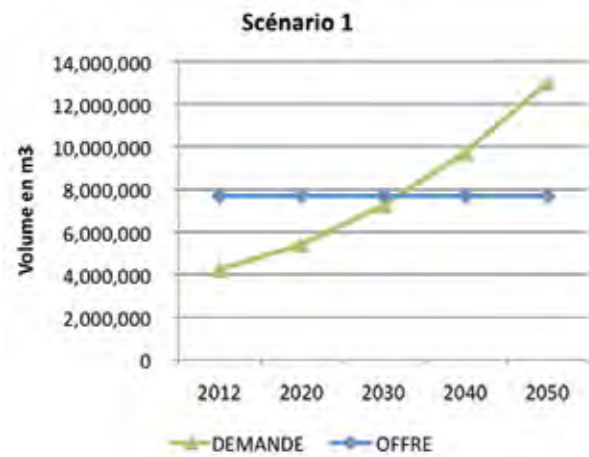


Annexe 4. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en charbon de bois

1. Estimation de l'offre et de la demande en charbon de bois

	Demande Stationnaire	Demande en Evolution
Offre Stationnaire	Scenario 1	Scenario 3
Offre en Evolution	Scenario 2	Scenario 4

Valeur traduite en charbon équivalent en bois sec m3								
Année	Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
	Demande	Offre	Demande	Offre	Demande	Offre	Demande	Offre
2012	4 227 459	7 688 574	4 227 459	7 688 574	4 227 459	7 688 574	4 227 459	7 688 574
2020	5 356 191	7 688 574	5 356 191	10 388 574	4 672 259	7 688 574	4 672 259	10 388 574
2030	7 198 185	7 688 574	7 198 185	14 888 574	5 716 160	7 688 574	5 716 160	14 888 574
2040	9 673 641	7 688 574	9 673 641	14 888 574	7 456 938	7 688 574	7 456 938	14 888 574
2050	13 000 406	7 688 574	13 000 406	14 888 574	9 768 382	7 688 574	9 768 382	14 888 574



2. Economie réalisée grâce à la promotion de l'utilisation des foyers économes et foyers à éthanol

Economie en bois obtenue sur les foyers économes

	2020	2030	2040	2050
% des ménages urbains utilisant charbon	15%	30%	40%	50%
Nb ménages ciblés	129 495	258 522	458 765	741 718
Nombre consommateurs	628 051	1 253 832	2 225 010	3 597 332
Performance du foyer (%)	35	35	35	35
Réduction consommation charbon (t)	21 982	43 884	77 875	125 907
Réduction consommation charbon (m3)	31 403	62 692	111 251	179 867
Réduction consommation bois (m3)	261 688	522 430	927 088	1 498 888

Economie en bois obtenue sur les foyers à éthanol

	2020	2030	2040	2050
% des ménages urbains utilisant charbon	10%	20%	20%	20%
Nb ménages ciblés	73 131	166 198	223 356	300 172
Nombre consommateurs	354 685	806 060	1 083 277	1 455 834
Performance du foyer (%)	100	100	100	100
Réduction consommation charbon (t)	35 469	80 606	108 328	145 583
Réduction consommation charbon (m3)	50 669	115 151	154 754	207 976
Réduction consommation bois (m3)	422 244	959 596	1 289 615	1 733 136

Economie totale en bois obtenue sur la consommation

	2020	2030	2040	2050	Obs
Nombre de ménages ciblés	202 626	424 720	682 121	1 041 890	
Economie totale en bois (m3)	683 932	1 482 025	2 216 703	3 232 024	
Consommation bois si statut quo (m3)	5 356 191	7 198 185	9 673 641	13 000 406	Scénario 1,2
Consommation bois grâce aux foyers (m3)	4 672 259	5 716 160	7 456 938	9 768 382	Scénario 3,4

Base pour le calcul

Désignation	Correspondance	Observation
Rendement de production:	12%	100 kg de bois produit 12 de charbon
Densité	700 kg = 1m ³	Volume charbon / Poids de charbon
Consommation en charbon	100kg/pers/an	
Taille des ménages moyenne nationale EPM	4,85	

Annexe 5. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en hydrocarbures

1. Courbe d'évolution du nombre de ménages utilisateurs de Pétrole Lampant

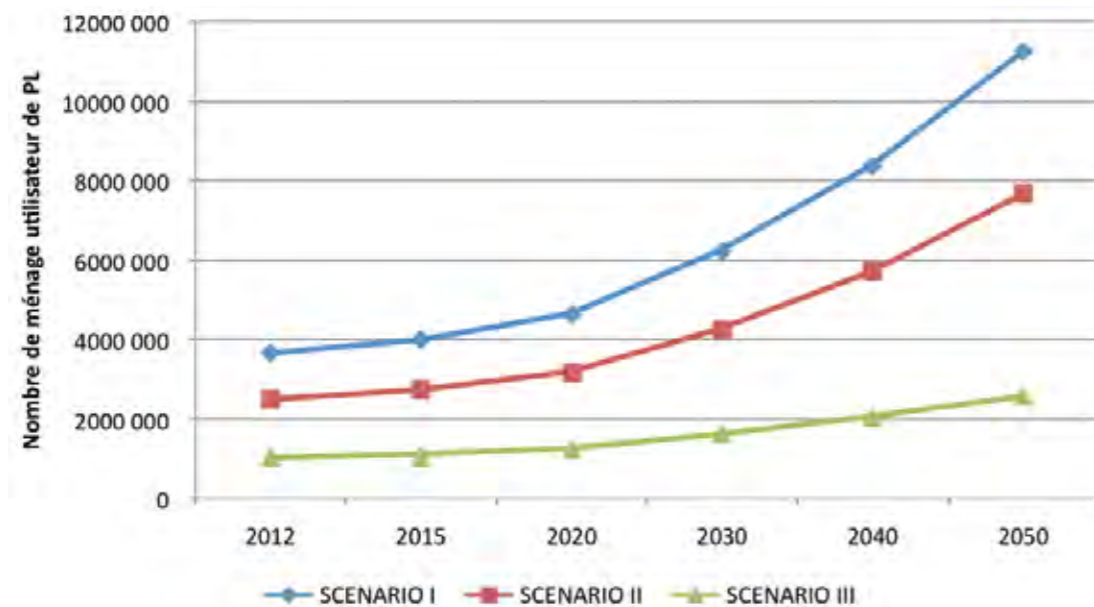
L'enquête EPM 2010 de l'INSTAT a démontré que le pétrole lampant constitue la 1^{re} source d'éclairage des ménages avec un taux de 81 %. Ainsi, nous avons estimé la part du pétrole lampant dans la fourniture d'énergie d'éclairage par rapport à cette proportion, comme le montre le tableau suivant dans lequel la proportion des ménages consommant le pétrole lampant est envisagée suivant 3 scénarii

- Scénario I : la situation actuelle ne change pas, c'est-à-dire la majorité des ménages 81% utiliseront encore le pétrole lampant jusqu'à 2050,
- Scénario II : 55% des ménages utiliseront encore le pétrole lampant d'ici 2050
- Scénario III : Il ne restera plus que 18% des ménages utilisant le pétrole lampant d'ici 2050

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Ménages ayant accès à l'électricité	12%	40%	80%
Ménages utilisant d'autres sources d'Energie	88%	60%	20%
<i>Générateur</i>	1%	1%	0,23%
<i>Pétrole lampant</i>	81%	55%	18%
<i>Bougies</i>	4%	2,73%	0,91%
<i>Autres</i>	2%	1,36%	0,45%

Le nombre des ménages utilisant le pétrole lampant selon les 3 scénarii est présenté ci après :

ANNEE	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scénario I	3 658 364	3 997 593	4 634 306	6 228 119	8 370 072	11 248 676
Scénario II	2 494 339	2 725 631	3 159 754	4 246 445	5 706 867	7 669 552
Scénario III	1 024 039	1 078 419	1 229 666	1 606 613	2 035 634	2 569 722

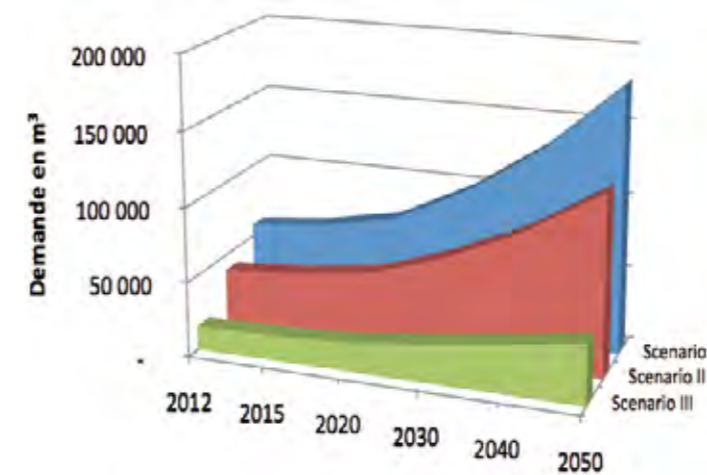


2. Evolution tendancielle de la demande en pétrole lampant comme éclairage au niveau des ménages

- Scénario I : la situation actuelle ne change pas, c'est-à-dire la majorité des ménages 81% utiliseront encore le pétrole lampant jusqu'à 2050,
- Scénario II : 55% des ménages utiliseront encore le pétrole lampant d'ici 2050
- Scénario III : Il ne restera plus que 18% des ménages utilisant le pétrole lampant d'ici 2050

Le volume de pétrole lampant consommé d'ici 2050 est obtenu en multipliant le nombre de ménage par la consommation moyenne de pétrole lampant entre 2007 et 2010 tirée des données de l'OMH et du nombre des ménages de l'INSTAT.

Unité en m³	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scenario I	58 205	63 602	73 733	99 091	133 169	178 968
Scenario II	39 685	43 365	50 272	67 562	90 797	122 024
Scenario III	16 155	17 036	19 438	25 424	32 292	40 875

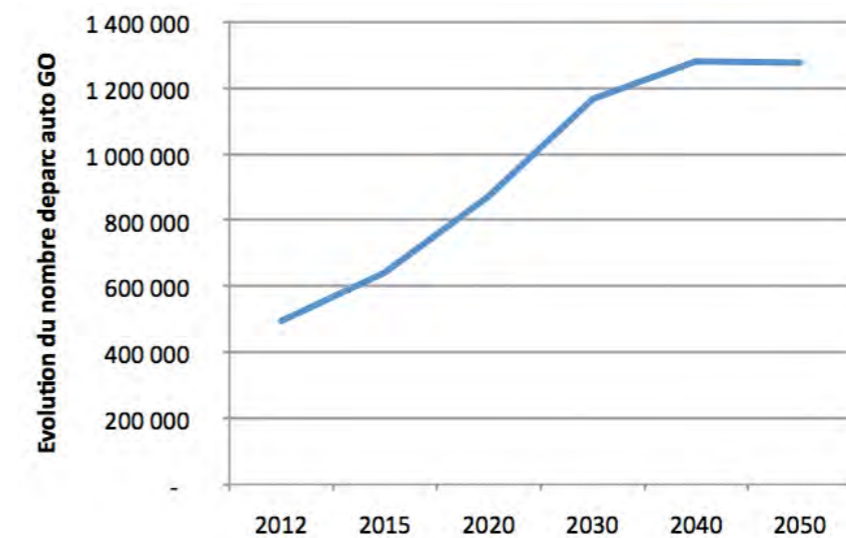


Consommation	Cons° par ménage en litre par an	Consommation	Cons° par ménage en litre par an
Analamanga	21,05	Alaotra Mangoro	13,18
Vakinankaratra	18,02	Boeny	29,20
Itasy	21,05	Sofia	11,37
Bongolava	21,06	Betsiboka	21,05
Matsiatra Ambony	18,02	Melaky	5,07
Amoron'i Mania	21,05	Atsimo Andrefana	11,71
Vatovavy Fitovinany	16,18	Androy	4,18
Ihorombe	16,15	Anosy	4,18
Atsimo Atsinanana	8,50	Menabe	8,65
Atsinanana	24,52	Diana	32,2
Analanjirifo	3,30	Sava	16,19

3. Courbe d'évolution de parc véhicule utilisant le gasoil

Afin d'estimer la demande en gasoil du secteur transport, nous avons procédé au traitement des données sur l'évolution du parc de 2000 à 2009. Nous avons identifié les types de véhicule diesel à partir des données obtenues auprès du Ministère du transport. Nous avons estimé l'évolution du parc de voiture diesel en considérant comme paramètre la durée de vie d'une voiture qui est de 15 ans, et l'augmentation du parc de 50 000 voitures par an dont 20 000 immatriculées à Antananarivo.

	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Antananarivo	172 473	221 528	302 656	404 880	445 979	443 663
Antsiranana	22 825	29 317	40 053	53 581	59 020	58 714
Fianarantsoa	259 800	333 693	455 899	609 881	671 790	668 301
Toliary	13 936	17 900	24 455	32 715	36 035	35 848
Toamasina	17 015	21 854	29 858	39 942	43 997	43 768
Mahajanga	9 388	12 058	16 474	22 038	24 275	24 149
Total du parc véhicule diesel	495 436	636 349	869 395	1 163 038	1 281 098	1 274 444

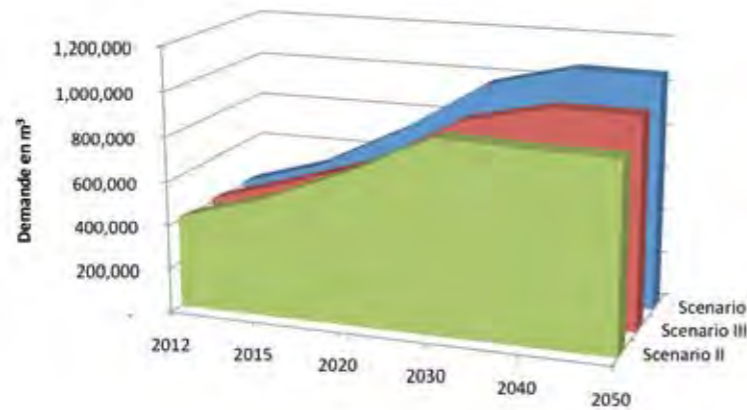


4. Evolution tendancielle de la demande en gasoil pour le transport

- Scenario I : la consommation en carburant est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scenario II : le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040).
- Scenario III : le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel à 10 % à partir de 2020 ;

La consommation totale en gasoil est calculée en multipliant le nombre de voiture par la consommation moyenne estimée à 0,83 m³ par véhicule obtenue à partir de la division de la consommation en gasoil (2007-2010) tirée des données OMH par le nombre de parc véhicule diesel tiré des données du Ministère du transport.

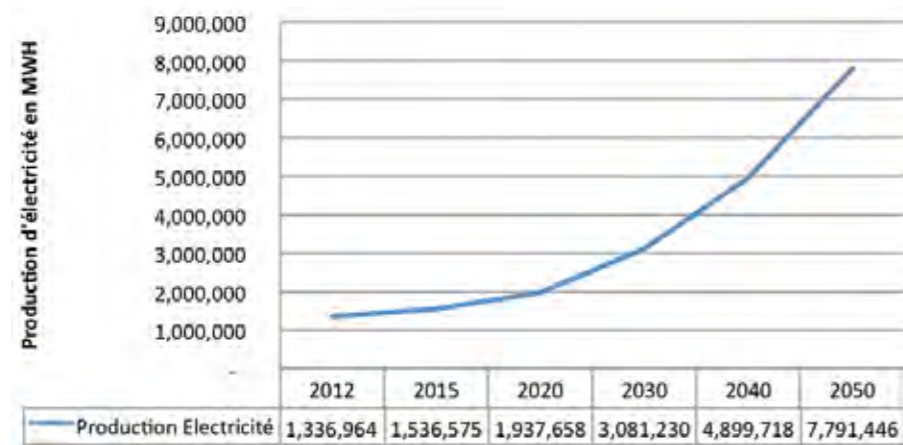
Unité en m ³	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scenario I	412 769	530 169	724 331	968 977	1 067 338	1 061 795
Scenario II	412 769	530 169	688 114	872 080	853 870	849 436
Scenario III	412 769	530 169	651 897	872 080	960 604	955 615



5. Estimation de la production d'énergie électrique des centrales au gasoil et au fuel oil

Courbe d'évolution de la production d'Énergie électrique en MWH

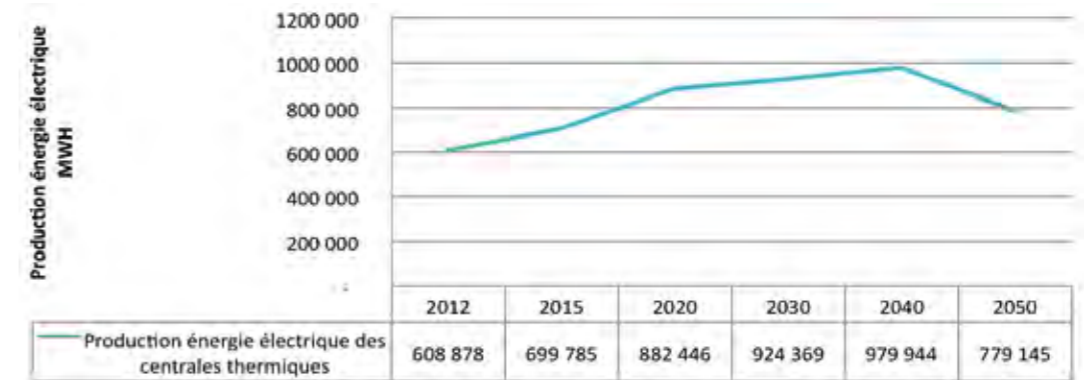
Nous avons maintenu l'évolution de la production d'Énergie électrique, qui a augmenté de 6% de 2010 à 2011 selon les données de la JIRAMA. Cette évolution permet de satisfaire la demande en énergie électrique qui autorise un taux d'électrification de 12 % à 40 %, entre 2012 et 2050 des abonnés BT (Scénario II de l'évolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés BT) et une évolution du nombre d'abonnés HT avec le taux enregistré entre 2000 et 2011 (Scénario I de l'évolution tendancielle de la demande en énergie électrique au niveau des abonnés HT/MT).



Courbe d'évolution de la production d'Énergie électrique à partir des centrales thermiques

Nous avançons l'hypothèse que la part de la production d'énergie électrique jusqu'à 2030 sera encore fournie par la production des centrales thermiques à hauteur 45% comme le cas actuellement (2011). L'effort pour l'installation des centrales hydroélectriques et celles à partir des autres sources, permettra la réduction de la part des centrales thermiques diesel à 30%. Avec ce taux, la part des centrales thermiques dans la fourniture d'énergie électrique retrouve ainsi son niveau des années 90 jusqu'à l'an 2000.

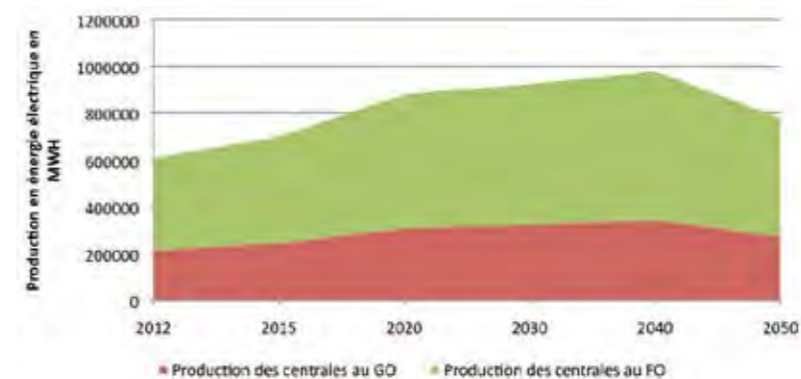
Unité en MWH	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Production énergie électrique	1 336 964	1 536 575	1 937 658	3 081 230	4 899 718	7 791 446
% production thermique	45%	45%	45%	30%	20%	10%
Production énergie électrique des centrales thermiques	601 634	691 459	871 946	924 369	979 944	779 145



Evolution de la production d'Énergie électrique à partir des centrales au GO et au FO

Nous avons retenu comme base de calcul la proportion actuelle (2011) concernant la répartition de la production en énergie électrique entre les centrales au GO (35%) et celles au FO (65%).

Unité en MWH	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Production des centrales au GO	212 958	244 753	308 639	323 302	342 740	272 509
Production des centrales au FO	395 920	455 032	573 806	601 067	637 204	506 635



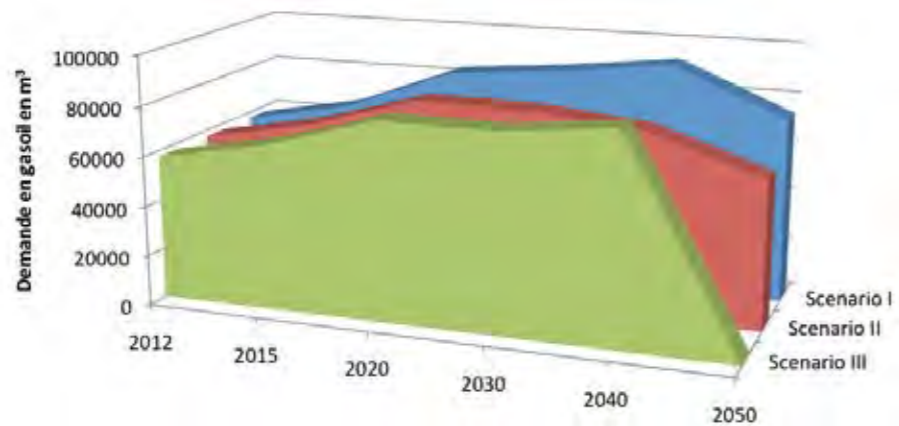
6. Demande en gasoil pour la production d'Énergie électrique des centrales thermiques au gasoil

- Scenario I : l'approvisionnement en combustible est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scenario II : le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040);

- Scenario III : le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiesel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050.

La consommation en gasoil est obtenue en multipliant la production en énergie électrique par 0,27m³ de gasoil par KWH produit correspondant à une consommation spécifique moyenne des groupes de 230gr/KWH (source PEMC/JIRAMA).

Unité en m ³	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scenario I	57 499	66 083	83 333	87 292	92 540	73 578
Scenario II	57 499	66 083	79 166	78 562	74 032	58 862
Scenario III	57 499	66 083	79 166	78 562	83 286	0

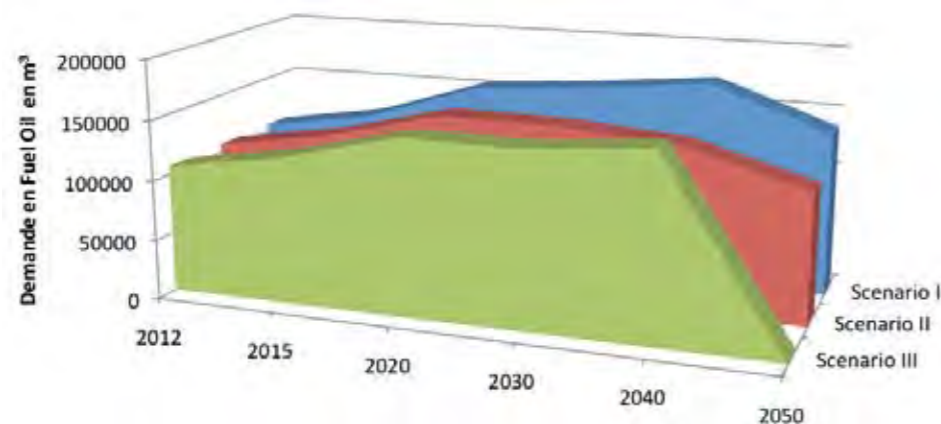


7. Demande en Fuel oil pour la production d'Énergie électrique des centrales thermiques au FO

- Scénario I : la consommation en combustible est assurée par le fuel oil en totalité ;
- Scénario II : le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040);
- Scénario III : le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiesel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050.

La consommation en fuel oil est obtenue en multipliant la production en énergie électrique par 0,27m³ de fuel oil par KWH.

Unité en m ³	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scenario I	106 899	122 859	154 928	162 288	172 045	136 792
Scenario II	106 899	122 859	147 181	146 059	137 636	109 433
Scenario III	106 899	122 859	147 181	146 059	154 841	0

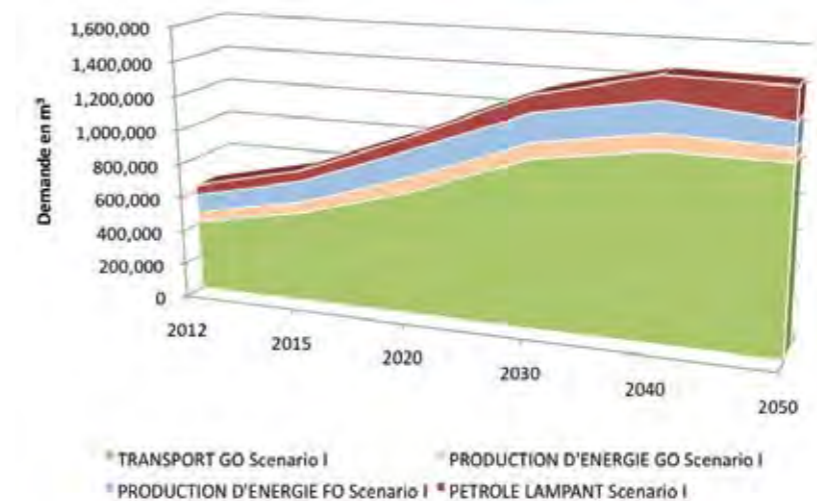


8. Evaluation de la demande totale en hydrocarbures

Mix des scénarii I de la demande en gasoil pour le transport, la production d'électricité, de la demande en fuel oil pour la production d'électricité et de la demande en pétrole lampant

- Scénario I du GO dans le transport: la consommation en carburant est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scénario I du GO dans la production d'énergie électrique: la consommation en combustible est assurée par le gasoil en totalité ;
- Scénario I du FO dans la production d'énergie électrique: la consommation en combustible est assurée par le fuel oil en totalité ;
- Scénario 1 du Pétrole lampant: la situation actuelle ne change pas, c'est-à-dire la majorité des ménages 81% utiliseront encore le pétrole lampant jusqu'à 2050,

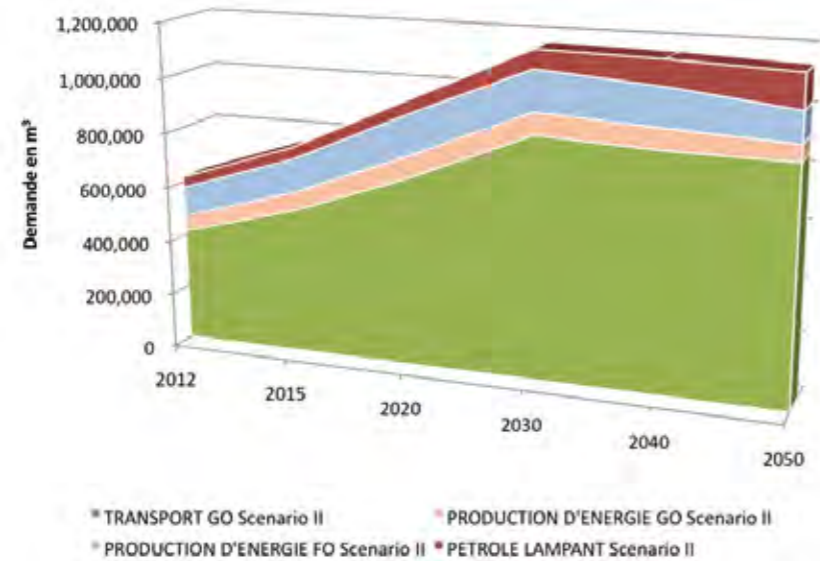
Unité en m ³		2012	2015	2020	2030	2040	2050
Gasoil pour le transport	Scenario I	412 769	530 169	724 331	968 977	1 067 338	1 061 795
Gasoil pour la production d'énergie électrique	Scenario I	57 499	66 083	83 333	87 292	92 540	73 578
Fuel oil pour la production d'énergie électrique	Scenario I	106 899	122 859	154 928	162 288	172 045	136 792
Pétrole lampant	Scenario I	58 205	63 602	73 733	99 091	133 169	178 968



Combinaison du scénario II de la demande en gasoil pour le transport, la production d'électricité, de la demande en fuel oil pour la production d'électricité et de la demande en pétrole lampant

- Scenario II du Gasoil dans le transport: le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel suivant le modèle de la PAD (5 % en 2020, 10 % en 2030 et 20 % à partir de 2040).
- Scenario II du GO dans la production d'énergie électrique: le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiesel suivant le modèle de la PAD;
- Scénario II du FO dans la production d'énergie électrique: le combustible utilisé est incorporé à l'agrodiesel suivant le modèle de la PAD;
- Scénario II du Pétrole Lampant: 55% des ménages utiliseront encore le pétrole lampant d'ici 2050

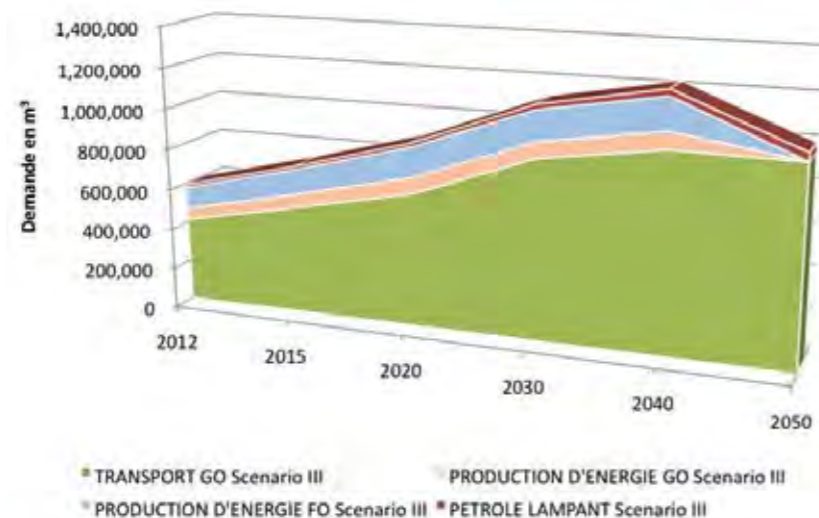
Unité en m ³		2012	2015	2020	2030	2040	2050
Gasoil pour le transport	Scenario II	412 769	530 169	688 114	872 080	853 870	849 436
Gasoil pour la production d'énergie électrique	Scenario II	57 499	66 083	79 166	78 562	74 032	58 862
Fuel oil pour la production d'énergie électrique	Scenario II	106 899	122 859	147 181	146 059	137 636	109 433
Pétrole lampant	Scenario II	39 685	43 365	50 272	67 562	90 797	122 024



Combinaison du scénario III de la demande en gasoil pour le transport, la production d'électricité, de la demande en fuel oil pour la production d'électricité et de la demande en pétrole lampant

- Scénario III du GO dans le transport: le carburant utilisé est incorporé d'agrodiesel à 10 % à partir de 2020 ;
- Scénario III du GO dans la production d'énergie électrique: le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiesel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050.
- Scénario III du FO dans la production d'énergie électrique: le combustible est remplacé progressivement par l'agrodiesel avec 5% en 2020, 10% en 2030 et 100% en 2050
- Scénario III : Il ne restera plus que 18% des ménages utilisant le pétrole lampant d'ici 2050

Unité en m³		2012	2015	2020	2030	2040	2050
Gasol pour le transport	Scenario III	412 769	530 169	651 897	872 080	960 604	955 615
Gasol pour la production d'énergie électrique	Scenario III	57 499	66 083	79 166	78 562	83 286	0
Fuel oil pour la production d'énergie électrique	Scenario III	106 899	122 859	147 181	146 059	154 841	0
Pétrole lampant	Scenario III	16 155	17 036	19 438	25 424	32 292	40 875



Annexe 6. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en Energie électrique

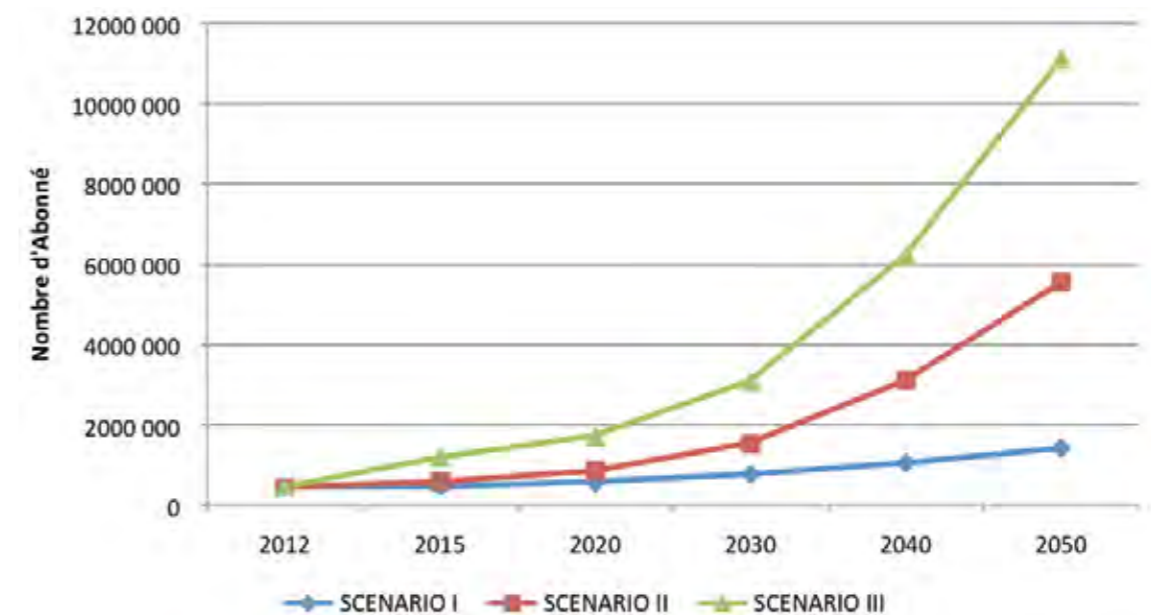
1. Estimation du nombre d'abonnés en électricité équivalent BT

Le nombre d'abonné BT est estimé à partir de trois scénarii, suivant le taux d'électrification²⁵ :

- Scénario I : le taux d'électrification est stationnaire, à 12 % (selon INSTAT 2010), de 2012 à 2050. Dans ce scénario, les ménages ruraux restent toujours marginalisés en terme d'accès à l'électricité, comme le cas actuel avec 4% des ménages ruraux seulement accédant à l'électricité par rapport aux ménages ruraux totaux, selon INSTAT 2010 ;
- Scénario II : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050. A partir de 2030, nous estimons que l'accès à l'électricité des ménages ruraux commencerait à augmenter de manière significative (environ 4 % des ménages ruraux par rapport aux ménages ruraux totaux en 2012, 12 % en 2030 et 30 % en 2050) ;
- Scénario III : le taux d'électrification est en évolution progressif au double de la précédente, 12 % à 80 %, de 2012 à 2050. Nous estimons que l'accès à l'électricité des ménages ruraux connaîtrait une augmentation exponentielle à partir de 2020 (environ 4 % des ménages ruraux par rapport aux ménages ruraux totaux en 2012, 30 % en 2030 et 78 % en 2050).

Scénarii	I			II			III		
	2012	2030	2050	2012	2030	2050	2012	2030	2050
Taux d'accès à l'électricité global	12%	12%	12%	12%	20%	40%	12%	40%	80%
Taux d'accès à l'électricité urbain	39%	39%	39%	39%	51%	74%	39%	74%	90%
Taux d'accès à l'électricité rural	4%	4%	4%	4%	11%	30%	4%	30%	78%

Nb Abonnés	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scénario I	462 667	505 569	586 093	787 660	1 058 549	1 422 601
Scénario II	462 667	592 236	858 205	1 537 808	3 100 027	5 554 903
Scénario III	462 667	1 184 472	1 716 410	3 075 615	6 200 054	11 109 806



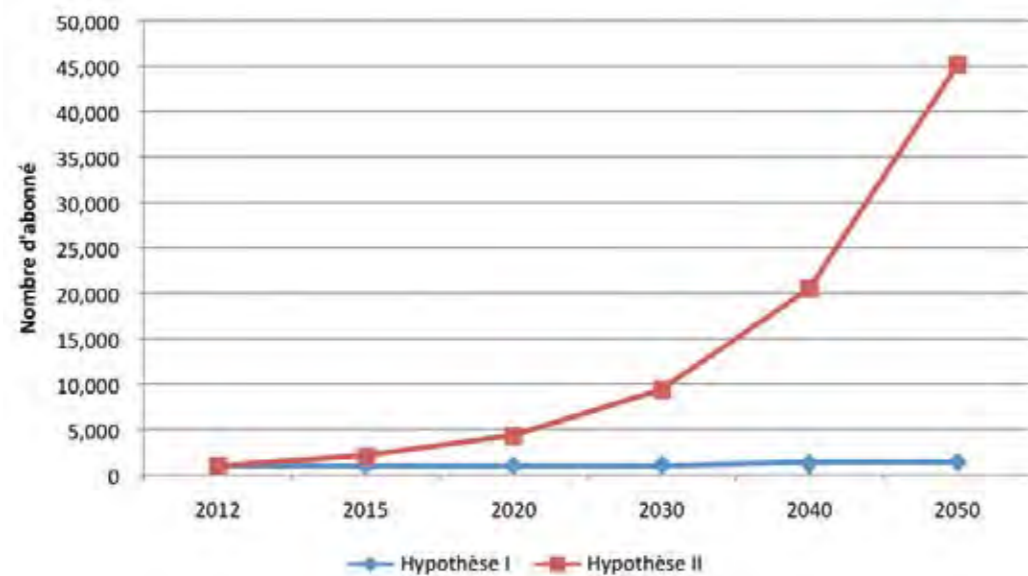
2. Courbe d'évolution du nombre d'abonnés en électricité Haute Tension

Pour l'évolution du nombre d'abonné, nous avons considéré deux hypothèses :

²⁵ Taux d'électrification (Te) : nombre de ménage électrifié par rapport au nombre de ménage total.

- Hypothèse I : l'évolution du nombre d'abonné est calculée à partir des données 2001 - 2011 de la JIRAMA, soit 12 % tous les 10 ans ;
- Hypothèse II : l'évolution du nombre d'abonné est estimée à 22 % pour les pôles de croissance qui concernent les régions Analamanga, Vakinankaratra, Atsinanana, Anosy et Diana ; et de 11 % pour les autres régions.

	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Hypothèse I	985	1 014	1 063	1 164	1 276	1 397
Hypothèse II	985	2 019	4 294	9 321	20 452	45 121



3. Estimation de la demande en énergie électrique pour les abonnés BT

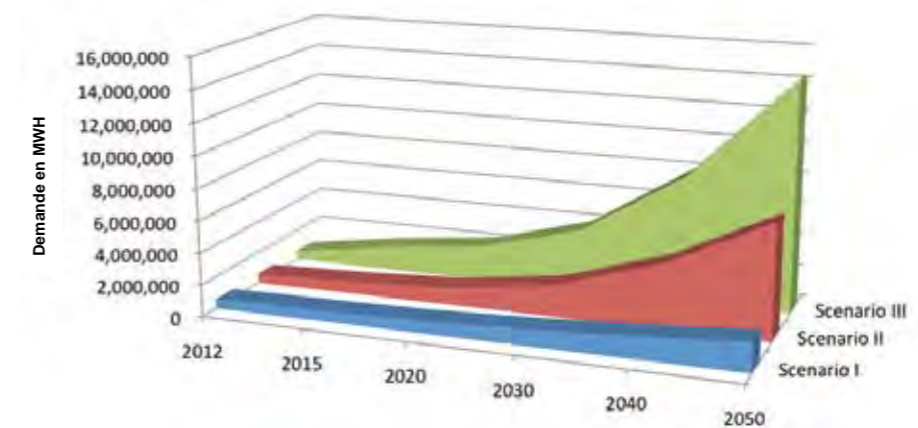
- Scénario I : le taux d'électrification est stationnaire, à 12 % (selon INSTAT 2010), de 2012 à 2050. Dans ce scénario, les ménages ruraux restent toujours marginalisés en terme d'accès à l'électricité, comme le cas actuel avec 4% des ménages ruraux seulement accédant à l'électricité par rapport aux ménages ruraux totaux, selon INSTAT 2010 ;
- Scénario II : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050. A partir de 2030, nous estimons que l'accès à l'électricité des ménages ruraux commencerait à augmenter de manière significative (environ 4 % des ménages ruraux par rapport aux ménages ruraux totaux en 2012, 12 % en 2030 et 30 % en 2050) ;
- Scénario III : le taux d'électrification est en évolution progressif au double de la précédente, 12 % à 80 %, de 2012 à 2050. Nous estimons que l'accès à l'électricité des ménages ruraux connaîtrait une augmentation exponentielle à partir de 2020 (environ 4 % des ménages ruraux par rapport aux ménages ruraux totaux en 2012, 30 % en 2030 et 78 % en 2050).

Le paramètre pris en compte est la consommation moyenne annuelle en Electricité :

- 1,266 MWh/abonné/an²⁶ pour la période 2012 à 2014 ;
- En considérant le taux d'accroissement de la consommation à partir des données 2001 à 2011, qui est 1,3 % annuel, elle est estimée à 1,305 MWh/abonné/an pour l'année 2015 (augmentation en nombre, en type et en durée de fonctionnement des équipements consommateurs d'énergie) ;
- Tout en tenant compte de l'évolution technologique des équipements électriques (Lampes à basse consommation, TV, Radios), qui tend vers l'économie d'Énergie, nous avons considéré que la consommation sera stationnaire, à 1,305 MWh/abonné/an, à partir de l'année 2015.

²⁶ Moyenne de consommation des abonnés basse tension de la JIRAMA 2011

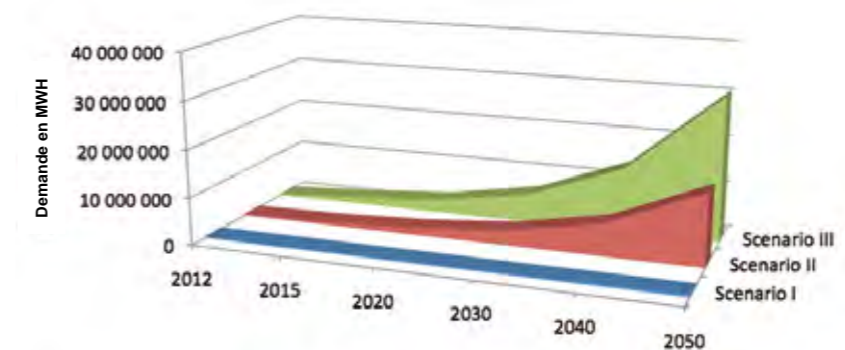
Unité en MWh	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scenario I	585 736	659 767	764 851	1 027 896	1 381 406	1 856 494
Scenario II	585 736	772 868	1 119 957	2 006 839	4 045 535	7 249 148
Scenario III	585 736	1 545 736	2 239 915	4 013 678	8 091 071	14 498 296



4. Estimation de la demande en énergie électrique pour les abonnés HT/MT

- Scénario I : évolution du nombre d'abonné de 0,1 % par an (hypothèse I) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné ;
- Scénario II : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an (hypothèse II) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné/an ;
- Scénario III : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an (hypothèse II) avec un doublement de la consommation moyenne en Energie par abonné, soit 680 MWh/abonné/an.

Unité en MWh	2012	2015	2020	2030	2040	2050
Scenario I	334 751	344 423	361 168	395 623	433 365	474 707
Scenario II	334 751	685 888	1 458 856	3 166 840	6 948 423	15 329 491
Scenario III	334 751	1 371 776	2 917 713	6 333 680	13 896 845	30 658 982

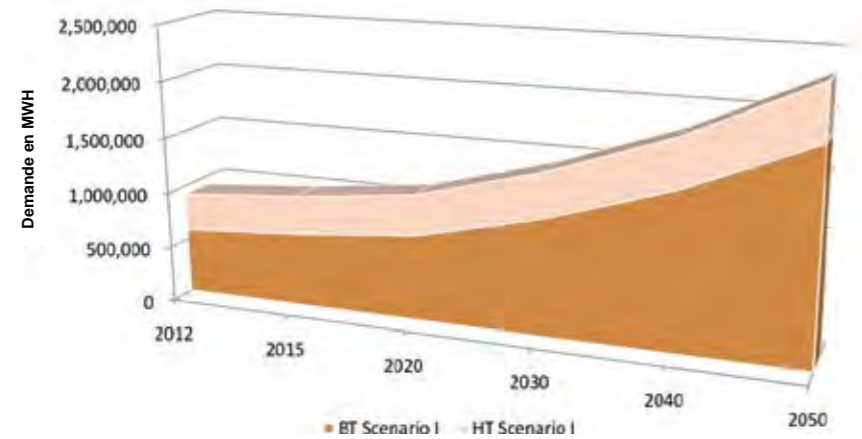


5. Estimation de la demande totale en énergie électrique

Combinaison du scénario I de la demande Equivalent BT et du scénario I de la demande HT

- Scénario I des abonnés BT: le taux d'électrification est stationnaire, à 12 % (selon INSTAT 2010), de 2012 à 2050. Dans ce scénario, les ménages ruraux restent toujours marginalisés en terme d'accès à l'électricité, comme le cas actuel avec 4% des ménages ruraux seulement accédant à l'électricité par rapport aux ménages ruraux totaux, selon INSTAT 2010 ;
- Scénario I de abonnés HT: évolution du nombre d'abonné de 0,1 % par an (hypothèse I) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné ;

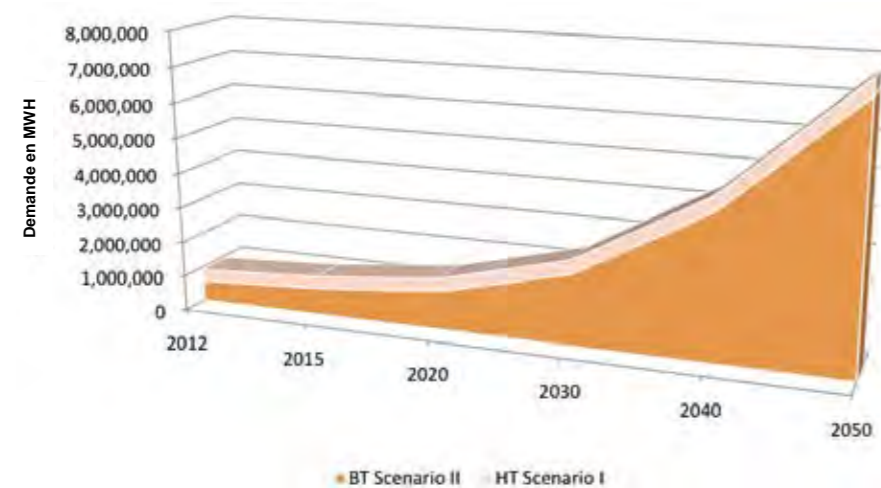
Unité en MWh		2012	2015	2020	2030	2040	2050
BT	Scenario I	585 736	659 767	764 851	1 027 896	1 381 406	1 856 494
HT	Scenario I	334 751	344 423	361 168	395 623	433 365	474 707
Demande totale (BT+HT/MT)		922 499	1 006 205	1 128 039	1 425 549	1 816 811	2 333 251



Combinaison du scenario II de la demande Equivalent BT et du scenario I de la demande HT

- Scénario II des abonnés BT : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050
- Scénario I des abonnés HT : évolution du nombre d'abonné de 0,1 % par an (hypothèse I) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné ;

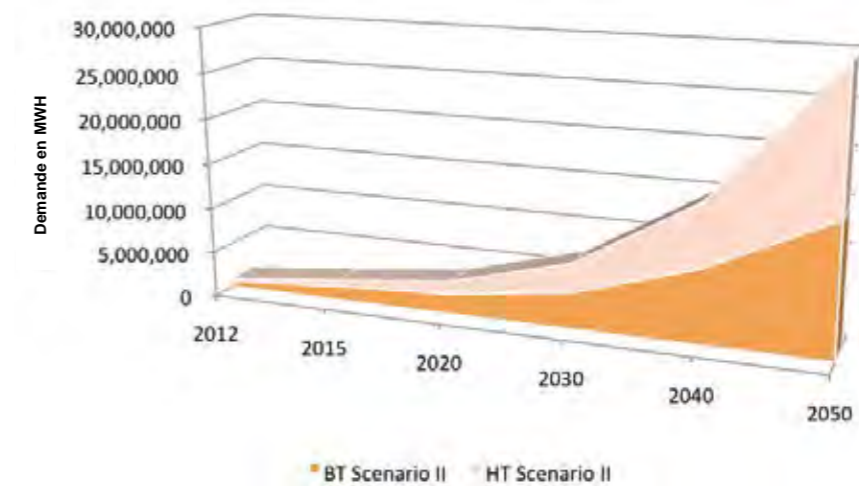
Unité en MWh		2012	2015	2020	2030	2040	2050
BT	Scenario II	585 736	772 868	1 119 957	2 006 839	4 045 535	7 249 148
HT/MT	Scenario I	334 751	344 423	361 168	395 623	433 365	474 707
Demande totale (BT+HT/MT)		920 487	1 117 291	1 481 125	2 402 462	4 478 900	7 723 855



Combinaison du scenario II de la demande Equivalent BT et du scenario II de la demande HT

- Scénario II des abonnés BT : le taux d'électrification est en évolution progressif, 12 % à 40 %, de 2012 à 2050
- Scénario II des abonnés HT: évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an (hypothèse II) et consommation moyenne en Energie par abonné de 340 MWh/abonné/an ;

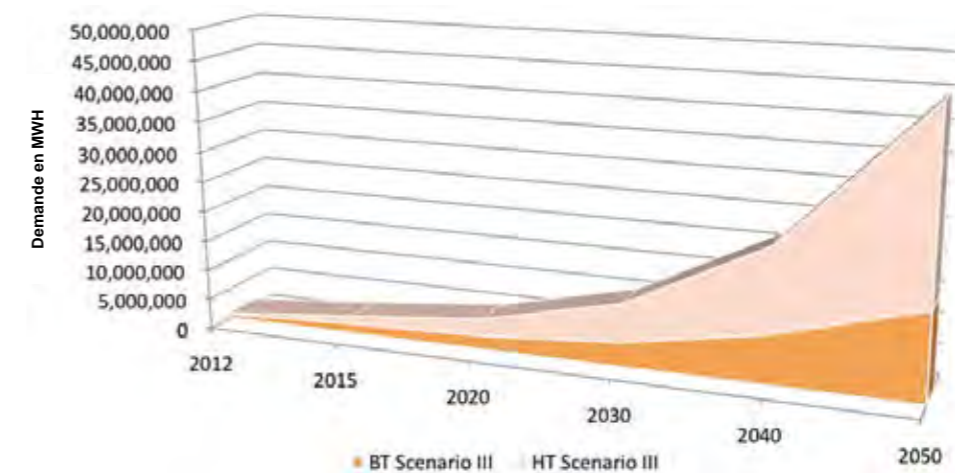
Unité en MWh		2012	2015	2020	2030	2040	2050
BT	Scenario II	585 736	772 868	1 119 957	2 006 839	4 045 535	7 249 148
HT	Scenario II	334 751	685 888	1 458 856	3 166 840	6 948 423	15 329 491
Demande totale (BT+HT/MT)		922 499	1 460 771	2 580 833	5 175 709	10 995 998	22 580 689



Combinaison du scenario III de la demande Equivalent BT et du scenario III de la demande HT

- Scénario III des abonnés BT : le taux d'électrification est en évolution progressif de 12 % à 80 %, de 2012 à 2050
- Scénario III : évolution du nombre d'abonné de 11 % et 22 % par an avec un dédoublement de la consommation moyenne en Energie par abonné, soit 680 MWh/abonné/an

Unité en MWh		2012	2015	2020	2030	2040	2050
BT	Scenario III	585 736	1 545 736	2 239 915	4 013 678	8 091 071	14 498 296
HT	Scenario III	334 751	1 371 776	2 917 713	6 333 680	13 896 845	30 658 982
Demande totale (BT+HT/MT)		922 499	2 919 527	5 159 648	10 349 388	21 989 956	45 159 328



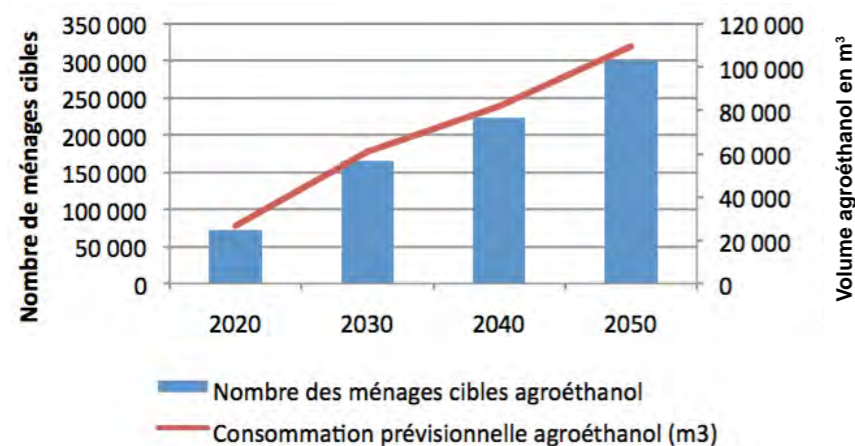
Annexe 7. Evolution tendancielle de l'offre et la demande en Agrocarburant

1. Estimation des besoins en agroéthanol

	2020	2030	2040	2050
Nombre des ménages cibles agroéthanol	73 131	166 198	223 356	300 172
Consommation prévisionnelle agroéthanol (m3)	26 693	60 662	81 525	109 563

Le nombre des ménages est issu du calcul en cas d'intervention sur la demande dans l'étude tendancielle du charbon de bois.

Le volume d'éthanol est obtenu à partir d'une consommation des ménages estimée à 1L/Jour (selon résultat des projets pilotes à Ambositra et Vatomandry) durant 365 jours.

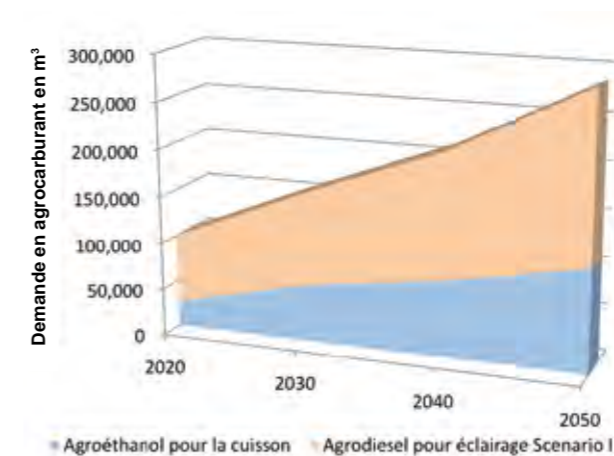


2. Estimation de la demande en agrocarburant

Mix des scénarii I :

- Production d'Agroéthanol pour la cuisson,
- Production d'Agrocarburant pour substituer à 100% le pétrole lampant pour l'éclairage au niveau des ménages non électrifiés (81 % des ménages).

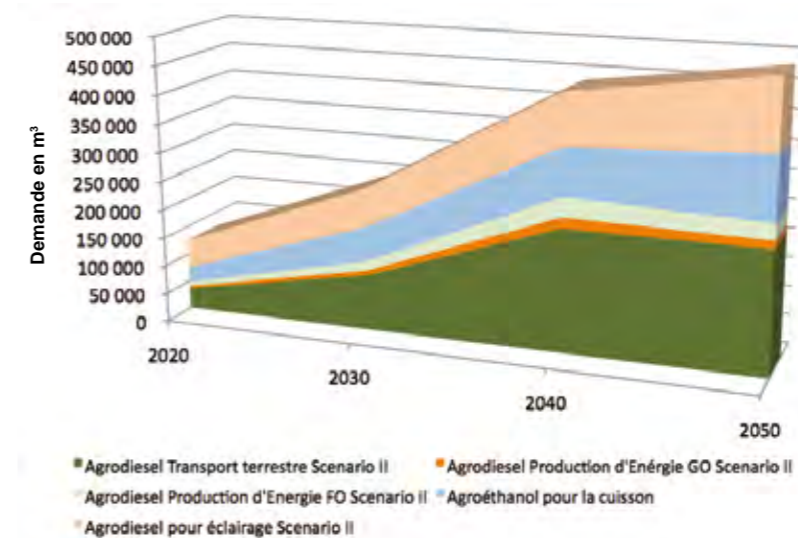
unité en m3		2020	2030	2040	2050
Agrodiesel pour le transport terrestre	Scenario I	0	0	0	0
Agrodiesel pour la production d'énergie électrique en substitution du GO	Scenario I	0	0	0	0
Agrodiesel pour la production d'énergie électrique en substitution du FO	Scenario I	0	0	0	0
Agroéthanol pour la combustion		26 693	60 662	81 525	109 563
Pétrole Lampant pour éclairage	Scenario I	73 733	99 091	133 169	178 968
		100 426	159 753	214 694	288 531



Mix des Scénarii II :

- Agrodiesel en incorporation suivant les recommandations de la PAD, de l'ordre de 5 %, 10 %, et 20 %, avec le GO pour le transport,
- Agrodiesel en incorporation suivant les recommandations de la PAD, de l'ordre de 5 %, 10 %, et 20 %, avec le GO pour la production d'Énergie,
- Agrodiesel en incorporation suivant les recommandations de la PAD, de l'ordre de 5 %, 10 %, et 20 %, avec le FO pour la production d'Énergie,
- Production d'Agroéthanol pour la cuisson,
- Agrodiesel pour substituer à 100% du pétrole lampant comme source d'éclairage au niveau des ménages non électrifiés (55 % des ménages).

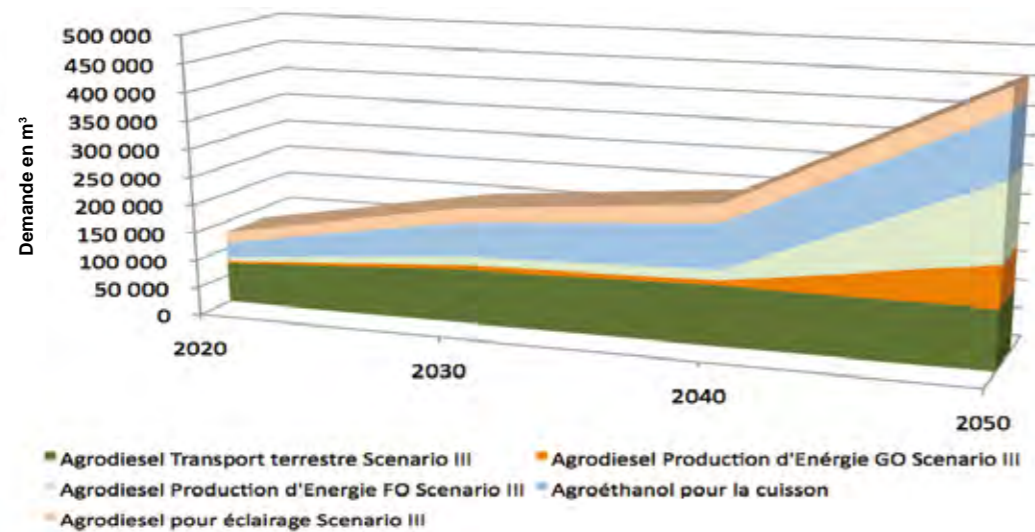
Demande en m3		2020	2030	2040	2050
Agrodiesel pour le transport terrestre en substitution du GO	Scenario II	36 217	96 898	213 468	212 359
Agrodiesel pour la production d'énergie électrique en substitution du GO	Scenario II	4 167	8 729	18 508	14 716
Agrodiesel pour la production d'énergie électrique en substitution du FO	Scenario II	7 746	16 229	34 409	27 358
Agroéthanol pour la cuisson		26 693	60 662	81 525	109 563
Agrodiesel pour éclairage	Scenario II	50 272	67 562	90 797	122 024
		125 095	250 080	438 707	486 020



Mix des scénarii 3

- Agrodiesel en incorporation de l'ordre de 10 % avec le GO pour le transport,
- Agrodiesel en incorporation croissante de 5 %, 10 %, et 100 % avec le GO pour la production d'Énergie,
- Agrodiesel en incorporation croissante de 5 %, 10 %, et 100 % avec le FO pour la production d'Énergie,
- Production d'Agroéthanol pour la cuisson,
- Agrodiesel pour substituer à 100% du pétrole lampant comme source d'éclairage au niveau des ménages non électrifiés (18 % des ménages).

Demande en m3		2020	2030	2040	2050
Agrodiesel pour le transport terrestre en substitution du GO	Scenario III	72 433	96 898	106 734	106 179
Agrodiesel pour la production d'énergie électrique en substitution du GO	Scenario III	4 167	8 729	9 254	73 578
Agrodiesel pour la production d'énergie électrique en substitution du FO	Scenario III	7 746	16 229	17 205	136 792
Agroéthanol pour la combustion		26 693	60 662	81 525	109 563
Pétrole Lampant pour éclairage	Scenario III	19 438	25 424	32 292	40 875
		130 477	207 942	247 009	466 987

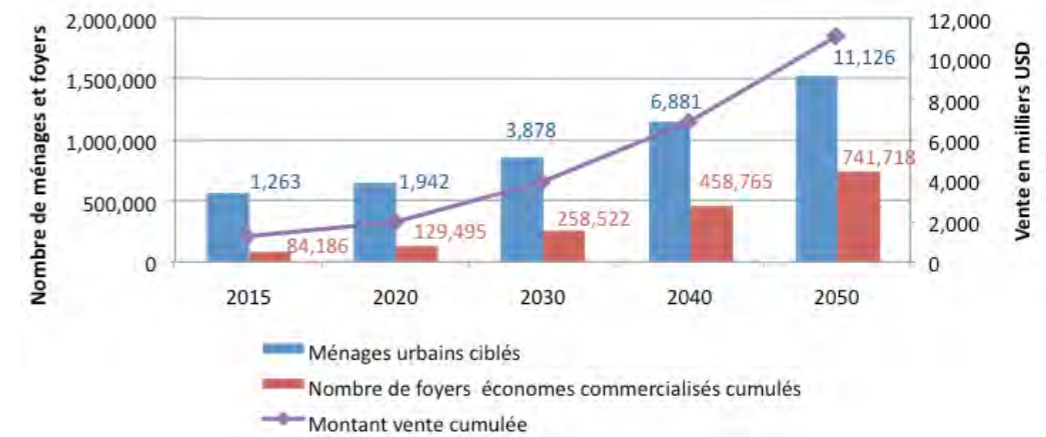


Annexe 8. Evaluation des foyers économes et foyers à alcool à promouvoir d'ici 2050

1. Nombre de foyers économes commercialisés et montant de la vente des foyers

	Ménages urbains utilisant le charbon	Nombre de foyers à alcool commercialisés cumulés	Taux d'adoption	Montant vente cumulée* (en milliers USD)
2015	562 386	84 186	15%	1 263
2020	648 801	129 495	20%	1 942
2030	863 506	258 522	30%	3 878
2040	1 149 262	458 765	40%	6 881
2050	1 529 582	741 718	50%	11 126

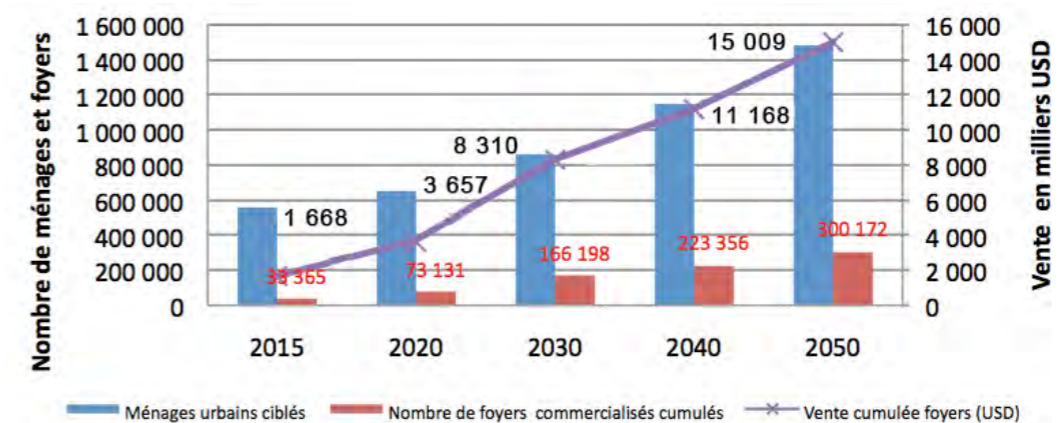
*Calculé sur le prix d'un foyer économe d'entrée de gamme : 15USD par unité



2. Nombre de foyers à alcool commercialisés par rapport aux ménages ciblés

	Ménages urbains utilisant le charbon	Nombre de foyers à alcool commercialisés cumulés	Taux d'adoption	Montant vente cumulée* (en milliers USD)
2015	562 386	33 365	5%	1 668
2020	648 801	73 131	10%	3 657
2030	863 506	166 198	20%	8 310
2040	1 149 262	223 356	20%	11 168
2050	1 529 582	300 172	20%	15 009

*Calculé sur un prix unitaire d'un foyer à éthanol à 50USD par unité

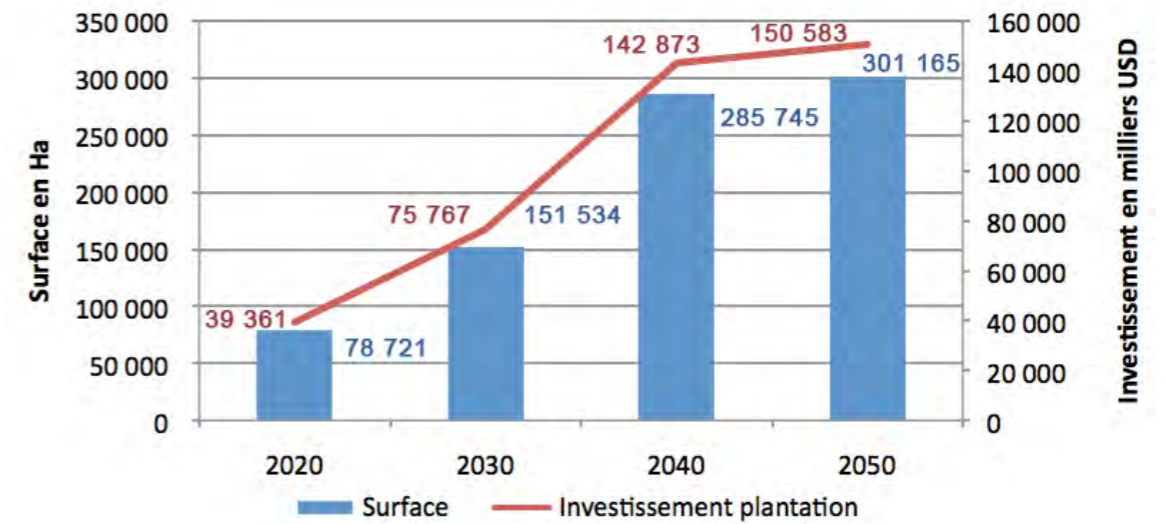
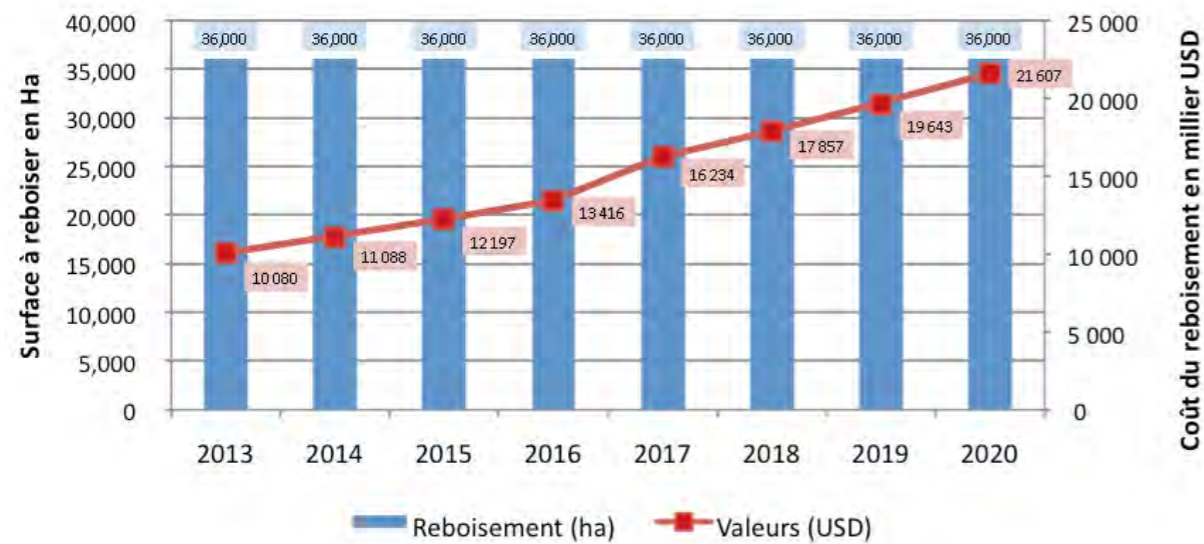


Annexe 9. Les besoins en surface pour le reboisement et la culture d'agrocarburant d'ici 2050

1. Besoin en reboisement à vocation énergétique et coût de l'opération

Année	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Reboisement (ha)	36 000	36 000	36 000	36 000	36 000	36 000	36 000	36 000
Cout par Ha (USD)*	280	308	338	373	451	496	545	600
Valeurs (USD)	10 080 000	11 088 000	12 196 800	13 416 480	16 233 941	17 857 335	19 643 068	21 607 375

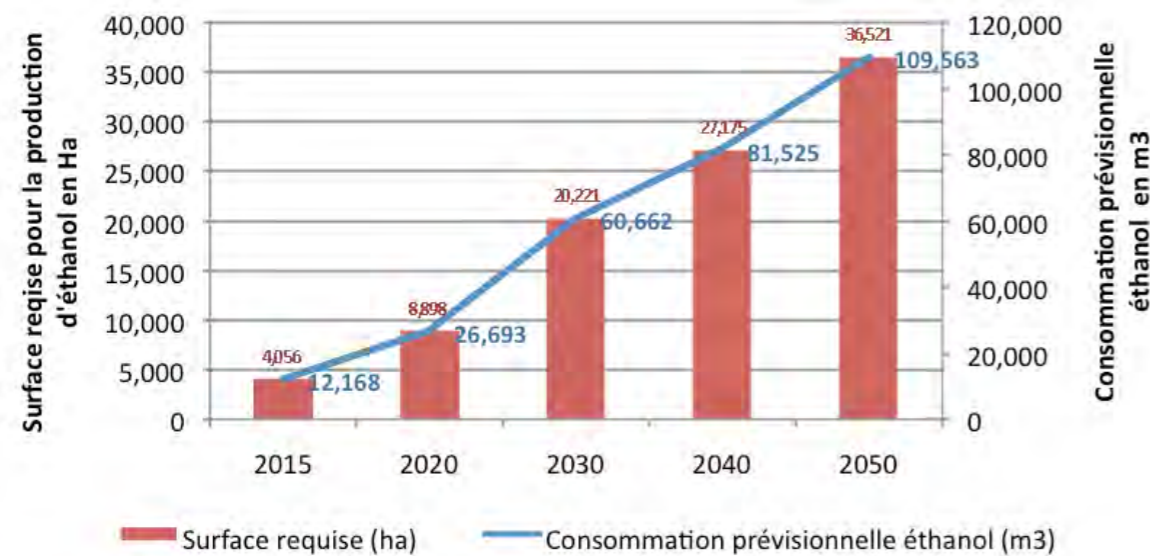
*Cout unitaire de \$280/ha et taux d'actualisation de 10%



2. Surface requise pour la production d'éthanol domestique et le volume prévisionnel de consommation

	2015	2020	2030	2040	2050
Consommation prévisionnelle éthanol (m3)	12 168	26 693	60 662	81 525	109 563
Surface de canne à sucre requise (ha)*	4 056	8 898	20 221	27 175	36 521

1ha de canne à sucre produit 3m³ d'éthanol



3. Surface de culture requise et besoins en investissement pour la production d'agrodiesel de jatropha

	2020	2030	2040	2050
Demande agrodiesel selon mix scénarii II (m3)	98 402	189 418	357 182	376 457
Surface (Ha)	78 721	151 534	285 745	301 165
Investissement plantation (milliers USD)	39 361	75 767	142 873	150 583

1ha de Jatropha peut produire 1,25m³ d'agrodiesel.

Le coût unitaire de la mise en place d'une plantation est estimée à \$500/ha.

Annexe 10. Superficie agricole exploitable pour l'agroculture dans les régions

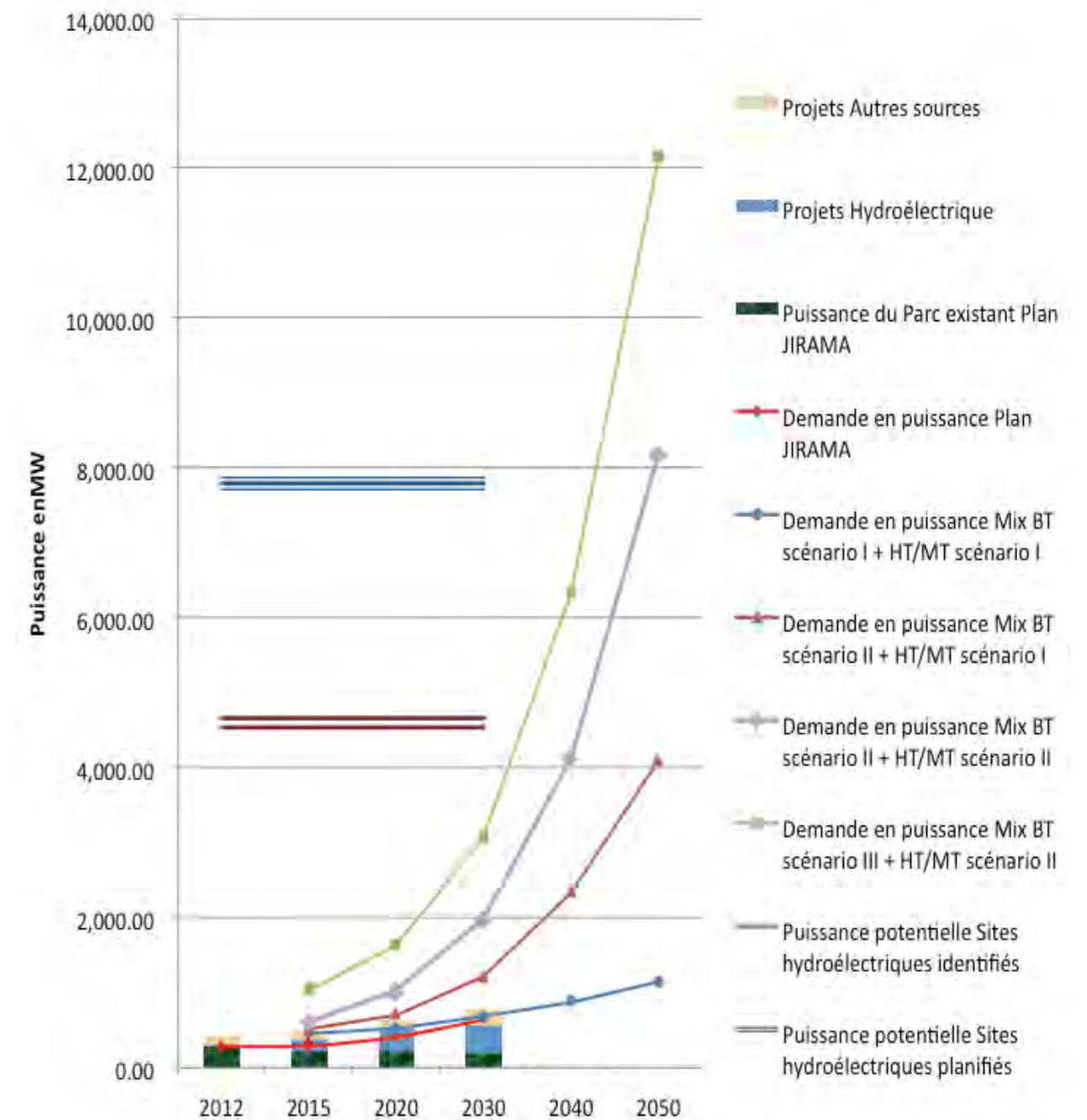
REGIONS	SUPERFICIE TOTALE (Ha)	ZONES A EXCLURE (Ha)	ZONES EXPLOITABLES SOUS CONDITION (Ha)	ZONES EXPLOITABLES (Ha)
ALAOIRA-MANGORO	2 739 447	1 495 130	533 481	710 836
AMORON'I MANIA	1 653 974	495 266	257 404	901 304
ANALAMANGA	1 732 802	692 365	288 444	751 993
ANALANJIROFO	2 182 659	2 146 667	2 911	33 081
ANDROY	1 872 739	985 417	628 019	259 303
ANOSY	2 963 548	1 031 393	330 234	1 601 922
ATSIMO-ANDREFANA	6 672 468	3 826 473	1 615 735	1 230 260
ATSIMO-ATSINANA	1 654 642	844 390	387 840	422 412
ATSINANANA	2 205 407	1 362 156	661 919	181 331
BETSIBOKA	2 953 465	509 602	650 175	1 793 688
BOENY	3 030 371	1 172 364	1 666 583	191 424
BONGOLAVA	1 798 294	134 601	927 470	736 223
DIANA	2 008 227	1 140 243	394 854	473 131
HAUTE MATSIATRA	2 088 330	495 929	929 569	662 831
IHOROMBE	2 610 774	702 455	529 779	1 378 539
ITASY	644 416	196 526	133 991	313 899
MELAKY	4 088 130	943 711	2 145 615	998 805
MENABE	4 901 656	1 701 624	1 883 893	1 316 139
SAVA	2 373 566	1 915 979	299 178	158 409
SOFIA	5 125 808	2 533 665	1 595 819	996 324
VAKINANKARATRA	1 805 046	569 394	472 698	762 954
VATOVAVY-FITOVINANY	2 074 179	684 830	1 052 283	337 066
TOTAL	59 179 951	25 580 181	17 387 895	16 211 876

Ce tableau donne une indication de la potentialité des régions en termes de surface. Il est important de considérer d'autres facteurs qui influent sur la faisabilité d'une culture à vocation énergétique donnée tels que la qualité du sol, le climat ainsi que les autres conditions de durabilité des projets agrocarburants notamment l'aspect foncier et social.

Annexe 11. Demande en puissance d'ici 2050

		2012	2015	2020	2030	2040	2050
BT SCENARI I	Consommation en MWH	585 736	659 767	764 851	1 027 896	1 381 406	1 856 494
	Puissance en MW	321	362	419	563	757	1 017
BT SCENARI II	Consommation en MWH	585 736	772 868	1 119 957	2 006 839	4 045 535	7 249 148
	Puissance en MW	321	423	614	1 100	2 217	3 972
BT SCENARI III	Consommation en MWH	585 736	1 545 736	2 239 915	4 013 678	8 091 071	14 498 296
	Puissance en MW	321	847	1 227	2 199	4 433	7 944
HT/MT SCENARI I	Consommation en MWH	334 751	344 423	361 168	395 623	433 365	474 707
	Puissance en MW	92	94	99	108	119	130
HT/MT SCENARI II	Consommation en MWH	334 751	685 888	1 458 856	3 166 840	6 948 423	15 329 491
	Puissance en MW	92	188	400	868	1 904	4 200
HT/MT SCENARI III	Consommation en MWH	334 751	1 371 776	2 917 713	6 333 680	13 896 845	30 658 982
	Puissance en MW	92	376	799	1 735	3 807	8 400

		2012	2015	2020	2030	2040	2050
Demande en puissance	Mix BT scénario I + HT/MT scénario I		455,88	518,05	671,62	875,66	1 147,31
Demande en puissance	Mix BT scénario II + HT/MT scénario I		517,85	712,63	1 208,03	2 335,46	4 102,19
Demande en puissance	Mix BT scénario III + HT/MT scénario II		1 034,89	1 627,04	3 066,90	6 337,14	12 144,13
Demande en puissance	Mix BT scénario II + HT/MT scénario II		1 034,89	1 627,04	3 066,90	6 337,14	12 144,13
Demande en puissance	Plan JIRAMA	280,43	327,55	414,19	640,62		
Puissance du Parc existant	Plan JIRAMA	285,74	222,02	221,66	194,29		
Projets	Hydroélectrique	44,72	174,58	315,78	390,38		
Projets	Autres sources	81,88	76,97	94,95	170,25		
Puissance potentielle	Sites hydroélectriques identifiés	7 800,00	7 800,00	7 800,00	7 800,00		
Puissance potentielle	Sites hydroélectriques planifiés	4 605,00	4 605,00	4 605,00	4 605,00		



Annexe 12. Fiche d'enquête des exploitants en électrification

DIAGNOSTIC DU SECTEUR ENERGIE A MADAGASCAR		
DATE :	ENQUETEUR :	
1. OPERATEUR	2. PERSONNE CONTACT	3. SIEGE
4. TELEPHONE	5. E-MAIL	
6. LE PROJET DEBUT : CYCLE : AUTRES PROJETS :	7. ZONE REGION : DISTRICT : COMMUNE :	
8. OBJECTIF DE PRODUCTION PUISSANCE (KW) : STABILITE : COUT AU KWH :	9. CRITERES ET PARAMETRES D'INTEGRATION AU PROJET ENERGIE	
10. SOURCE DE FINANCEMENT (MONTANT) FINANCEMENT PROPRE : BAILLEURS : MIXTE :	11. INVESTISSEMENT MONTANT : REPARTITION :	
12. INFRASTRUCTURES DE PRODUCTION (NOMBRE, PRIX)	13. INFRASTRUCTURES DE DISTRIBUTION (NOMBRE, PRIX) TRANSFORMATEURS : POTEAUX : LIGNE : COMPTEUR :	
14. SOURCE D'ENERGIE GO FUEL OIL AUTRES (à PRECISER) COUT : APPROVISIONEMENT :	15. ENTRETIENS (PRODUCTION/DISTRIBUTION) FREQUENCES : COUT : MAIN D'OEUVRE :	
16. OBJECTIF DE VENTES NBRE COMMUNE : NBRE FOKONTANY : ABONEES (NBRE/CTIK) :	17. OBJECTIF DE VENTES NBRE COMMUNE : NBRE FOKONTANY : ABONEES (NBRE/CTIK) :	
18. ACCESSIBILITES A L'ENERGIE CTIK DES MENAGES : REVENUE : NBRE COUPURES : NBRE REPRISES :	19. PROCEDURES DE MISE EN PLACE DU PROJET REGLEMENTATION : ENGAGEMENTS : FINANCIERS : ENVIRONNEMENTAUX : SOCIAUX :	
20. PROPOSITIONS D'AMELIORATION		

Annexe 13. Résultat de l'enquête menée auprès des distributeurs de kits solaire, éolienne, cuiseurs solaires

Majinco

Importateur et distributeur de kit solaire

Vente annuelle : non communiquée

Équipement photovoltaïque :

- Prix indicatif des panneaux solaires : les panneaux de 4w sont proposés à 120 000 Ar
- Prix des régulateurs : variable selon la taille et la capacité du système : 75 000 Ar à 4 000 000 Ar
- Prix de la batterie : variable selon la taille et la capacité du système : 62 000 Ar à 2 000 000 Ar
- Prix du convertisseur : variable selon la taille et la capacité du système : 30 000 Ar à 3 000 000 Ar

Le prix d'un kit complet pour : télévision, réfrigérateur, 4 ampoules est environ de 5 000 000 Ar

Menace : acide de la batterie qui pourra nuire à la santé

Force : le produit commence à intéresser la population potentielle

Faiblesse : faiblesse du pouvoir d'achat des utilisateurs intéressés

Soltec

Montage de cuiseur solaire et séchoir solaire : les matières premières sont importées

Statistique de vente

	2008	2009	2010	2011
Nb Cuiseur solaire	24	24	24	24
Prix Cuiseur solaire (Ar)	120 000	200 000	200 000	250 000
Nb Séchoir solaire	1	1	1	1
Prix Séchoir solaire (Ar)	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000

Opportunité : l'énergie solaire réduit de la moitié la consommation de charbon, de bois de chauffe.

Menace : peut devenir une source de feu si des produits inflammables sont placés sur le cuiseur

Force : Protection de l'environnement (ressource naturelle)

Faiblesse : niveau de vie (pouvoir d'achat bas), vente dépendant de la crise

Caractéristique consommateur : la majorité des utilisateurs proviennent des provinces.

La crise politique a réduit la vente et les moyens pour les consommateurs

Flamingo

Vente d'installation solaire et éolienne de marque chinoise

Vente mensuelle : environ 10 kits solaires

Prix indicatif

	Caractéristiques	Prix (Ar)
Panneau solaire	10 à 150 W	650 000
Convertisseur	1000W/24V	650 000
	1 500W/24V	1 100 000
	3000W/48V	2 300 000
Batterie	10 A	380 000
	150A/12V	550 000
Régulateur	5A/12V/24V	67 500
	60A/12V	225 000
Chauffe eau solaire	150 Litres	1 500 000

Faiblesse : pouvoir d'achat des clients potentiels

Clinic Info

Cessation des activités depuis 2007 à cause d'un problème avec l'approvisionnement
Seule, l'activité actuelle est la vente de matériels informatiques.

En 2007 : Panneau de 50W + batterie + convertisseur est environ 1 500 000Ar

Hydelec

2 Centrales hydroélectriques dont le bénéficiaire est la JIRAMA

2011 : installation des 3 équipements photovoltaïques

SMEF

Vente et distribution de chauffe-eau solaire

Vente annuelle : 10

Prix : selon les caractéristiques et capacités

Opportunité : énergie solaire économique, rentable

Faiblesse : prix élevé

Force : facile à installer, facile à utiliser

Someca

Vente d'équipement photovoltaïque

- Générateur lumineux
- Panneau
- Câble
- Structure
- Régulateur de charge
- Onduleur ou convertisseur
- Accumulateur d'énergie (batterie)

Prix en fonction besoin des clients et capacité des équipements

Force : indépendant du prix du pétrole

Faiblesse : les entreprises privées ne sont pas encore convaincues sur l'utilisation des énergies renouvelables

ADES

Fabrication et montage d'installation fonctionnant à l'énergie solaire

En relation avec Suisse et installer à Toliary, à Mahajanga, et à Antananarivo depuis avril 2012

Consommateurs cibles : ONG, Particuliers

Four solaire pour cuisson

Prix : 35 000 Ar/unité

Quantité vendue : 25

Parabole solaire (cuisson)

Prix : 150 000 Ar/unité

Quantité vendue : 5

Projet en 2013 : distribuer un pack constitué de four solaire, kits solaire supportant 2 ampoules, radio, charge téléphone

Opportunité : protection de l'environnement, lutte contre la déforestation, diminution de l'émission de CO₂.

Menace : pas de cuisson s'il n'y a pas de soleil pour le four, Il faut mettre des lunettes pour la parabole pour protéger les yeux, possibilité de brûler

Force : développement de l'économie, créateur d'emploi, qualité nutritionnelle des nourritures (les vitamines ne sont pas altérées durant la cuisson), propreté

Faiblesse : nécessite beaucoup d'espace, lourd

TED

Vente d'équipement photovoltaïque

Plaque monocristallin

Plaque polycristallin

Régulateur

Convertisseur

Batterie

Système de production

Vente mensuelle avant la crise

Equipements	Prix (Ar)	Quantité
3 lampes + radio FM	800 000	10
3 ampoule + radio FM + télé	4 000 000	4
3 ampoule + radio FM + télé + frigo	25 000 000	1 à 2
3 ampoule + radio FM + télé + frigo + chauffe-eau	30 000 000	1 à 2
Foyer confort	50 000 000	1 à 2

Vente mensuelle depuis la crise

Equipements	Prix	Quantité
3 lampes + radio FM	800 000	2
3 ampoule + radio FM + télé	4 000 000	2
3 ampoule + radio FM + télé + frigo	25 000 000	1 à 2
3 ampoule + radio FM + télé + frigo + chauffe-eau	30 000 000	1 à 2
Foyer confort	50 000 000	1 à 2

Opportunité : écologique, sans bruit, amélioration de la santé publique

Faiblesse : au niveau de la maintenance car insuffisance de la capacité et de la sensibilisation de la population

Power technology

Vente d'installation utilisant l'énergie solaire

Produits importés de divers fournisseurs (Europe, Taiwan,...)

Caractéristique des consommateurs : clients provenant de la province

Equipement photovoltaïque

Panneau

Batterie

Régulateur

Convertisseur

Prix varie selon besoin des consommateurs, fournisseurs, marques

Quantité vendu selon saison, en moyenne plus de 10 kits par mois

Chauffe-eau solaire

Début vente 2009 et arrêt vente depuis 2011 à cause de la faillite du fournisseur

Durée de vie chauffe-eau solaire selon qualité : plus de 25 ans pour les capteurs panneaux, moins de 25 ans pour la tubulaire .

Force : contribution au développement rural, création de site d'exploitation électrique autre que la JIRAMA, solaire extensible (on peut augmenter la puissance de l'énergie en ajoutant des panneaux)

Opportunité : retour sur investissement est de 4 ans

Menace : pollution à la fin de vie de la batterie

Défi : renforcement de la promotion sur les énergies renouvelables

Annexe 14. Liste des exploitants enquêtés

1. Liste des exploitants en électrification rurale enquêtés

RAISON SOCIALE	CONTACT	SIEGE	TEL
AMBININTSOA ENERGY	Rivoarivelo ANDRIAMASO-MANALINA	Lot II I 143 ter Alarobia Amboniloha	032 41 780 14 / 032 04 990 70
Association AIDER	Tantely RAKOTOARIMANANA	Lot II T 52 CA Ampandrana Est	24 639 85 / 033 11 673 20
BAGELEC	Roger RAVELONINDRINA	Lot 468 ME Mandrosoa Ivato	033 19 795 96/033 11 405 59
BE AU CARRE	Edgard MANANA	Logt 1137 Cité des 67Ha	034 05 542 42 / 032 04 542 42
CASIELEC	Casimir RANAIVO	Lot: II R 88 A Ambohitrakely	033 12 337 06
ECEE	Lahy Vincent	Lot 092 D bis Ambohibao Antehiroka	032 04 017 57
EDM	Solofo RAKOTOTIANA	3è étage Imm. GALAXY Andraharo	034 03 004 42 / 23 269 08
ELEC&EAU	Théophile RAKOTONDRA-MANANTRA	Anosivavaka Antananarivo	24 255 38
IMPORT EXPORT & TRAVAUX (IET)	Dave KINOO / Nazia	Lot II J 161 Y Ambodivoanjo	033 11 066 30 / 034 04 447 70
JIRAFI	Jeannet RATEFIARIVONY	Lot II B 49 DB Amboditsiry	22 414 18 / 033 12 178 50
SAEE	René Danes	II F 34 HE Andraisoro	033 12 143 84
SEEM	Benjamin RAVELONIRINA	Lot: IV 45 bis Ankazotokana	034 02 650 25 / 034 15 101 00 / 033 29 885 85
SERMAD	RATEFIARIVONY	Lot II B 49 D B Amboditsiry	033 12 178 50/ 22 414 18 /033 07 409 77 / 26 229 93
SM3E	Rivoarivelo ANDRIAMASO-MANALINA	Lot II I 143 ter Alarobia Amboniloha	032 41 780 14
VITASOA ENERGY	Raharison ANDRIAMAHERISOA	Lot II O 154 bis Anjanahary - Antananarivo 101	034 12 621 64 / 22 403 42

2. Liste des vendeurs et distributeurs d'installation solaire et éolienne

Nom des sociétés
Majinco
Soltec
Flamingo
Clinic Info
Hydelec
SMEF
Someca
ADES
TED
Power Technology

Le WWF en chiffres

1961

WWF a été créée en 1961

+100

WWF est présent dans plus de 100 pays, sur 5 continents



+5M

WWF a plus de 5 millions de supporters

+5 000

WWF compte plus de 5 000 de staffs dans le monde

© WWF/MWIOPO



Notre raison d'être.

Arrêter la dégradation de l'environnement dans le monde et construire un avenir où les êtres humains pourront vivre en harmonie avec la nature.