

REPOBLIKAN'I MADAGASIKARA
Fitiavana - Tanindrazana - Fandrosoana



Ministère de l'Économie et des Finances
Secrétariat Général



Projet d'Appui au renforcement des capacités d'Analyse
des Facteurs de Vulnérabilité Structurale et la promotion de l'Économie Bleue

Étude sur l'Économie Politique de la réforme du secteur de l'Énergie

N° Don : 5900155015354

RAPPORT FINAL

**Tome 1 - Livrable 1 : Analyse approfondie de l'ensemble des
contraintes qui freinent le développement
du secteur de l'électricité**

**Tome 2 - Livrable 2 : Note d'orientation sur les politiques
et les réformes du secteur de l'électricité**

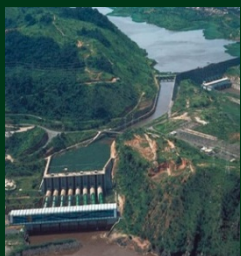
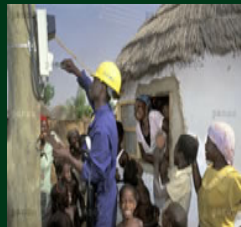
Novembre 2022



Dev2E
INTERNATIONAL
7087225 Canada Inc.

150-MG-086





REPOBLIKAN'I MADAGASIKARA
Fitiavana - Tanindrazana - Fandrosoana



Ministère de l'Économie et des Finances
Secrétariat Général



Projet d'Appui au renforcement des capacités d'Analyse
des Facteurs de Vulnérabilité Structurelle et la promotion de l'Économie Bleue

Étude sur l'Économie Politique de la réforme du secteur de l'Énergie

N° Don : 5900155015354

Analyse approfondie de l'ensemble des contraintes qui freinent le développement du secteur de l'électricité

Août 2022



Dev2E
INTERNATIONAL
7087225 Canada Inc.

150-MG-086



Projet d'Appui au renforcement des capacités d'Analyse des Facteurs
de Vulnérabilité Structurale et la promotion de l'Économie Bleue

Étude sur l'Économie Politique
de la réforme du secteur de l'Énergie

Références du contrat Don BAFD N° 5900155015354
Contrat No. 003/MEF/SG/ARCEB.21
Ordre de Service No. 001-2022-MEF/SG/ARCEB

Client MEH / Secrétariat général – Projet ARCEB
Antananarivo, Madagascar.

Consultant



888, Rue De Villers - bureau 302
Québec, QC Canada G1V 5B5
Tel : +1 418 614 2225
Email: dev2e@dev2e-international.org
Web: www.dev2e-international.org

Jeanne-Adèle NGAN (NJA)	Directrice du Projet
Dibongue KOUO (DK)	Chef d'Équipe, Économiste Principal de l'Énergie
Emmanuel Olivier ZENGUE (EOZ)	Spécialiste Analyses et Modélisation financières
Jules RAZAFIMANDIMBY (JR)	Spécialiste Secteur Électrique
Dieudonné RAOELIJAONA (DR)	Spécialiste Secteur Électrique

Rédaction du document

	VERSION 1 - FINALE	VERSION 2 - FINALE
Date	25 juillet 2022	08 août 2022
Rédaction	DK / EOZ / JR / DR	DK / EOZ / JR / DR
Relecture	DK	DK
Validation	NJA	NJA

Le présent document a été rédigé par Dev2E dans le cadre du mandat Étude sur l'Économie Politique de la réforme du secteur de l'Énergie Malagasy et sur la base des données et informations collectées in situ. Ce document ne reflète pas nécessairement l'avis du MEF sur la question et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs.

Table des matières

1. Résumé exécutif	19
1.1. Étude diagnostique : aspects technico-économiques et financiers	19
1.1.1. Contexte général du marché.....	19
1.1.2. Diagnostic opérationnel	21
1.1.3. Diagnostic financier	23
1.2. Analyse situationnelle.....	25
1.3. Suivi – évaluation de la régulation	27
1.4. Analyse et gestion des risques	30
1.5. Options institutionnelles	31
1.6. Développement institutionnel	34
2. Description générale de l'étude	37
2.1. Arrière-plan global de l'étude	37
2.2. Objectifs et finalité du mandat.....	39
2.2.1. Objectifs de l'étude	39
2.2.2. Vue d'ensemble du secteur de l'énergie à madagascar	40
3. Étude diagnostique : aspects technico-économiques et financiers	42
3.1. Contexte général du marché de l'énergie électrique malagasy	42
3.2. La délimitation de l'électrification rurale.....	45
3.3. Diagnostic général du secteur électrique malagasy	46
3.3.1. Caractéristiques générales	47
3.3.2. Caractérisation du cadre de fonctionnement de la performance opérationnelle	58
3.3.4. Recommandations.....	73
3.4. Diagnostic financier du secteur de l'électricité.....	78
3.4.2. Les indicateurs de la performance financière et de la compétitivité	78
3.4.3. Recommandations et impacts attendus sur le plan financier et de la compétitivité	91
3.4.4. Annexe : états financiers historiques jirama.....	92
4. Analyse du cadre institutionnel et réglementaire	94
4.1. Analyse situationnelle du secteur de l'électricité malagasy	94
4.1.1. Analyse du jeu et des rôles des parties prenantes	94
4.1.2. Matrice d'analyse des parties prenantes	100
4.2. Analyse et gestion des risques	103
4.2.1. Introduction.....	103

4.2.2. Le processus d'analyse des risques.....	106
4.2.3. Caractérisation et catégorisation des risques identifiés.....	111
4.2.4. Gestion et mitigation des risques.....	114
4.2.5. Le prolongement de l'analyse : le modèle de notation financière du secteur malagasy de l'électricité	117
4.2.6. Conclusions.....	120
4.3. Suivi & évaluation de la régulation.....	122
4.3.1. Le cadre analytique de la régulation	122
4.3.2. L'indice de réglementation de l'électricité de la banque africaine de développement	123
4.3.3. Le suivi / évaluation de l'ore dans la mise en œuvre de la régulation à madagascar	124
5. Options institutionnelles	141
5.1. Les éléments fondamentaux de l'analyse.....	141
5.1.1. Le cadre conceptuel	142
5.1.2. Les objectifs poursuivis.....	144
5.1.3. Les outils d'évaluation de la performance	145
5.2. Les autres fondements de l'analyse.....	149
5.2.1. L'organisation de la coopération.....	149
5.2.2. La théorie économique des organisations et la nouvelle théorie de la réglementation	152
5.2.3. Les contraintes informationnelles, transactionnelles et administratives	153
5.3. Le contexte et les spécificités malagasy.....	155
5.3.1. Le contexte légal et réglementaire	155
5.3.2. Les particularités de l'électricité	156
5.4. L'éventail des alternatives institutionnelles possibles.....	159
5.4.1. Introduction.....	159
5.4.2. Le contrôle de la relation d'agence.....	159
5.4.3. La contrainte primordiale pour les propositions institutionnelles dans le cas malagasy	164
6. Le développement institutionnel du secteur électrique malagasy	175
6.1. Introduction.....	175
6.2. Le rôle central de l'ore pour le développement institutionnel	176
6.3. Plan de renforcement des compétences et de l'expertise et modalités de mise en œuvre.....	177
6.3.1. Identification des besoins.....	178
6.4. Le modèle institutionnel du plan de renforcement des compétences et de l'expertise (PIRCE)	185
6.4.1. Sens et portée du PIRCE	185
6.4.2. Description du processus de planification stratégique.....	185
6.4.3. Les activités associées pour le renforcement des compétences	189

6.4.4. Dispositif institutionnel de mise en œuvre	191
6.4.5. Recommandations de mise en œuvre	193

Table des illustrations

Tableau 1 : Parc de production de Madagascar - JIRAMA & Producteurs privés - Décembre 2020	47
Tableau 2 : Caractéristiques des centrales thermiques existantes (Données à jour à Déc. 2020)	48
Tableau 3 : Caractéristiques des centrales hydroélectriques existantes (Données à jour à Déc. 2020)	49
Tableau 4 : Caractéristiques des centrales solaires Photovoltaïques	50
Tableau 5 : Parc de production des localités rurales – puissances installées.....	52
Tableau 6 : Évolution de la production totale de la JIRAMA par source	53
Tableau 7 : Disponibilités des statistiques d'exploitation localités rurales	54
Tableau 8 : Caractéristiques du segment Transport	57
Tableau 9 : Indicateurs de performance clé (KPIs) des centrales	59
Tableau 10 : Facteurs de disponibilité de la PIE au Sénégal	60
Tableau 11 : Facteur de charge et facteur de disponibilité des centrales thermiques de la JIRAMA.....	60
Tableau 12 : Facteur de charge et facteur de disponibilité des centrales hydrauliques de la JIRAMA	62
Tableau 13 : Indicateurs de performance du segment Transport	63
Tableau 14 : Incidents sur l'exploitation des réseaux de transport.....	64
Tableau 15 : Benchmarking Indicateurs de performance - Transport.....	64
Tableau 16 : Évolution des rendements global et réseau	66
Tableau 17 : Statistiques des incidents BT & MT	67
Tableau 18 : Principales causes des pannes réseaux BT & MT	67
Tableau 19 : Incidents des transformateurs en exploitation	68
Tableau 20 : benchmarking des indicateurs de performance de la commercialisation	70
Tableau 21 : Évolution de l'équilibre Offre – Demande d'électricité à Madagascar.....	71
Tableau 22 : Récapitulatif des recommandations du segment de la Production.....	74
Tableau 23 : Récapitulatif des recommandations du segment du Transport	75
Tableau 24 : Récapitulatif des recommandations Distribution	76
Tableau 25 : Récapitulatif des recommandations Commercialisation	77
Tableau 26 : JIRAMA – Bilan Synthétique – Actif	80
Tableau 27 : JIRAMA – Bilan Synthétique – Passif.....	81
Tableau 28 : Surface financière et taux d'endettement de la JIRAMA.....	82
Tableau 29 : Calcul de la liquidité de la JIRAMA à partir des cycles de trésorerie	83
Tableau 30 : Déclinaison des éléments du BFR normatif (en jours)	83
Tableau 31 : Calcul des ratios de liquidité de la JIRAMA.....	84
Tableau 32 : Calcul des ratios de couverture	84
Tableau 33 : Évolution des soldes caractéristiques de gestion	85
Tableau 34 : Évolution du taux d'accès à l'électricité à Madagascar	86
Tableau 35 : Évolution comparative du PIB/habitant (Madagascar vs. Comores)	86
Tableau 36 : Évolution de l'inflation, du cours du baril et des taux de change.....	86
Tableau 37 : Évolution de la structure de production par type d'énergie	87
Tableau 38 : Utilisation de la valeur ajoutée	87
Tableau 39 : Évolution des ratios de gestion.....	88
Tableau 40 : Calcul du ratio de rentabilité économique.....	89
Tableau 41 : Calcul du ratio de rentabilité financière et du levier financier	90
Tableau 42 : Évolution de la notation financière de la JIRAMA	90

Tableau 43 : États financiers historiques JIRAMA	92
Tableau 44 : Dépenses pour les PIE et loueurs de groupes à la JIRAMA	99
Tableau 45 : Matrice d'analyse des parties prenantes (1 / 2)	101
Tableau 46 : Matrice d'analyse des parties prenantes (2 / 2)	102
Tableau 47 : Typologie des risques (1 / 2)	110
Tableau 48 : Typologie des risques (2 / 2)	110
Tableau 49 : Description des niveaux de gravité	111
Tableau 50 : Description des niveaux de probabilité d'occurrence	112
Tableau 51 : Exemple de matrice d'évaluation de risques	113
Tableau 52 : Exemple de gradation des niveaux d'acceptabilité	114
Tableau 53 : Matrice de gestion des risques (1 / 2)	115
Tableau 54 : Tableau de correspondance entre la valeur du KPI et la note/score non pondérée	118
Tableau 55 : Coefficient (pondération) de la note par niveau d'acceptabilité	119
Tableau 56 : Grille de notation	119
Tableau 57 : Évaluation du coefficient de décote	120
Tableau 58 : Score prévisionnel global Industrie électrique Malagasy	121
Tableau 59 : Extrait des comptes d'exploitation pour l'activité Électricité de la JIRAMA (mds MGA)	130
Tableau 60 : Régulation institutionnelle Vs contractuelle - Avantages et désavantages	132
Tableau 61 : Dimensions pour définir la structure optimale de la chaîne de valeur (1 / 2)	161
Tableau 62 : Dimensions pour définir la structure optimale de la chaîne de valeur (2 / 2)	162
Tableau 63 : Modalités institutionnelles selon les modes de gestion (options)	162
Tableau 64 : Classement des objectifs poursuivis	166
Tableau 65 : Matrice de décision	173
Tableau 66 : Fonctions fondamentales et principaux objets de décision de régulation	185
Tableau 67 : Fonctions fondamentales et objectifs stratégiques	186
Tableau 68 : Objectifs stratégiques et compétences associées	188
Tableau 69 : Activités associées à l'objectif stratégique 1	189
Tableau 70 : Activités associées à l'objectif stratégique 2	189
Tableau 71 : Activités associées à l'objectif stratégique 3	190
Tableau 72 : Activités associées à l'objectif stratégique 4	191
Figure 1 : objectifs poursuivis par la réforme sectorielle et les acteurs décisionnels clé	25
Figure 2 : Matrice d'analyse des parties prenantes	26
Figure 3 : Objectifs poursuivis par l'ORE dans le cadre de ses missions	29
Figure 4 : Matrice de décision	33
Figure 5 : Carte de Madagascar	38
Figure 6 : Structure des approvisionnements	41
Figure 7 : Chaîne de valeur de l'industrie électrique Malagasy	42
Figure 8 : Caractéristiques du marché de l'Électricité Malagasy	43
Figure 9 : Carte d'irradiation horizontale globale à Madagascar (Moyenne annuelle 2005 kWh/m ²)	50
Figure 10 : Vitesse et densité du vent à 50 m à Madagascar	51

Figure 11 : Récapitulatif des puissances installées et disponibles.....	52
Figure 12 : Répartition des sources d'énergie de la production en zones rurales.....	54
Figure 13 : Configuration énergétique du système urbain et péri-urbain Malagasy en 2018.....	55
Figure 14 : Coût opérationnel du service (\$ US / kWh).....	61
Figure 15 : Cartographie des parties prenantes.....	95
Figure 16 : Objectifs poursuivis par la réforme sectorielle et acteurs décisionnels clé.....	96
Figure 17 : Les parties prenantes impliquées dans le secteur électrique Malagasy.....	100
Figure 18 : Les étapes de l'analyse et de la gestion des risques.....	105
Figure 19 : Objectifs poursuivis par l'ORE dans le cadre de ses missions.....	125
Figure 20 : Organigramme de l'ORE – Juillet 2021.....	128
Figure 21 : Déficit (à gauche en 10 ³ MGA) et marge (à droite en %) opérationnels de la JIRAMA.....	130
Figure 22 : Comparaison du coût de revient et tarif moyen (MGA / kWh).....	131
Figure 23 : Comparaison du coût de revient et tarif moyen (USD / kWh).....	131
Figure 24 : Options institutionnelles pour la gestion de l'électricité.....	141
Figure 25 : Le processus de choix des options institutionnelles.....	143
Figure 26 : Taxonomie des objectifs poursuivis dans le processus de réforme.....	144
Figure 27 : Objectifs poursuivis par l'État Malagasy pour la réforme du secteur électricité.....	160
Figure 28 : Chaîne de valeur de l'électricité.....	161
Figure 29 : Objectifs poursuivis par l'État Malagasy pour la réforme du secteur électricité.....	165
Figure 30 : Chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar – Urbains & péri-urbains.....	168
Figure 31 : Chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar – Zones rurales.....	169
Figure 32 : Organigramme de l'ORE.....	180
Figure 33 : Organisation matricielle de l'ORE Malagasy.....	181
Figure 34 : Grille d'analyse du repérage des thématiques d'expertises.....	183
Figure 35 : Cellule de Coordination.....	192

Abréviations & Acronymes

ADER	-	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
AFRICA50	-	Fonds d'investissement en Infrastructures de la BAD
ARELEC	-	Autorité de Régulation de l'Électricité (suivant le CODELEC, Loi No. 2017-020)
BAfD / AfDB	-	Banque Africaine de Développement / African Development Bank
BM / WB (the)	-	Banque Mondiale / The World Bank
BT	-	Basse Tension – (À Madagascar : 220 V et 380 V)
CAE / PPA	-	Contrat d'Achat d'Électricité / Power Purchase Agreement
CER	-	Communauté Économique Régionale
JIRAMA	-	Jiro Sy Rano Malagasy
CGHV	-	Compagnie Générale d'Hydroélectricité de Volobe
COI	-	Commission de l'Océan Indien
COMESA	-	Common Market for Eastern and Southern Africa
EAF	-	Energy Availability Factor / Facteur de disponibilité
EDBM	-	Economic Development Board of Madagascar
EFOF	-	Equivalent Forced Outage Factor / Facteur d'indisponibilité suite incidents
ENEO sa	-	Energy of Cameroon sa (Société d'électricité du Cameroun)
END	-	Énergie Non Distribuée
ESOF	-	Equivalent Scheduled Outage Factor / Facteur d'indisponibilité suite travaux programmés
FNE	-	Fond National d'Électrification Rurale.
GIZ	-	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GRD	-	Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité
GNT	-	Gestionnaire National de Transport
GO / LFO	-	Gasoil / Light Fuel Oil
GRT	-	Gestionnaire de Réseau de Transport
HFO	-	Heavy Fuel Oil / Huile Lourde
HT	-	Haute Tension – (À Madagascar : 63 kV, 90 kV, 138 kV et le 220 kV)
IPD	-	Indicateur de Potentiel de Développement
JIRAMA	-	Jiro Sy Rano Malagasy
KPI	-	Key Performance Indicator / Indicateur clé de Performance
MEF	-	Ministère de l'Économie et des Finances
MEH	-	Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Hydrocarbures
MGA	-	Malagasy Ariary
MMRS	-	Ministère des Mines et des Ressources Stratégiques
MT	-	Moyenne Tension – (A Madagascar : 5 kV, 5.5 kV, 20 kV, 30 kV et 35 kV)
NPE	-	Nouvelle Politique de l'Énergie
ORE	-	Office de Régulation de l'Électricité (suivant Loi No. 98-032)
PAGOSE	-	Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations dans le Secteur de l'Électricité.
PIB	-	Produit Intérieur Brut
PIE / IPP	-	Producteur Indépendant d'Énergie / Independent Power Producer
PND	-	Plan National de Développement

- PPP** - Partenariat Public Privé
- PRIRTEM** - Projet de renforcement et d'interconnexion des réseaux de transport d'énergie électrique à Madagascar
- SADC** - Southern African Development Community
- SAIDI** - System Average Interruption Duration Index / Durée cumulée moyenne d'interruption de la fourniture d'électricité pour une année
- SAIFI** - System Average Interruption Frequency Index / Nombre moyen d'interruptions de la fourniture d'électricité pour une année
- SCADA** - Supervisory Control And Data Acquisition / Système d'acquisition et de contrôle de données



Résumé exécutif



1. Résumé exécutif

Madagascar a entrepris avec la loi 98-032, complétée par la loi 2017-020, une réforme du secteur de l'électricité qui consiste à passer d'une approche monolithique à une séparation fonctionnelle et juridique en segments différenciés des activités de production, transport et distribution / commercialisation (vente) de l'électricité. La mise en œuvre de cette mutation nécessite de tenir compte des caractéristiques de marché de chacun des segments considérés. Le cadre législatif suppose ainsi de tenir compte des caractéristiques de monopole naturel des segments du transport et de la distribution, en introduisant de la réglementation pour gagner en efficacité. Cela suppose également d'introduire de la concurrence là où cela est possible, notamment dans les segments de la production et de la commercialisation de l'Électricité.

Il ressort de l'étude diagnostique de la réforme à laquelle nous nous sommes livrés que les résultats actuels de l'évolution du processus ne révèlent pas une baisse des coûts de production du kWh et partant, des prix de l'électricité livrée aux consommateurs.

Le présent document débute par une description générale de l'étude avec la présentation de l'arrière-plan global du pays (Chapitre 2) et de son évolution succincte sur le plan politique et socio-économique, avant de se pencher sur les objectifs et la finalité du mandat.

En accord avec les termes de référence du mandat, ainsi que sur la base de notre proposition technique, le présent document correspond au livrable No. 1 et traite de « l'étude diagnostique et des éléments d'analyse de la réforme sectorielle du secteur de l'énergie Malagasy ». Pour ce faire, un découpage en chapitres spécifiques a été fait, qui met en exergue les différents volets du diagnostic et des analyses menées tel que présenté ci-après :

- Diagnostic des aspects technico-économiques et financiers,
- Analyse situationnelle du secteur électrique malagasy,
- Suivi-Évaluation de la Régulation
- Analyse et gestion des risques,
- Choix des options institutionnelles optimales, et
- Développement institutionnel du secteur électrique Malagasy.

Il convient de signaler à ce stade, que nous ne nous sommes pas penchés ici sur la prospective et les scénarios d'évolution de la chaîne de valeur Malagasy de l'électricité, avec les scénarios d'évolution suivant les fluctuations du prix des énergies fossiles et l'intensification de la production hydroélectrique malgache. Ces aspects, de même que la modélisation et les projections financières, sont au cœur des développements sur les options de politiques publiques, objets du livrable de l'étape 2 de l'étude.

1.1. Étude diagnostique : aspects technico-économiques et financiers

1.1.1. Contexte général du marché

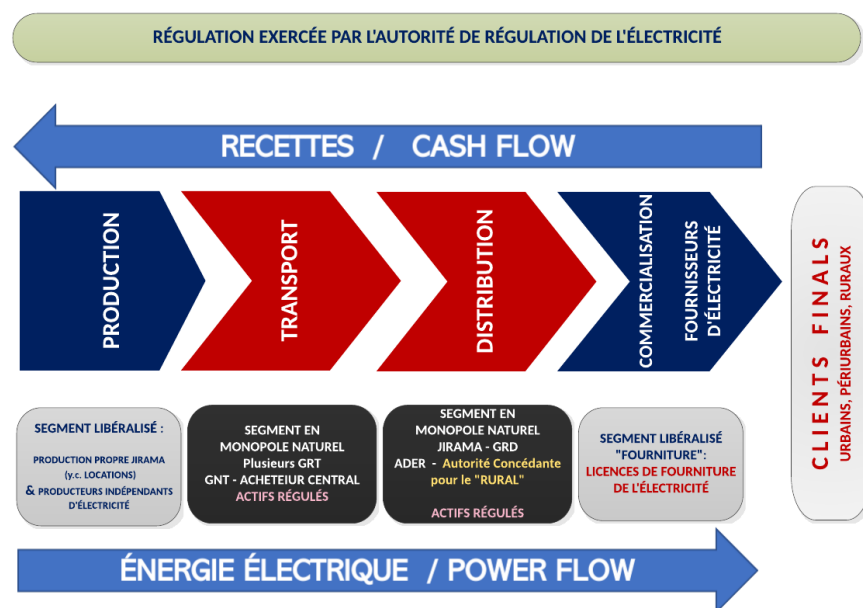
Avant de se pencher sur le diagnostic proprement dit, ce chapitre commence par présenter le contexte général du marché de l'énergie Malagasy, ainsi que ses dispositions réglementaires et son organisation industrielle.

Le texte législatif de base de l'ensemble de l'articulation du processus de réforme du secteur électrique Malagasy est la loi No. 2017-020 portant Code de l'électricité (CODELEC 2017). Ce texte de loi introduit une mutation majeure pour la libéralisation du secteur, à savoir : la séparation fonctionnelle verticale des

segments de l'industrie électrique que sont la Production, le Transport et la Distribution de l'Électricité. Le dernier de ces trois segments, la Distribution; pouvant désormais lui-même se décomposer en deux (2) sous-segments :

- Le sous-segment de la Distribution d'électricité qui englobe la gestion des lignes de Distribution avec l'introduction de la notion de Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD), et
- Le sous-segment de la commercialisation de l'Électricité, avec l'introduction de l'activité de fourniture d'électricité via des licences de fourniture.

En d'autres termes, il est désormais question de se pencher sur les conditions de libéralisation et donc des conditions d'introduction de partenaires privées dans les segments de la chaîne de valeur de l'électricité telle que décrite dans le schéma suivant.



La séparation fonctionnelle verticale s'accompagne d'une séparation horizontale basée sur l'introduction de deux périmètres géographiques distincts sur le territoire Malagasy :

- Les zones urbaines et péri-urbaines, ainsi que les zones rurales qui se trouvent à proximité des réseaux MT & BT, et
- Les zones rurales qui sont en dehors de celles énoncées ci-avant.

La performance du secteur est fortement liée à celle de la JIRAMA, la société de service public de l'électricité, qui reste le principal opérateur dans le sous-secteur de l'électricité. C'est la raison pour laquelle les informations concernent presque exclusivement cette entreprise.

Le diagnostic général est ensuite présenté suivant deux (2) volets complémentaires :

1. Un diagnostic opérationnel (technico-économique) qui repose sur

- Des indicateurs de la performance opérationnelle technique (Qualité et fiabilité du réseau électrique, activités de maintenance et de dépannage du réseau etc.),
- Des indicateurs de la gestion de la clientèle, et des indicateurs relatifs aux services connexes au volet de la commercialisation de l'électricité (la relève, la facturation, les encaissements et le recouvrement etc.)

2. Le diagnostic financier

1.1.2. Diagnostic opérationnel

La totalité des segments de la chaîne de valeur de l'électricité Malagasy sont présentés en extension, ce qui permet d'avoir une vue en coupe précise des caractéristiques propres à chacun de ces segments : Production, Transport et Distribution / Commercialisation.

Une fois cette présentation effectuée, le chapitre se focalise sur la caractérisation du cadre de fonctionnement de la performance opérationnelle, sur la base :

- des indicateurs de la performance opérationnelle (technique et commerciale) qui couvrent d'une part les trois segments de la Production, du Transport et de la Distribution, et d'autre part
- des indicateurs qui permettent de juger des performances du segment de la commercialisation de l'électricité aux abonnés. Ce dernier aspect est en effet primordial puisque c'est par ce canal qu'est collecté le cash-flow qui va servir à définir l'équilibre financier de l'ensemble du secteur et partant, les possibilités de financement de son développement.

Le diagnostic opérationnel s'articule autour de deux volets :

1. Les indicateurs de la performance opérationnelle technique (Qualité et fiabilité du réseau électrique, activités de maintenance et de dépannage du réseau etc.), Ils couvrent les segments de la Production, du Transport et de la Distribution,
2. Les indicateurs de la gestion de la clientèle, et les indicateurs relatifs aux services connexes au volet du sous-segment de la commercialisation de l'électricité (la relève, la facturation, les encaissements et le recouvrement etc.)

Le diagnostic de la performance opérationnelle effectué met en évidence les principales sources d'inefficacité de la JIRAMA qui est la principale entité en charge de la gestion du secteur :

- Dans le segment de la Production : un facteur de disponibilité médiocre (45 % en moyenne) des centrales thermiques qui sont prépondérantes dans le mix énergétique. Cet indicateur est couplé à i) des coûts de combustibles anormalement élevés du fait des rendements des dites centrales eux aussi médiocres (notamment pour les centrales en location, et ii) des consommations spécifiques et donc des dépenses en combustibles qui ont été multiplié par dix (10) entre 2010 et 2018¹.
- Dans le segment du Transport : un niveau de pertes dans ce segment qui s'élève à 8,19 % et qui excède de ce fait la plage de 5 % - 7% des meilleures pratiques internationales,
- Dans le segment de la Distribution : les installations de distribution qui ne sont pas en bon état se caractérisent par des problèmes de surcharge, des incidents sur les transformateurs en

¹ Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA – Rapport CASTALIA, Octobre 2019.

exploitation, ainsi que des incidents sur les lignes en augmentation continue depuis une dizaine d'années aussi bien sur les réseaux BT que MT. Autant d'éléments qui conduisent à des interruptions régulières de la fourniture d'électricité, par suite des déclenchements récurrents des disjoncteurs. Il s'ensuit un rendement du réseau de distribution qui s'élève ainsi à 77,35% en 2018 et partant, un niveau élevé de pertes techniques² de 22,6% du segment Distribution, lequel excède largement le maximum admissible de 9% - 10% des meilleures pratiques de l'industrie.

- Dans le segment de la Commercialisation : le niveau des encaissements de la JIRAMA qui est de 89 % en 2018 doit être relevé pour se situer à un niveau qui excède 95%. Il en est de même du taux de recouvrement évalué à 52,99 % en 2018, ou encore le très faible ratio de clients par employé de la JIRAMA qui, avec 132 clients / employés se révèle être la moitié des meilleures pratiques du continent africain.

Les impacts négatifs de ces principaux éléments aboutissent à une faible efficacité opérationnelle et technique et partant, une mauvaise qualité du service fourni par la JIRAMA doublée de coupures fréquentes de la fourniture d'électricité.

Un certain nombre de recommandations sont ensuite faites, au premier rang desquelles se trouve celle relative à la mise à disposition des informations nécessaires au Suivi-Évaluation des activités des segments de la chaîne de valeur Électricité pour être en mesure de juger de la qualité de l'approvisionnement / fourniture du service de l'électricité.

En conséquence, la 1^{ère} recommandation fondamentale a trait à l'élaboration d'un rapport d'activités aux normes internationales qui rende effectivement compte de la totalité des activités et qui soit disponible en ligne comme c'est le cas des autres sociétés d'électricité du continent. Cette recommandation qui peut paraître générale se révèle capitale dans le cas Malagasy pour être en mesure, sans avoir à mener des enquêtes coûteuses et généralement longues; de juger de la qualité de l'approvisionnement et de la qualité de la fourniture de l'électricité aux clients finals.

Les autres recommandations sont énoncées ci-après, en relation avec les enjeux propres à chacun de segments d'activités de la chaîne de valeur :

- Segment de la production :
- Enjeu : Réduction des coûts opérationnels
 - Recommandations :
 1. Réduction du coût des combustibles en revisitant et en renégociant les marchés conclus avec les loueurs et les contrats signés avec les PIE,
 2. Se rapprocher de l'OMH pour optimiser les coûts au travers de la mise en œuvre d'importations directes
 3. Réduction des consommations spécifiques des centrales thermiques pour les faire converger vers les valeurs de référence des équipementiers.
- Segment du transport :
- Enjeu : Renforcement du réseau de Transport
 - Recommandations :

² Il en est de même du nombre élevé de pannes dans la distribution tant moyenne que basse tension, des délestages intempestifs et fréquents, des variations anormales de tension etc.

Proposer des solutions technico-économiques pérennes pour desserrer les contraintes techniques les plus importantes pour une exploitation efficace du réseau de Transport : Installation de nouveaux transformateurs, réhabilitation des lignes actuelles / construction de nouvelles lignes de transport.

- Enjeu : Moderniser et fiabiliser la conduite des réseaux régionaux (en particulier le RIA)
- Recommandations :
Étudier et finaliser la modernisation du centre de contrôle du RIA et de l'automatisation progressive liée à la mise en place d'un réseau national unique et d'une évolution vers le SCADA.

→ Segment de la distribution :

- Enjeu : Renforcement du réseau de Distribution
- Recommandations :
 1. Proposer des solutions technico-économiques pérennes pour desserrer les contraintes techniques les plus importantes pour une exploitation efficace du réseau de Distribution : Installation de nouveaux postes, réhabilitation des lignes actuelles / construction de nouvelles lignes de distribution
 2. Réduire les déséquilibres des phases BT
 3. Inciter les clients MT à améliorer leur facteur de puissance
- Enjeu : Réduire les pertes techniques de distribution
- Recommandation :
Définir un système de codification des points de livraison avec rattachement au transformateur qui les alimente, procéder à un inventaire de tous les points de livraison, pour arriver au calcul du SAIFI et du SAIDI Distribution.

→ Segment de la Commercialisation :

- Enjeu : Améliorer la qualité de la facturation
- Recommandations :
Négocier avec les bailleurs de fonds pour obtenir la généralisation des compteurs à prépaiement.
- Enjeu : Améliorer le service à la clientèle et l'image de marque de la JIRAMA
- Recommandations :
 1. Fixer et respecter autant que faire se peut, les délais pour la réalisation des branchements,
 2. Fixer des délais pour répondre aux réclamations des clients,
 3. Renforcer la communication vers la clientèle en cas d'interruptions de courant programmées ou à la suite d'incidents.

1.1.3. Diagnostic financier

Le diagnostic financier se limite à la JIRAMA et à l'ADER. Il se fonde sur les indicateurs de performance reconnus et vise in fine, trois objectifs principaux:

- Améliorer l'attractivité des activités de la JIRAMA (Production, Distribution et Commercialisation) pour le secteur privé par l'amélioration structurelle de sa rentabilité;
- Soulager les finances publiques malgaches grâce à une autonomisation financière plus significative du secteur de l'électricité;

- Améliorer la qualité du service et l'accès à l'électricité de l'ensemble des consommateurs Malagasy.

Le diagnostic financier effectué ici, se limite à la revue de la JIRAMA et des opérateurs (Concessionnaires / Permissionnaires) en zones rurales.

Le diagnostic financier mené conduit à identifier un certain nombre de faiblesses internes et externes à la JIRAMA qui plombent considérablement sa performance opérationnelle et partant, remettent en cause sa solvabilité et donc son attractivité.

Faiblesses internes:

- Taux de pertes global anormalement élevé (autour de 30%),
- Prépondérance de la production thermique (Plus de 50%) dans le mix énergétique (Plus de 50%),
- Contrôle interne défaillant,
- Faible niveau de recouvrement des créances commerciales (autour de 50%),
- Insolvabilité structurelle (surface financière/capitaux propres négative).

Faiblesses externes :

- Faible taux d'accès à l'électricité (moins de 27%),
- Forte volatilité du cours du pétrole sur les marchés internationaux
- Dépréciation de l'Ariary par rapport au Dollar et à l'Euro

En réponse à cela, cinq (5) priorités sont présentées dans cette section pour restaurer sa rentabilité et donc son attractivité vis-à-vis de potentiels investisseurs :

- **Le renforcement du Fonds de Roulement de la compagnie:** la reconstitution des capitaux propres apparaît comme une priorité majeure à laquelle l'actionariat et le management doivent s'attaquer afin de restaurer l'équilibre financier. Nous recommandons également un rééquilibrage qui tendrait à ramener le taux d'endettement à terme de la compagnie à un maximum 66%, soit 2/3 de dettes financières à long terme au maximum et 1/3 de capitaux propres au minimum.
- **La maîtrise et l'atténuation des coûts de la production thermique (HFO et LFO):** non seulement par une réduction de la part du thermique dans la structure de production (à ramener entre 20% et 30% de la production globale pour recouvrer la rentabilité de son exploitation) mais aussi maîtriser le coût de la production thermique par la mise en place d'instruments de couverture contre la fluctuation des cours du baril de pétrole et des taux de change (Euro et Dollar);
- **La lutte contre les différentes pertes techniques (Production et Distribution):** ainsi que le relèvement du facteur de disponibilité des centrales. Nous ne nous appesantirons pas sur ce point car il va de soi que la JIRAMA devra disposer (si ce n'est déjà le cas) d'un plan d'action précis à ce sujet.
- **Le renforcement de la gouvernance de la compagnie:** Afin de lutter contre les fraudes et gaspillages de ressources. Cette problématique vise entre autres à atténuer sinon éliminer les pertes et surcoûts d'exploitation non couverts par les risques de marché (inflation, volatilité du baril de pétrole, évolutions défavorables des taux de change) et risques opérationnels stricts (pertes techniques de production et de distribution) ci-dessus évoqués. Cette lutte se décline autour de la systématisation des audits opérationnels, du renforcement du contrôle interne (Procédures,

Systemes information, Qualité des ressources humaines), du renforcement de la conformité, de l'éthique et la lutte contre les pratiques de corruption au sein de la compagnie;

- **La maîtrise du besoin en fonds de roulement:** Elle regroupe la maîtrise des encaissements à travers l'amélioration du taux de recouvrement des créances clients (notamment par la modernisation du système de comptage et le recours au système de prépaiement) ainsi que la normalisation du crédit fournisseurs en vue de réduire les coûts implicites liés au rallongement du délai de règlement des factures fournisseurs.

1.2. Analyse situationnelle

L'analyse situationnelle a débuté avec l'analyse des facteurs internes de performance opérationnelle du secteur électrique, telle que réalisée dans le chapitre précédent. Elle est complétée dans cette section, par l'analyse du jeu et de l'influence des acteurs.

L'analyse présentée dans cette section permet d'approfondir la compréhension du rôle des parties prenantes, de leurs objectifs et de leur influence sur la réforme du secteur de l'électricité Malagasy. Après l'identification des parties prenantes au processus, une question fondamentale est posée : Qui influence l'accélération du processus de mise en œuvre et d'accomplissement de la réforme voulue par les pouvoirs publics ?

La cartographie des principales parties prenantes du secteur de l'électricité Malagasy. Elle montre où (et à quel niveau) chacune d'elles essaie d'exercer une certaine influence dans le processus de prise de décision sur la fourniture d'électricité et partant, dans le processus de la réforme. La figure suivante présente de façon succincte les objectifs poursuivis par la réforme sectorielle, ainsi que les acteurs décisionnels clé connexes.

Figure 1 : objectifs poursuivis par la réforme sectorielle et les acteurs décisionnels clé

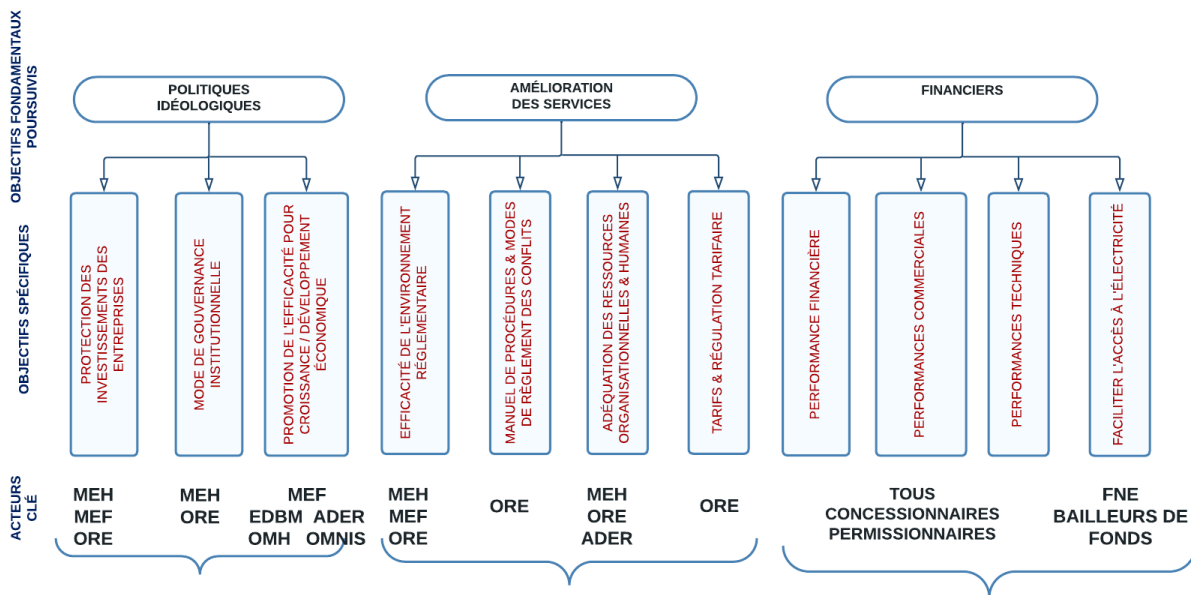


Figure adaptée par le Consultant à partir de la matrice d'analyse des parties prenantes

Les résultats de l'analyse sont consignés dans une matrice d'analyse des parties prenantes qui décrit les intérêts déclarés ou non des différents acteurs dans le respect des stratégies et politiques sectorielles, ainsi que le degré d'influence des dits acteurs à se mobiliser derrière un objectif commun.

Figure 2 : Matrice d'analyse des parties prenantes

CATÉGORIES D'ACTEURS	ACTEURS CLÉS	CARACTÉRISTIQUES (Social, localisation, Organisation, Capacité)	INTÉRÊTS PAR RAPPORT AUX STRATÉGIES (effets sur / effets de la stratégie)	INFLUENCE SUR LA STRATÉGIE (H=Haute, M=Moyenne, F=Faible)
PRENEURS DE DÉCISION GOUVERNEMENTALES	MEH MEF	La capacité organisationnelle des ministères est variable et elle peut être qualifiée de FORTE ou HAUTE dans le cas du MEH, et de MOYENNE pour le MEF parce qu'il ne peut que suivre la planification stratégique et opérationnelle du MEH. Ce sont les efforts conjugués mis en oeuvre par la totalité de l'action gouvernementale qui vont aboutir au succès de la réforme du secteur énergétique, c'est-à-dire un accroissement de l'accès et des coûts optimaux du kWh	Chaque ministère va rechercher le meilleur résultat par rapport aux objectifs spécifiques en relation avec les 3 objectifs fondamentaux poursuivis par la réforme du secteur voulue par le Gouvernement	MEH : HAUTE ++ MEF : MOYENNE
AUTORITÉ DE RÉGULATION	ORE	Les textes réglementaires donnent au Régulateur la totalité des pouvoirs dont il a besoin pour accomplir ses missions. La pratique montre toutefois qu'il ne dispose pas de la capacité organisationnelle pour répondre véritablement présent.	L'ORE est la pièce essentielle du processus de mise en œuvre de la réforme . Il est impératif qu'il puisse être en mesure d'assurer un pilotage en compréhension et en extension de la stratégie de déploiement de la réforme.	ORE : HAUTE ++++
AUTRES ORGANISMES PUBLICS & PARAPUBLICS	OMH OMNIS ONE BNM	Organismes dont le positionnement actuel n'est pas en relation avec le rôle qu'ils peuvent jouer pour éviter le renchérissement des coûts de l'électricité aussi bien à court terme (OMH, OMNIS), qu'à long terme (ONE, BNM)	Déficit d'appropriation de la stratégie et partant, déficit d'implication dans la planification opérationnelle	OMH : MOYENNE ++ OMNIS : FAIBLE ONE : MOYENNE BNM : FAIBLE
BÉNÉFICIAIRES ATTENDUS	JIRAMA Autres Opérateurs	Les concessionnaires et permissionnaires sont les exécutants privilégiés de la planification opérationnelle de la réforme.	Ils présentent la particularité d'être bien organisés et de disposer des moyens humains pour accompagner et aider au succès de la réforme	HAUTE ++
GROUPES D'INTÉRÊT (ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS ...)	Associations consommateurs	Associations inexistantes et dont il est essentiel d'encourager la création	À intégrer dans le développement institutionnel du secteur : compétences et expertise à développer	MOYENNE à HAUTE
SOCIÉTÉ CIVILE (ONGs, Organisations professionnelles, Secteur privé ...)	Syndicat des Industries de Madagascar	Association mature mais dont l'influence reste trop marginale par rapport à la réforme	Rôle majeur pour le "local content" et partant effets très positifs sur la réforme puisque cela aboutit à une réduction des coûts grâce à des matériaux de qualité produits localement	HAUTE
BAILLEURS DE FONDS BI & MULTILATÉRAUX	GIZ, BAD, BM, UE ...	Un nombre croissant de bailleurs de fonds actifs qui sont tous très bien organisés et intéressés à la réussite des réformes pour une chaîne de valeur de l'électricité assainie et performante	Intérêt marqué pour le financement des projets visant à renforcer le succès de la réforme du secteur	HAUTE

1.3. Suivi – Évaluation de la Régulation

Cette section commence par définir le cadre analytique général qui va servir de base à l'exercice d'évaluation des fonctions du Régulateur, c'est-à-dire du mode d'exercice de la régulation par l'ORE, dans le paysage électrique Malagasy, pour lui permettre de réaliser les fonctions qui lui incombent dans le processus de la réforme, à savoir :

- Les analyses économiques et financières, desquelles découlent les questions de détermination des tarifs et de régulation tarifaire ;
- Les analyses techniques et environnementales, desquelles découlent les orientations en matière de qualité du service, de sécurité et de fiabilité des approvisionnements en énergie, d'investissements en infrastructures de transport et de distribution d'électricité, de maîtrise de l'énergie, de prise en compte et d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique Malagasy ;
- Les analyses juridiques et des questions d'ordre légal, lesquelles sont essentielles pour permettre à l'ORE d'assumer efficacement ses tâches et responsabilités dans le cadre juridique et institutionnel en vigueur.

Le cadre analytique est complété par la présentation de l'Indice de Réglementation de l'Électricité (ERI) de la BAD³, qui permet de mesurer le niveau de développement des cadres réglementaires du secteur de l'électricité dans les pays africains et la capacité des autorités de régulation à s'acquitter efficacement de leurs missions.

L'évaluation de l'ERI est basée sur les observations relatives aux caractéristiques de : (a) la performance financière et la compétitivité ; (b) la qualité de la prestation de service (commerciale et technique) ; et (c) la facilitation de l'accès à l'électricité sur le territoire Malagasy. La synthèse des relations entre ces observations repose sur un processus de calcul de cet indice composite avec les indicateurs suivants :

1. L'indice de gouvernance réglementaire⁴ (RGI), qui évalue dans quelle mesure les lois, procédures, normes et politiques régissant le secteur de l'électricité fournissent un cadre réglementaire transparent, prévisible et crédible qui répond aux normes internationales.
2. L'Indice de Substrat Réglementaire⁵ (RSI), qui évalue dans quelle mesure les régulateurs du secteur de l'électricité s'acquittent de leur mandat et mettent en œuvre les pratiques et les processus qui influent sur les résultats réglementaires.

L'indice de réglementation de l'électricité pour la gouvernance et le substrat⁶ (ERI_{gs}) est calculé en faisant la moyenne des scores agrégés sur le RGI et le RSI. Le RGI et le RSI évaluent ensemble l'efficacité d'un environnement réglementaire pour soutenir les réformes du secteur de l'électricité, promouvoir l'efficacité et atteindre les objectifs nationaux.

3. L'Indice des Résultats Réglementaires⁷ (ROI) mesure, du point de vue des opérateurs (concessionnaires, permissionnaires et détenteurs de licences de fourniture) et/ou des consommateurs, la mesure dans laquelle le régulateur a un impact positif ou négatif dans sa supervision et son contrôle de l'ensemble de l'industrie.

³ Cet indice composite a été conçu et développé en 2018 par la BAD, et il est calculé et publié chaque année depuis lors.

⁴ Regulatory Governance Index (RGI)

⁵ Regulatory Substance Index

⁶ Electricity Regulatory Index for Governance & Substance

⁷ Regulatory Outcome Index

En définitive, le score ERI global de Madagascar est de 0,210. Ce qui classe la régulation de l'industrie électrique Malagasy au 38^{ème} rang sur les 43 pays évalués de l'échantillon⁸.

Sur la base de cette « métrique » proposée par la BAD et en s'appuyant sur la présentation des objectifs poursuivis par la réforme, sont présentés et discutés un certain nombre de constats concernant le suivi-évaluation de l'ORE. Lesquels mettent l'accent sur deux volets primordiaux :

1. L'impératif d'une mise en adéquation des ressources organisationnelles et humaines de l'ORE aux tâches et missions dévolues au Régulateur,
2. La nécessité pour l'ORE de disposer d'outils de contrôle lui permettant d'établir une véritable supervision des opérateurs en général, et de la JIRAMA en particulier.

⁸ À titre d'information, L'Ouganda qui occupe la 1^{ère} a obtenu un score de 0,823 parmi les 43 pays évalués en tant qu'industrie électrique la mieux réglementée d'Afrique suivant les indicateurs clés retenus par la BAD.

Figure 3 : Objectifs poursuivis par l'ORE dans le cadre de ses missions

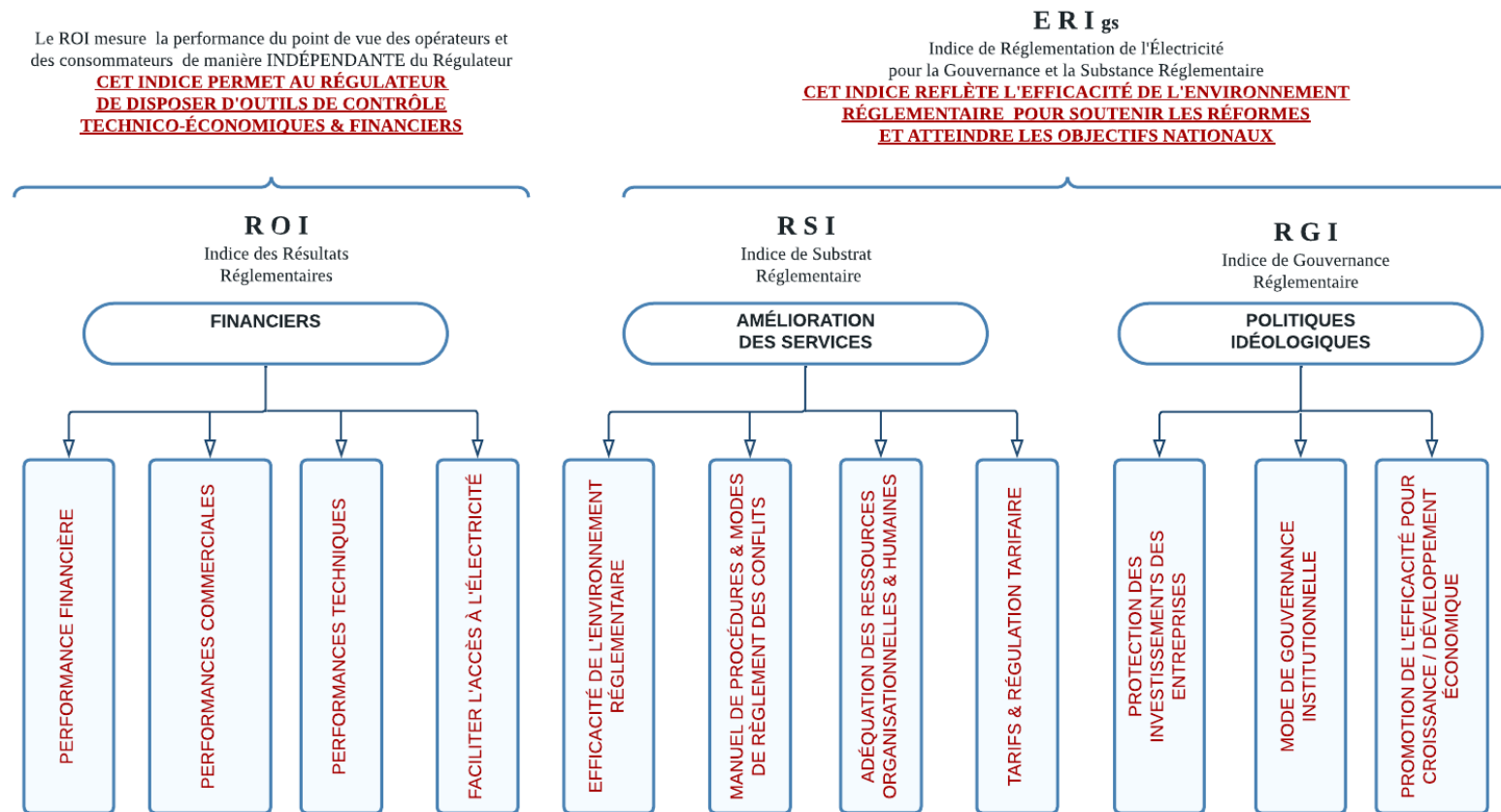
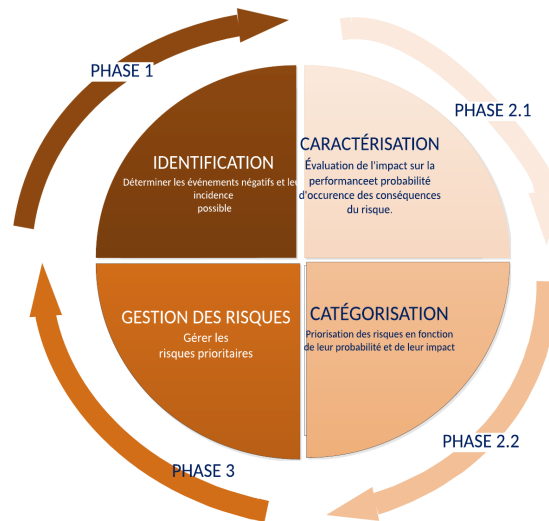


Figure adaptée par le Consultant à partir de ERI 2021 de la BAD

1.4. Analyse et gestion des risques

Le secteur électrique Malagasy en général, et les acteurs qui exercent en son sein tels que la JIRAMA, l'ADER, l'ORE ou encore les producteurs indépendants d'électricité font face à un certain nombre de risques qui sont détaillés dans cette section.



Chacun de ces opérateurs possède un (des) champs d'expertise qui lui est (sont) propre(s) et donc la question centrale pour chacun est d'arriver à éliminer tout risque qui se trouve en dehors de son champ de spécialisation pour pouvoir se concentrer sur la gestion des activités qui se trouvent dans son domaine d'expertise.

La section expose et détaille les réponses apportées aux trois questions suivantes dans le cas Malagasy :

- Quels sont les risques auxquels le secteur électrique Malagasy fait face ?
- Comment évaluer et quantifier ces risques ?
- Quelles politiques concrètes doivent être mises en œuvre pour se protéger contre ces risques ?

Une matrice récapitulative de gestion des risques associée au secteur de l'électricité Malagasy est fournie pour illustrer les résultats des analyses menées. À la suite de cela, le prolongement de l'analyse permet de se pencher sur un modèle de notation financière du secteur de l'électricité Malagasy, et de présenter en conclusion, un score prévisionnel global qui permet de qualifier la performance opérationnelle et financière de l'ensemble de l'industrie électrique Malagasy.

1.5. Options institutionnelles

Cette partie du document traite des options institutionnelles et propose un cadre d'analyse des institutions qui va permettre d'évaluer la performance relative des différentes options proposées pour le fonctionnement et la gestion du secteur de l'électricité Malagasy.

Les débats sur les options institutionnelles en vue de l'organisation du secteur nécessitent de bien comprendre les enjeux et les rôles des différentes parties prenantes. Le chapitre se penche sur, et clarifie de la meilleure manière possible, les choix qui s'offrent aux pouvoirs publics en termes d'arrangements institutionnels.

Un répertoire des arrangements institutionnels existants est proposé en positionnant chacune des options selon la nature des droits et l'étendue de la délégation conférée à un opérateur privé d'une part, ainsi que suivant le degré d'engagement et de risque assumé par l'opérateur d'autre part. L'examen de ce répertoire se fait en gardant à l'esprit que (i) l'État ne peut se désengager totalement, et (ii) le développement de mécanismes réglementaires croît avec le degré d'implication du secteur privé.

Le cadre conceptuel d'analyse des options institutionnelles repose sur la « relation d'agence » qui désigne l'établissement d'une relation entre un « Principal » (L'État ou l'Autorité concédante) qui a recours aux services d'un « Agent » sans avoir à sa disposition et sans connaître toute l'information pertinente quant au mode d'exploitation et d'entretien des infrastructures concernées. Toute la question pour le « Principal » est alors de savoir à quelles conditions cette relation va pouvoir bien fonctionner, et d'arriver à estimer les coûts associés au maintien de la relation d'agence ainsi que l'impact de ces coûts sur la performance.

Le texte de loi fondamental qui encadre actuellement le secteur de l'électricité actuellement est la loi No. 2017-020 portant Code de l'électricité (CODELEC) et qui se traduit par une déréglementation et une libéralisation du secteur pour une introduction de la concurrence, de la privatisation dans les segments de la production et de la concrétisation du segment de la commercialisation avec le concept de la fourniture aux articles 49 à 54 du Titre V du texte de loi. Ces mutations impactent la « relation d'agence » entre l'État (Le Principal) et les permissionnaires/concessionnaires (l'Agent), en ce sens qu'elles redéfinissent les relations et les modalités au travers desquelles l'État recourt aux services des permissionnaires/concessionnaires pour accomplir en son nom les tâches d'accroissement du taux d'accès à l'électricité des populations malagasy.

Les pouvoirs publics Malagasy ont pris la décision de maintenir encore la JIRAMA comme monopole d'état verticalement intégré pendant une période transitoire qui est actuellement toujours en vigueur. Il n'en reste pas moins que la modification du cadre institutionnel et réglementaire indique que l'État Malagasy en est lui aussi venu à la conclusion que sa mission consiste davantage à déterminer ce qui doit être fait qu'à réaliser lui-même des opérations. En d'autres termes, l'État considère que sa mission consiste à procéder aux arbitrages fondamentaux entre objectifs concurrents, à déterminer ce qui est socialement désirable et à mettre en place les conditions nécessaires à l'atteinte de ces objectifs.

À la lumière du CODELEC 2017 et en tenant compte des particularités technico-économiques de l'électricité, Le choix des options institutionnelles est fait pour être en mesure de tenir compte de la manière dont ces arrangements contribuent à résoudre les problèmes de la chaîne de valeur Électricité Malagasy.

Le contrôle de la relation entre le « Principal » et « l'Agent » est ainsi au centre du processus de compréhension des choix de solutions institutionnelles. La réforme en cours actuellement à Madagascar avec l'adoption du CODELEC 2017 a rapport au processus de transition entre l'État « Entrepreneur » et l'État « Stratège » et partant, à une redéfinition importante des rôles. Pour l'État devenu « Stratège », il s'agit de définir une finalité à atteindre et de se pencher ensuite sur les moyens, c'est-à-dire la manière de la réaliser.

Les succès des propositions institutionnelles dans le cas malagasy sont directement dépendants de l'option retenue pour la JIRAMA. L'option retenue doit impérativement tenir compte de l'indispensable redressement de cet opérateur en tant qu'« Agent », et cela quel que soit le « Principal » dans la relation d'agence retenue.

Les problèmes récurrents de la JIRAMA depuis le début des réformes de l'électricité en 1998 (loi 98-032) constituent en effet un facteur bloquant de la performance globale de toute la chaîne de valeur de l'électricité Malagasy. À titre d'illustration de ces blocages :

- Le mécanisme des subventions croisées entre les zones urbaines & périurbaines de la JIRAMA et les zones rurales pour servir de fonds de levier au financement des projets ruraux d'électrification n'a jamais fonctionné. Et à contrario, le Fonds National d'Électrification rurale (FNE) dans sa relation d'Agence avec l'État a même été amené à soutenir financièrement la société nationale,
- L'ORE qui constitue en tant que « Principal » de la Relation d'Agence avec les « Agents » que sont tous les autres Concessionnaires / Permissionnaires est également dans une situation de blocage. En effet l'Article 75 du CODELEC 2017, stipule que le budget nécessaire à l'accomplissement de ses missions est alimenté par une redevance de 1,2 % du chiffre d'affaires des entreprises Concessionnaires / Permissionnaires. Or le plus important concessionnaire est la JIRAMA qui, en ne s'acquittant pas entièrement de cette obligation ne permet pas à l'ORE de remplir sa mission.

L'analyse pour aboutir à des propositions d'options institutionnelles part de la taxonomie des objectifs poursuivis invoqués dans le processus de réforme de la chaîne de valeur Électricité Malagasy.

Dans le cas Malagasy, le processus de réforme de la chaîne de valeur de l'électricité entamé avec le CODELEC 2017 met un accent important sur la réduction des coûts ainsi que le financement des investissements dans les Énergies renouvelables pour réduire la dépendance du pays aux combustibles fossiles. Il pose donc comme prémisses le recours au secteur privé pour :

- Attirer des capitaux privés pour financer les nouveaux investissements,
- Encourager l'efficacité et améliorer les services disponibles,
- Accroître la capacité d'autofinancement des nouveaux investissements par la JIRAMA,
- Mobiliser des fonds pour l'État afin de renflouer le budget national de façon à permettre aux pouvoirs publics d'être en mesure de présenter les garanties requises par les bailleurs de fonds pour lui accorder des prêts.

L'intérêt de l'État à renforcer son implication pour les réformes repose sur la nécessité d'améliorer l'efficacité, ainsi que sur la réduction des coûts et partant, le prix de l'électricité.

Tout cela suppose d'arriver à répondre aux préoccupations suivantes :

1. Régime de propriété de actifs : Quelles sont les différentes options possibles pour le traitement de la question du régime de propriété des actifs (infrastructures et équipements) de la chaîne de valeur électrique ?
2. Structure organisationnelle et institutionnelle de la chaîne de valeur : Quelles sont les options envisageables pour l'effectivité de la séparation fonctionnelle des segments et pour assurer l'ouverture à la concurrence dans les segments qui le permettent (Production et commercialisation) ?
3. Régulation : quel est le mode de régulation qui doit être privilégié, non seulement dans les segments qui présentent des caractéristiques de monopole naturel (Transport et Distribution), mais également dans les deux autres segments qui permettent d'introduire de la concurrence pour ou dans le marché ?
4. Partenariat public-privé : Quelles sont les options envisageables pour l'implication de partenaires privés et à quels niveaux cette implication est-elle envisageable ?

L'ensemble des critères d'évaluation ont été regroupés au sein d'une matrice de décision qui met en valeur l'intérêt de chacun des modes de délégation de gestion, suivant :

- (i) les options concernant l'exploitation et le développement des actifs existant, ou
 - Contrat de gestion
 - Contrat d'affermage
 - Contrat de concession
- (ii) les options visant à introduire la participation du secteur privé pour le développement de nouveaux projets d'investissements (PIE).
 - Deux types principaux de contrats : BOOT (Build-Own-Operate-Transfer / Construire-Posséder-Exploiter-Transférer), BOT (Build-Own-Transfer / Construire-Posséder-Transférer)
- (iii) L'option visant à introduire la participation du secteur privé en substitution des locations actuelles de groupes : BOO (Build-Own-Operate / Construire-Posséder-Exploiter).

Les points suivants ressortent de l'analyse de la matrice de décision selon les hypothèses de financement (direct et indirect de l'État) établies :

- Le mode de délégation optimal quel que soit le niveau de financement observé de l'État, se révèle être l'affermage,
- Le mode de gestion correspondant à la situation actuelle ne relève pas d'un schéma optimal comme il ressort des notes pondérées ou non obtenus pour les critères sur lesquels se base l'analyse.

Figure 4 : Matrice de décision

	Pondération	75				100			25			100			Solution préconisée			
		Rentabilité du secteur		Financement par l'État		Perte de contrôle		Qualité service public		Financement par l'État								
	Note	Faible	Moyen	Important	Faible	Moyen	Important	Faible	Moyen	Important	Faible	Moyen	Important	Faible	Moyen	Important		
Statu Quo actuel	Note	1	1	1	2	1	1											4
	Note pondérée	75	100	100	200	25	100				300	300	400					
Contrat de Gestion	Note	5	2	4	5	4	3											2
	Note pondérée	375	200	400	500	100	300				975	1175	1275					
Affermage	Note	5	2	4	5	3	5											1
	Note pondérée	375	200	400	500	75	500				1150	1350	1450					
Concession	Note	2	5	5	5	1	4											3
	Note pondérée	150	500	500	500	25	400				1075	1075	1075					

En conclusion, le scénario de délégation par affermage ressort en tant que scénario optimal dans le processus de notation décrit précédemment. Cette option constitue une solution satisfaisante :

- Qui autorise la prise en charge des difficultés de la gestion actuelle du secteur (distribution et commercialisation)
- Considérant qu'en l'état actuel du secteur, l'implication du secteur privé dans le financement des investissements dans le cadre d'une concession est très improbable.

Dans le cas Malagasy, le contrat d'affermage permettrait de fournir un cadre contractuel adaptable aux capacités de financement de l'État, susceptible d'évoluer en fonction de la rentabilité retrouvée du secteur électrique, vers un modèle concessif confiant plus de responsabilités au partenaire privé.

1.6. Développement institutionnel

Le développement institutionnel et organisationnel suppose pour les acteurs concernés, de partager la même compréhension du schéma institutionnel concernant la réforme de la chaîne de valeur de l'électricité malagasy (responsabilités respectives d'après le cadre réglementaire et le contexte Malagasy, enjeux, difficultés actuelles). Le développement institutionnel et organisationnel va s'acquérir au travers du renforcement des compétences et de l'expertise des acteurs (connaissances et savoir-faire techniques ou spécialisés) et des organisations, c'est à dire du processus qui vise à améliorer la performance des individus, des organisations et du système au sens large dans le but d'une amélioration des possibilités de gestion et de ressources et pour l'atteinte des objectifs sectoriels.

Le renforcement des compétences et de l'expertise est l'un des principaux piliers des activités à mettre en œuvre pour la réforme sectorielle. Les manques de connaissances et des compétences techniques sont en effet les principaux obstacles au processus de développement institutionnel du secteur. La stratégie formulée doit ainsi viser à renforcer les compétences et l'expertise d'un large éventail d'institutions ou d'organismes publics (mais aussi privés) dans le secteur de l'énergie durable. Il s'agit notamment des institutions publiques : les ministères (MEH, MEF), le régulateur (ORE), l'agence d'électrification rurale (ADER), mais aussi des entreprises qui fournissent les services (Concessionnaires et permissionnaires) et des associations de consommateurs).

L'accent est résolument mis ici sur le fait que la forme de gouvernance retenue à Madagascar est celle de la régulation institutionnelle, qui repose sur une mise en œuvre de la réglementation économique, financière et technique qui est gérée par l'ORE⁹. L'organe de régulation se trouve ainsi au cœur du jeu des acteurs en matière de développement institutionnel, d'où la recommandation de faire de l'ORE l'organe central de la mise en œuvre de la stratégie de renforcement des compétences et de l'expertise en matière de développement institutionnel du secteur électrique Malagasy.

Comme énoncé dans le CODELEC 2017, le MEH définit la politique nationale en matière d'énergie et il dirige et coordonne la planification de tous les projets sur la base des plans indicatifs conçus par l'ORE + ADER + GRD (Art. 4 Alinéa 4). L'ORE a donc clairement un rôle d'Expert en support au MEH et c'est d'ailleurs la raison pour laquelle le CODELEC 2017 lui attribue explicitement un rôle de supervision de l'élaboration du Grid Code Malagasy (Art. 62) au sein du consortium appelé « Groupe d'utilisateurs du Réseau ».

⁹ Articles 59, 67 à 70, 75 et 81 di CODELEC 2017.

D'autre part, l'Art. 64 Alinéa 2 dispose que l'ORE « peut être chargé par le Ministre en charge de l'énergie d'élaborer un programme d'appel d'offres dans le secteur de l'énergie. Il s'agit alors d'un programme d'appel d'offres (programmation dans le temps) issu du plan national des moyens de Production et de développement des réseaux électriques élaborés par le MEH tel que développé à l'Art. 4 du CODELEC.

L'ORE a un rôle primordial à jouer pour arriver, en total accord avec tous les opérateurs; à mettre en place toutes les mesures pour favoriser le développement du marché national de l'électricité et partant, le renforcement des compétences et de l'expertise en son sein d'abord, puis plus généralement pour l'ensemble des acteurs et opérateurs nationaux participe bien des missions dont elle doit s'acquitter.

Le développement institutionnel et organisationnel de l'ORE est en parallèle, capital pour asseoir la crédibilité de l'office de régulation et lui permettre de complètement jouer son rôle dans le processus de réforme du secteur de l'électricité Malagasy. Cela représente un véritable investissement en ressources humaines, matérielles et financières. Mais ce moyen se révèle incontournable pour mieux armer la totalité des ressources humaines du secteur dans l'exercice de leurs fonctions pour une exécution plus efficace de leurs missions.

Le renforcement des compétences et de l'expertise répond à l'impératif pour l'ORE de s'approprier et de maîtriser l'ensemble des thématiques liées à son cœur de métier. Cette appropriation et cette maîtrise servent de cadre d'action à l'exercice d'une saine régulation basée sur la mise en œuvre des principaux objets de décision de l'ORE. Lesquels objets de décision sont au centre du succès du processus de mise en œuvre de la réforme sectorielle du secteur de l'électricité Malagasy.

Le renforcement de l'expertise est étroitement lié à la mise en œuvre des activités fondamentales du métier de régulateur et partant, l'instauration d'une compétence collective au sein de l'institution, et de façon plus large au sein des acteurs de la chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar. Au premier rang des compétences à maîtriser figurent : la fixation des tarifs et la régulation tarifaire, mais également le contrôle des investissements de remplacement ou de développement des infrastructures ou encore la supervision du jeu concurrentiel au sein du marché de l'électricité avec bien entendu la protection des intérêts des consommateurs.

C'est parce qu'un tel plan n'existe pas actuellement que la présente proposition destinée à assurer un développement institutionnel et organisationnel du secteur électrique Malagasy propose le Plan de Renforcement des compétences et de l'Expertise (PIRCE) et ses modalités de mise en œuvre, sous l'égide de l'ORE mais à destination de tous les acteurs de la chaîne de valeur Malagasy de l'Électricité.

2. Description générale de l'étude¹⁰

2.1. Arrière-plan global de l'étude

Madagascar situé dans l'océan Indien, est la cinquième plus grande île au monde, avec une superficie de 591.896 km². Le pays est entouré de 5.000 km de côtes marines et il est séparé du continent africain par le canal de Mozambique. Madagascar est la plus grande des îles de l'océan Indien (Seychelles, Comores, Maurice et Réunion), avec une population estimée en 2021¹¹ à 28,178 millions d'habitants, avec 80% de cette population localisée dans les zones rurales. Cette population s'accroît à un rythme de 3,01% par an. Son PIB est estimé à 15,7 milliards USD en 2020 contre 14,11 milliards USD en 2019¹². Il est à noter toutefois, qu'une nette tendance à la baisse du PIB par habitant, (à prix constant 2010), est observable, puisque de 1970 à 2019, le PIB par habitant est passé de 853,6 USD à 500,4 USD.

Le pays participe aux trois Communautés Économiques Régionales (CER), notamment le Marché commun de l'Afrique de l'Est et Australe (COMESA), la Communauté de développement de l'Afrique Australe (SADC) et la Commission de l'Océan Indien (COI). La part du commerce intra-africain avec le pays reste cependant globalement très faible, avec moins de 5% de ses échanges, son intégration régionale reste donc très peu importante. En tant qu'État insulaire, le pays fait également face à des coûts de transport plus élevés que les pays basés sur le continent africain. Par ailleurs, le faible développement des infrastructures de transport notamment transfrontalières, combinés aux barrières non tarifaires persistantes, contribuent à rendre encore plus délicate l'accélération de l'intégration de Madagascar avec les pays du continent africain.

Depuis son indépendance en 1960, Madagascar a connu plusieurs crises politiques (1972, 1991-1992, 2001-2002 et 2009-2013). De tous ces épisodes plutôt mouvementés, la crise politique de 2009-2013 a été particulièrement longue et sévère. Elle a contribué à

- (i) détériorer la situation socio-économique en engendrant une forte récession économique, et
- (ii) favoriser une érosion de l'attractivité du pays, ruinant ainsi les opportunités d'emplois et de revenus pour les ménages.

Sur le plan politique et socio-économique, Madagascar a payé un lourd tribut aux différentes crises politiques qui ont négativement et durablement impacté les investissements dans les infrastructures. Ces crises ont aussi entraîné le ralentissement des activités économiques et ont fait basculer une bonne partie de la population dans la précarité. Selon l'étude sur l'évaluation des coûts des facteurs de vulnérabilité structurelle à Madagascar¹³, les estimations de l'impact économique des crises politiques font apparaître un manque à gagner en termes de point de croissance du PIB par tête d'environ 3% par année de crise, soit une perte globale de 10% sur la période 2000-2019. Madagascar fait partie des pays les plus fragiles du continent. Les tensions politiques, les problèmes de gestion des ressources naturelles et l'insuffisance des infrastructures de base contribuent à entretenir la situation de fragilité du pays.

¹⁰ L'essentiel des données et informations de ce chapitre introductif est tiré du document de la BAD : Madagascar, Note de diagnostic pays – Juillet 2021.

¹¹ Source : INSTAT - Projection démographique des résultats définitifs du RGPH-3

¹² Source : Banque mondiale, 2021

¹³ La BAD a financé en 2020 à travers l'Appui au renforcement des capacités d'analyse des facteurs de vulnérabilité structurelle et la promotion de l'économie bleue (ARCEB), l'étude sur l'évaluation des coûts des facteurs de vulnérabilité structurelle qui a permis d'évaluer l'impact de la vulnérabilité économique, climatiques et sociétale.

Figure 5 : Carte de Madagascar



Source: AfDB – Country Strategy Paper 2022-2026

La crise liée à la pandémie de Coronavirus, survenue en 2020, constitue incontestablement un défi supplémentaire pour Madagascar. Elle a profondément et négativement impacté les fondamentaux et la dynamique de l'économie et contraint le pays à rentrer en récession, avec une croissance de (- 4%). Les projections tablaient pourtant sur une croissance du PIB réel de 5,3 % en 2020, après une performance de 4,4% en moyenne par an réalisée sur la période 2015-2019. Cette crise a accentué la précarité en 2020 avec des pertes d'emplois et de revenus pour de nombreux ménages¹⁴.

En matière de dette publique, les indicateurs se sont également globalement dégradés avec les effets de la pandémie. Ainsi, la dette publique est passée de 32,8% du PIB en 2007 à 38,7% du PIB en 2019, puis 44,8% en 2020 avec l'impact de la crise de Covid-19. Concernant la soutenabilité de la dette, selon le scénario de référence de l'analyse de viabilité de la dette faite par le FMI, Madagascar est passé d'un risque de surendettement extérieur faible en 2019, à modéré en 2020. La dette publique se décompose en dette extérieure avec 32,6% du PIB et de dette intérieure avec 11,6% du PIB. Ces deux types de dettes semblent évoluer dans les mêmes proportions. Pour préserver la viabilité de la dette, les pouvoirs publics entendent pour les années à venir continuer à maximiser le recours aux financements concessionnels. Le recours aux emprunts non concessionnels, sera privilégié pour les projets à rendements économiques élevés.

La dette publique extérieure de Madagascar a explosé de 1980 jusqu'au milieu des années 2000 pour atteindre un pic en 2003. Au cours de la décennie 2005 à 2010, le niveau de la dette publique a considérablement baissé avec la mise en œuvre des initiatives d'allègement de dette (initiative PPTe et IADM), mais il est reparti aussitôt et à un rythme identique à celui des décennies de 1980 à 2000. La gestion optimale de la dette extérieure et sa soutenabilité restent des défis majeurs pour le pays. Au regard des chiffres sur les deux dernières décennies, le modèle de croissance actuel n'a visiblement pas permis une mobilisation des ressources. Le recours à l'endettement s'est présenté comme une alternative.

2.2. Objectifs et finalité du mandat

2.2.1. Objectifs de l'étude

Le présent rapport constitue le premier livrable contractuel de l'Étude sur l'Économie Politique de la réforme du secteur de l'Énergie à Madagascar. Cette étude est portée par le Secrétariat général du ministère de l'Économie et des Finances, au travers du projet d'Appui au Renforcement des capacités d'Analyse des facteurs de vulnérabilité structurelle et la promotion de l'Économie Bleue (MEF - ARCEB), sur financement de la Banque Africaine de Développement.

L'objectif principal de cet appui est de soutenir la conception et la mise en œuvre de réformes et de politiques visant à accélérer la réalisation des priorités « Top-5 » de la Banque à Madagascar et contribuer à la réduction de la pauvreté par une croissance économique plus rapide et plus inclusive.

Pour ce qui est plus spécifiquement de la « réforme du secteur de l'énergie », le présent mandat va mettre l'accent sur la nécessité d'accélérer les réformes dans ce secteur, afin d'attirer plus d'investissements

¹⁴ Les branches d'activités les plus touchées étaient le textile, les industries légères, l'hôtellerie, la restauration et le transport. D'après les résultats de l'enquête réalisée par Economic Development Board of Madagascar (EDBM), on estimait à 27% les employés du secteur formel, qui ont été mis au chômage du fait de la crise.

privés pour son développement. La finalité du mandat est ainsi, d'aider le gouvernement de Madagascar par une réflexion plus stratégique sur « l'économie politique de la réforme du secteur de l'énergie » de façon à le guider en matière de partenariats nécessaires sans lesquels l'accélération de la mise en œuvre des réformes du secteur serait pour le moins, ardue.

La présente étude s'intéresse à l'économie politique du secteur énergie, elle combine donc les analyses politique, économique, institutionnelle et technique, en mettant un accent spécifique sur le sous-secteur électricité. L'étude est portée par le MEF – ARCEB qui en est le Maître d'Ouvrage. Ce ministère est assisté dans sa tâche par un ensemble d'institutions sectorielles au premier rang desquelles figure le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH) qui agit en tant que Maître d'œuvre.

La finalité de cette étude est de dresser un diagnostic réaliste de la situation énergétique Malagasy, pour ensuite être en mesure de dégager des recommandations pour aider l'accélération du processus de réforme sectorielle, et la concrétisation de la mise en œuvre de la Nouvelle Politique Énergétique Malagasy 2015-2030.

2.2.2. Vue d'ensemble du secteur de l'énergie à Madagascar

L'analyse de la situation énergétique d'un pays et son évolution requièrent de se pencher en première instance sur son bilan énergétique global et partant sur sa comptabilité énergétique. Dans le cas de Madagascar, l'examen du bilan énergétique Malagasy¹⁵ fait clairement ressortir que l'utilisation des énergies « traditionnelles », bois de chauffe et du charbon de bois; représentent plus de 80% de la totalité de l'énergie consommée dans le pays.

La croissance rapide de la consommation de bois-énergie issu principalement d'une exploitation illicite et destructive des ressources forestières, constitue (comme dans la majeure partie des pays d'Afrique subsaharienne), une des principales causes de déforestation et dégradation des forêts naturelles. Dans le cas Malagasy, avec une réduction moyenne de presque 40 000 ha par année; le couvert forestier est passé de 9,4 millions d'ha au milieu de la décennie 2000, à moins de 9 millions d'ha au milieu des années 2010.

Les approvisionnements en énergies « modernes » Malagasy, bien que minimes puisqu'ils culminent à 17%, se caractérisent toutefois par une facture pétrolière qui pèse d'un poids certain sur la JIRAMA, et in fine sur les finances publiques. La production d'électricité constitue en effet les 2/3 de ces approvisionnements, et plus de la moitié (55%) de la production d'électricité repose en effet actuellement sur l'utilisation de produits pétroliers (LFO et HFO). En conséquence, la facture de dépenses en carburant s'est élevée en 2018 à 471 milliards MGA, soit 139 millions USD¹⁶.

Les pouvoirs publics Malagasy accordent une subvention annuelle importante à la JIRAMA pour lui permettre de couvrir une partie de ses dépenses opérationnelles et assurer la continuité du service. Cette subvention s'est élevée en 2018 à 308,4 milliards MGA¹⁷, soit 0,8% du PIB Malagasy et 4,8% du Budget de l'État Malagasy¹⁸.

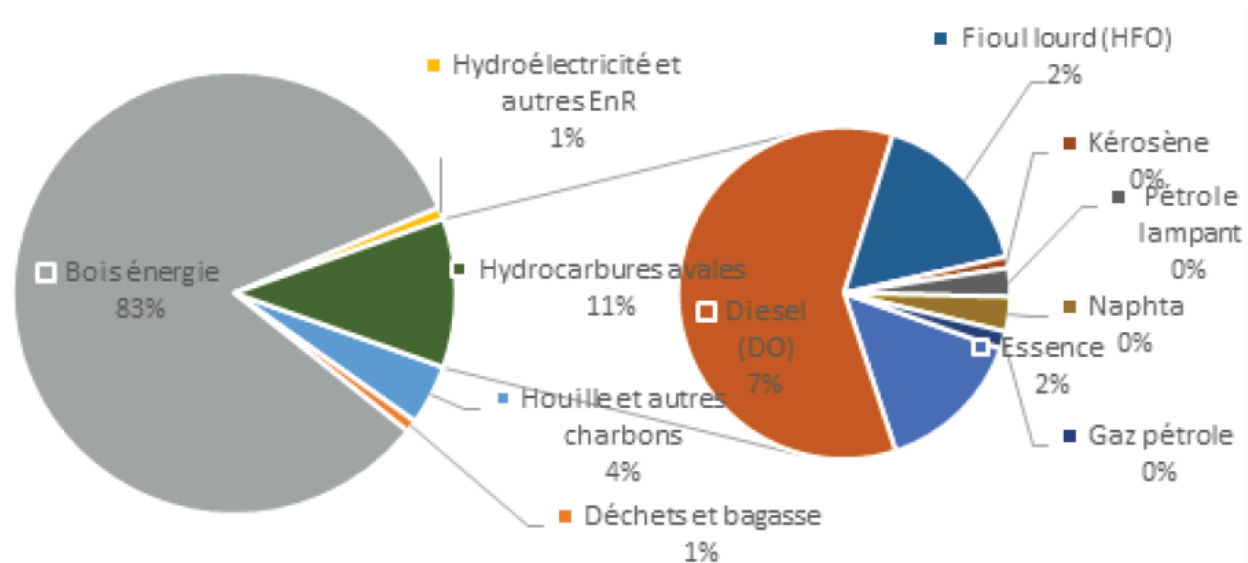
¹⁵ Source : MEH - Système d'Information Énergétique de Madagascar. <http://www.energie.mg>

¹⁶ Ce montant représente près de 40% de la totalité des coûts opérationnels de la JIRAMA.

¹⁷ Source : Direction de la Dette Publique – MEF

¹⁸ Source : Loi de Finances rectificative 2018

Figure 6 : Structure des approvisionnements



Source : MEH - Système d'Information Énergétique de Madagascar

C'est la raison pour laquelle les pouvoirs publics malagasy souhaitent trouver une solution à cette pression excessive sur le budget de l'État, en redynamisant le secteur énergie et en préconisant un accroissement du recours aux énergies renouvelables (EnR). Au premier rang de ces EnR se trouve l'hydroélectricité puisque le pays dispose d'un potentiel hydroélectrique estimé à 7800 MW, dont seulement moins de 3% est exploité. Cet aspect est renforcé par la promotion de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne parce que Madagascar dispose d'un gisement remarquable en matière d'énergie solaire avec une estimation annuelle de près de 2800 heures d'ensoleillement, ainsi qu'un potentiel d'énergie éolienne évaluée à 2 000 MW.

Même si la stratégie de mise en œuvre de la Nouvelle Politique de l'Énergie (NPE) fixe des défis au niveau des trois sous-secteurs, à savoir la biomasse (production et utilisation), l'électricité, et les hydrocarbures; nous allons concentrer notre propos dans cette étude sur l'électricité et dans une moindre mesure, sur les produits pétroliers nécessaires au fonctionnement des centrales thermiques.

En effet, aucun projet Biomasse n'est en activité actuellement, parce que la filière biomasse n'est aujourd'hui pas suffisamment mature à Madagascar pour permettre d'alimenter une centrale d'une puissance de quelques dizaines de MW. Cela pourra éventuellement être une solution utilisée localement¹⁹, mais pour des faibles puissances, dans le cadre de projets d'électrification rurale, qui ne figurent pas dans le cadre du plan directeur au moindre coût associé aujourd'hui à la NPE Malagasy²⁰.

¹⁹ Ce qui est effectivement le cas avec l'existence d'une centrale de 15 kW dans une localité rurale de la région de Toliara

²⁰ Mise à jour du PDMC – Novembre 2021

3. ÉTUDE DIAGNOSTIQUE : ASPECTS TECHNICO-ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS

3.1. Contexte général du marché de l'énergie électrique Malagasy

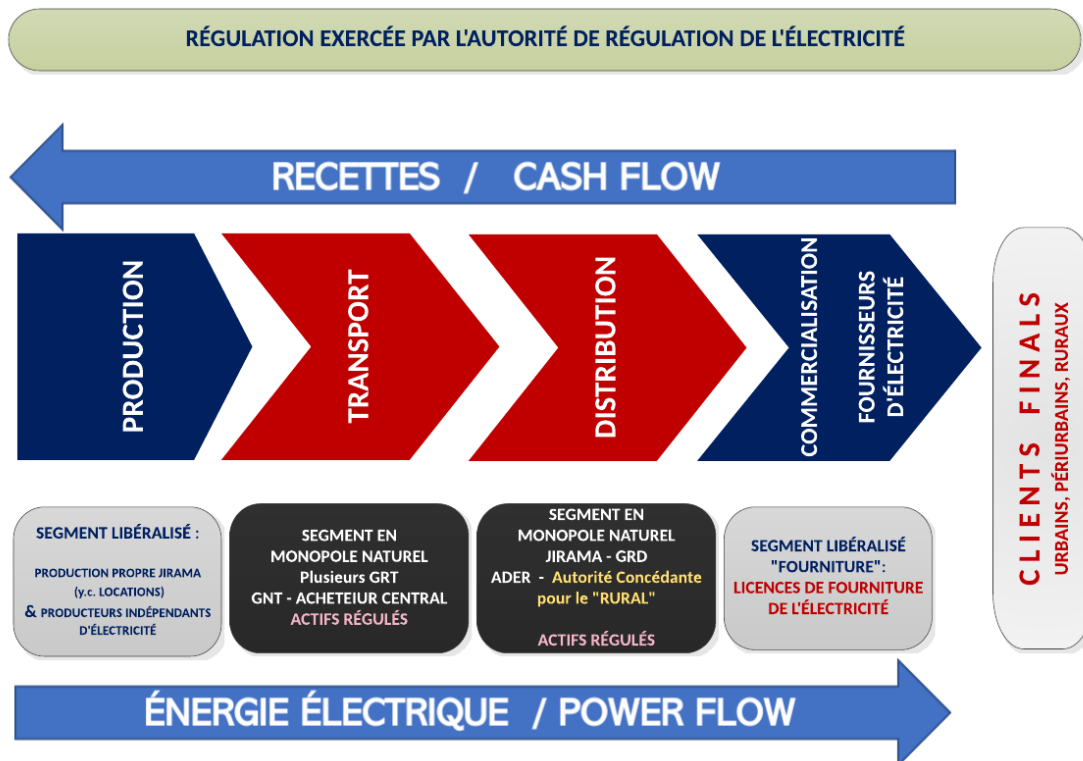
La totalité du secteur électrique Malagasy s'analyse au travers de la combinaison des dispositions réglementaires qui régissent son organisation industrielle ainsi que les caractéristiques du marché de l'électricité qui en découlent.

À l'heure actuelle, et du fait de la loi n° 2017-020 portant Code de l'Électricité à Madagascar, les trois segments de l'industrie électrique Malagasy sont fonctionnellement séparés entre la production, le transport et la distribution. La séparation est même juridique au sein du segment de la production puisqu'en dehors de la production propre de la JIRAMA, il existe des opérateurs privés indépendants (PIE), qui vendent leur production à la JIRAMA, en milieu urbain et péri-urbain, et à l'ADER en milieu rural.

Le troisième segment de la distribution peut se décomposer en deux (2) sous-segments :

- la distribution proprement dite qui est assurée par un GRD ou un Opérateur de Réseau, et
- la commercialisation qui consiste à s'acquitter de toutes les activités / tâches qui permettent d'assurer la fourniture de services électriques, c'est-à-dire la livraison de l'électricité par le titulaire d'une concession de Production, de Transport, de Distribution à un consommateur final.

Figure 7 : Chaîne de valeur de l'industrie électrique Malagasy

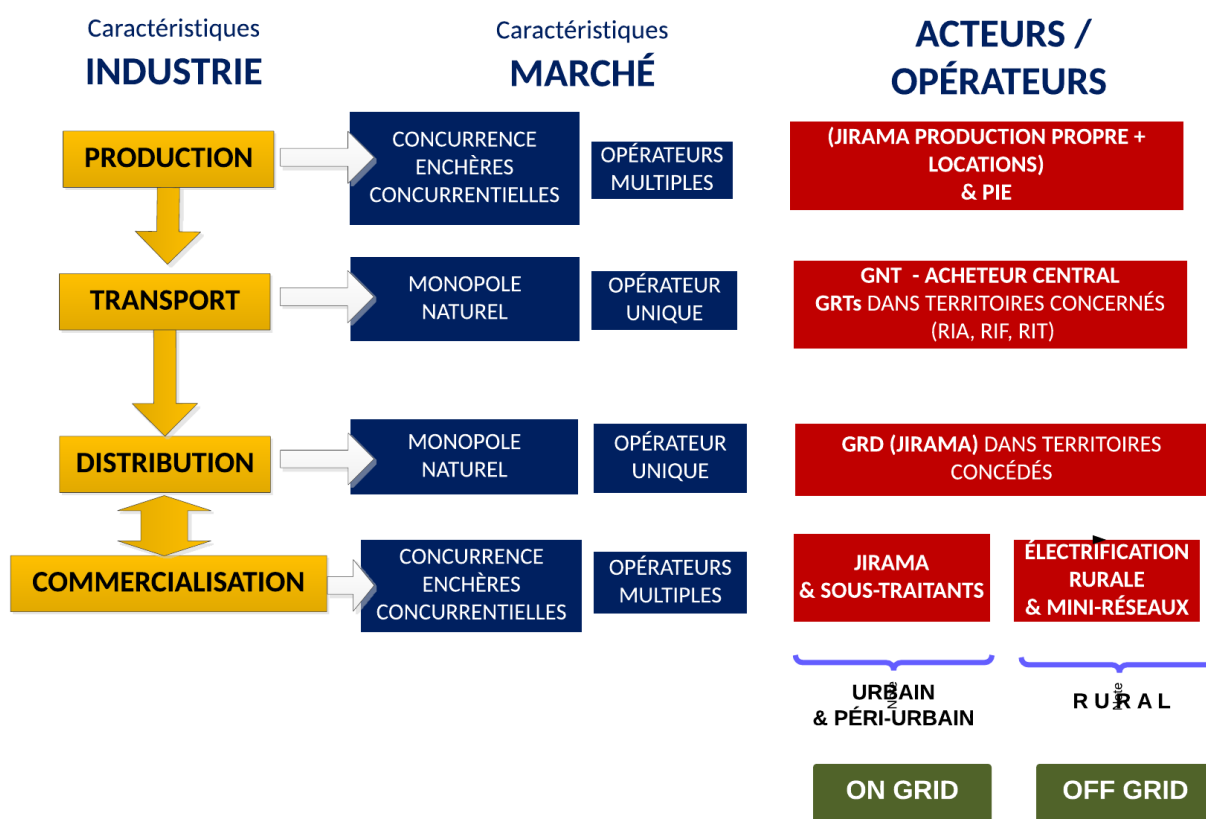


Source : Analyses et compilation du Consultant

Dé intégration horizontale : Il est capital de tenir compte des deux périmètres qui cohabitent actuellement sur le territoire national Malagasy :

- Les zones urbaines et péri-urbaines ainsi que les zones rurales qui se trouvent à proximité des réseaux MT et BT. Ces zones font partie du territoire concédé à la JIRAMA et qui concerne la quasi-totalité de l'évolution du nombre de branchements et partant, de la clientèle BT, MT et HT,
- Le périmètre hors zones de concessions géré par l'ADER dans les zones rurales et qui, bien que marginal en termes de puissance installée et de production globale d'énergie, a néanmoins un impact social incontestable quand on sait que 80% de la population Malagasy vit dans les localités rurales²¹.

Figure 8 : Caractéristiques du marché de l'Électricité Malagasy²²



Source : Analyses et compilation du Consultant

²¹ INSTAT 2018 - RGPH 3 – Thème 01 – État et structure de la population

²² Quelques considérations de théorie économique en appui de la loi n° 2017-020 portant Code de l'Électricité.

Pour l'économiste et tout particulièrement l'économiste libéral, la concurrence est la structure de marché la plus efficace, c'est à dire celle qui permet la meilleure utilisation des ressources productives rares, et partant celle qui permet la meilleure détermination possible des prix résultant du jeu de la loi de l'offre et de la demande.

À l'opposé, le Monopole naturel caractérise des défaillances du marché. Une industrie est un monopole naturel lorsque les économies d'échelle attachées à l'offre sont telles que, étant donnée la taille du marché, une seule firme fabriquera ce produit à un coût unitaire moindre, dans tous les cas, que si ce produit était fabriqué par plusieurs entreprises (rendements croissants i.e. le coût unitaire de fabrication diminue à mesure que le volume de production augmente, ou à mesure que la capacité de production s'accroît).

Le marché de l'électricité Malagasy est organisé suivant deux volets « géographiques » non contigus et qui se complètent pour couvrir la totalité du territoire :

- Le volet « On Grid » qui correspond à un système électrique centralisé qui tire parti des économies d'échelle qu'il produit. La connexion des clients / consommateurs à des réseaux électriques centralisés est la façon la plus économique de mettre en concordance spatiale et temporelle des moyens de production diversifiés, par sources et par localisation; avec des demandes dispersées et variables. Ce volet coïncide avec les zones urbaines et péri-urbaines.
- Le volet « Off Grid » qui coïncide avec les localités rurales. Il tire parti du développement accéléré aujourd'hui des énergies renouvelables et de la baisse des coûts connexes qui découlent des économies de série. Dans ce cas, la production se fait localement, au plus près des clients / consommateurs

Le sous segment de la distribution de l'électricité (gestion et exploitation des réseaux de distribution) demeure une activité monopolistique suivant les termes des conventions de concession de distribution signée entre l'État Malagasy et aujourd'hui, l'opérateur principal qu'est la JIRAMA;

Le sous segment de la commercialisation de l'électricité est un segment libéralisé. Le texte de loi n° 2017-020 portant Code de l'Électricité introduit en effet la notion de licence de fourniture qui autorise toute personne physique ou morale d'exercer une activité de Fourniture de l'électricité aux clients finals.

Cette activité qui était jusque-là dominée par la JIRAMA est désormais ouverte à d'autres opérateurs. C'est notamment le cas dans les localités rurales, où les Concessionnaires ou Permissionnaires de Production ou de Distribution sont légalement habilités à fournir de l'électricité aux clients finals. Tout cela, en respect de la réglementation en vigueur, et suivant une différenciation liée aux options techniques de l'électrification hors – réseau (Off Grid), c'est-à-dire :

- D'une part, avec les centrales d'Énergies Renouvelables (EnR), les centrales Hybridées ou les centrales thermiques (GO) qui se trouvent à proximité des réseaux HTA et qui à court terme (environ 3 à 7 ans) sont appelées à intégrer le segment « On Grid ». Dans ce cas, les concessionnaires / permissionnaires concernés vont alors, in fine; fournir leur production d'électricité au GRD, c'est à dire la JIRAMA,
et
- D'autre part,
 - i. Les centrales EnR ou Hybridées ou thermiques (GO), ou
 - ii. les mini Réseaux, ou
 - iii. Les systèmes d'énergie distribuée (essentiellement les kits PV domestiques /SHS)qui se trouvent dans des localités isolées et qui sont des concessionnaires / permissionnaires qui fournissent l'électricité aux clients des zones rurales, sous la supervision de l'ADER.

La JIRAMA est une Société Anonyme de droit commun créée par l'Ordonnance n°75-024 du 17 Octobre 1975 42 qui en fixe les statuts. L'État – représenté par le Trésor public – en est l'actionnaire unique, un rôle qui suscite de nombreuses confusions entre les rôles multiples de l'État au sein de la JIRAMA, à la fois actionnaire unique, opérateur, client, bailleur et puissance publique. La société, qui assure une mission de service public, est placée sous la tutelle technique du MEH et sous la tutelle financière du MEF.

La mission de la JIRAMA telle que définie par l'ordonnance n°75-024 consiste à réaliser les objectifs de l'État dans les secteurs de l'eau et de l'électricité, et plus précisément

d'effectuer ou faire effectuer sur toute l'étendue du territoire toutes opérations relatives à la production, au transport et à la distribution de l'énergie et à l'alimentation en eau potable,

entreprendre toutes opérations se rattachant directement ou indirectement à sa mission ; et

prendre des participations, créer des filiales, absorber des entreprises de même activité et passer des contrats de gérance avec des entreprises de même activité. Les activités « électricité » et « eau » de la JIRAMA ne sont pas séparées comptablement, mais la présente étude ne s'intéresse qu'à l'activité « électricité » de la société.

3.2. La délimitation de l'électrification rurale²³

L'électrification Rurale²⁴ recouvre sur le territoire Malagasy, la partie du secteur Électricité dont la finalité est de desservir en électricité :

- i. Les zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar dans lesquelles aucun réseau de Distribution de moyenne tension ou basse tension n'est implanté, et
- ii. Les mini-réseaux non raccordés à un réseau de Transport ou de Distribution interconnecté, à l'exclusion de
- iii. Toutes les Installations d'Autoproduction destinées à satisfaire uniquement les besoins propres de l'Auto producteur.

Le programme d'électrification rurale est mis en œuvre par l'ADER qui est chargée de promouvoir et d'encourager la soumission de projets en matière d'électrification rurale. Cette agence a ainsi la responsabilité d'implémenter toutes les activités d'électrification en zone rurale, y compris les systèmes en réseau et hors réseau et cela, conformément aux dispositions du cadre légal et réglementaire en vigueur.

A ce titre, elle sélectionne et réalise des projets sur la base des plans directeurs régionaux qui priorisent les ressources d'énergies renouvelables disponibles localement, dont l'hydroélectricité, la biomasse, le solaire et l'éolienne, afin de desservir en électricité les localités pôles de développement (ménages et activités productives et commerciales à développer).

Les dispositions de la loi de 1998 portant réforme du secteur de l'électricité (loi 98-032) ont ouvert le secteur de l'électricité au secteur privé en permettant à de nouveaux acteurs de fournir de l'électricité. Ces dispositions ont bien entendu été confirmées en 2017, par la loi n° 2017-020 portant Code de l'Électricité.

Dans les zones rurales, la loi énonce un changement vers une approche d'électrification rurale axée sur l'entrepreneuriat et une approche « concessionnelle ». Le texte de loi a ainsi créé un seuil au-dessus duquel un contrat de « concession » devrait être signé avec l'autorité concédante (État ou ADER). En dessous de ce seuil, un contrat « d'autorisation » doit être signé avec l'autorité concédante (État ou ADER).

²³ Source : ADER

²⁴ Loi n° 2017-020 portant Code de l'Électricité à Madagascar portant Code de l'Électricité

Dans les zones rurales, le seuil « concessionnel » se définit comme suit :

- Centrales hydroélectriques, dont la puissance est supérieure à 150 kW,
- Centrales thermiques dont la puissance est supérieure à 500 kW,
- Réseaux de distribution dont la demande de pointe est supérieure à 500 kW.

Les opérateurs privés ruraux de Madagascar signent des contrats de concession ou d'autorisation pour obtenir le droit exclusif de construire et d'exploiter un réseau de distribution. Le droit de construire et d'exploiter une centrale de production n'est généralement pas un droit exclusif; un autre promoteur pourrait construire une centrale électrique dans la zone de service si l'électricité est vendue au réseau de la JIRAMA par le biais d'un contrat d'achat d'électricité (CAE)²⁵.

La durée du contrat est généralement de 15 à 30 ans. En contrepartie, les concessionnaires / permissionnaires privés sont tenus de :

- Assurer des opérations permanentes et régulières,
- Assurer l'égalité d'accès et de service aux abonnés,
- Signer des contrats avec ses clients et les respecter,
- Entretien de leurs installations et les maintenir aux normes.

En accord avec les objectifs de la Politique Nationale de l'Énergie 2015-2030 et partant, la Stratégie Nationale d'Électrification (SNE) récemment approuvée qui vise à raccorder 70% des ménages Malagasy à l'électricité; L'ADER est responsable de la supervision du développement de l'électrification des zones rurales suivant :

- i. Les extensions du réseau. Cette première option qui se fait en partenariat avec la JIRAMA et les opérateurs privés, vise les localités situées à proximité des réseaux HTA qui sont appelées à être interconnectées à court-moyen terme,
- ii. Le déploiement sous la supervision de l'ADER, par des concessionnaires/permissionnaires; de mini-réseaux qui priorisent le recours à des centrales d'EnR (hydroélectricité, énergie solaire, énergie éolienne) mais également à des centrales hydrides ou encore des centrales thermiques (GO),
- iii. L'extension de dispositifs d'énergie solaire hors réseau, y compris des systèmes solaires domestiques (SHS) et des lanternes solaires.

Dans la mesure où l'un des objectifs stratégiques du contrat de performance²⁶ actuel du MEH est de fournir de l'électricité à un prix socialement acceptable à 50% de la population Malagasy à fin 2023, un des axes d'intervention fondamentaux de l'ADER consiste à réaliser des études en vue de la substitution progressive des centrales thermiques existantes par des énergies renouvelables dans les Régions concernées.

3.3. Diagnostic général du secteur électrique Malagasy

Le diagnostic général du secteur de l'énergie va se pencher sur la description de la demande et de la clientèle, avant d'en présenter les caractéristiques générales qui reposent sur deux volets :

²⁵ L'intention du seuil dans la loi était de garantir qu'il y ait un processus d'appel d'offres concurrentiel pour les grands projets, mais que les plus petits projets puissent être construits plus rapidement. L'espoir était que le processus concurrentiel serait le moyen privilégié de mettre en œuvre de nouveaux projets d'électricité.

²⁶ Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Hydrocarbures. 2019. « Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Hydrocarbures : Contrat de Performance 2019 »

1. Le diagnostic opérationnel qui va reposer sur :
 - Des indicateurs de la performance opérationnelle technique (Qualité et fiabilité du réseau électrique, activités de maintenance et de dépannage du réseau etc.),
 - Des indicateurs de la gestion de la clientèle, et des indicateurs relatifs aux services connexes au volet de la commercialisation de l'électricité (la relève, la facturation, les encaissements et le recouvrement etc.)
2. Le diagnostic financier sur lequel nous nous penchons dans la section suivante.

3.3.1. Caractéristiques générales

3.3.1.1. Le 1^{er} segment de la chaîne de valeur : la Production d'électricité

3.3.1.1.1. Caractéristiques de la production d'électricité et potentiel des sources renouvelables et générales²⁷

- **Les zones urbaines, périurbaines et les centres isolés**

Pour la production à destination des zones urbaines et périurbaines contrôlées par la JIRAMA, le segment de la production comporte un volet d'hydroélectricité, un volet thermique ainsi qu'une légère frange de production solaire, comme il ressort du tableau suivant.

Tableau 1 : Parc de production de Madagascar - JIRAMA & Producteurs privés - Décembre 2020

Parc de production de Madagascar - JIRAMA & Producteurs privés - Décembre 2020

	Therm. (HFO & LFO)	Hydraulique	Solaire	TOTAL
Puissance nominale (MW)	537,21	168,84	26,01	732,05
Puissance disponible (MW) - 2020	322,88	144,64	22,20	489,72
Puissance nominale (MW)	65,93%	29,54%	4,53%	100%

Source : Mise à jour du PDMC - Novembre 2021

La structure du parc en 2021 met en évidence la prépondérance des moyens de production thermiques, avec une proportion de 65,93 % du total, contre 29,54 % pour la production hydraulique, et un complément de 4,53 % par de l'énergie solaire photovoltaïque.

→ La production thermique

Il ressort de l'analyse des moyens de production thermiques qui alimentent l'ensemble du parc de la JIRAMA (en production propre, en Achat ou en Location) que le combustible privilégié pour l'exploitation de ces équipements est le HFO (Fuel lourd) qui représente plus de 95 % de la puissance disponible des moyens thermiques.

²⁷ N.B. La totalité des données et informations de cette partie est tirée du document de mise à jour du PDMC réalisé par le Consultant ARTELIA et transmis aux autorités malagasy en novembre 2021.

Tableau 2 : Caractéristiques des centrales thermiques existantes (Données à jour à Déc. 2020)

Localisation	Centrale	Mode Exploitation	Combustible	Mise en service	Puiss. MW installée	Puiss. MW disponible
RI Antananarivo					208,00	176,80
	AMBALAVATO 1	JIRAMA	LFO / GO	1967	4,00	0,80
	SYMBION	ACHAT	HFO	2008	41,00	27,50
	JOVENA TAC	ACHAT	HFO	2017	40,00	34,00
	AKSAF HFO	ACHAT	HFO	2017	66,00	60,00
	JOVENA HFO	ACHAT	HFO	2017	25,00	25,00
	VESPOWER 04	ACHAT	HFO	1982	7,00	6,00
	CT ABOLA 2	ACHAT	HFO	2009	25,00	23,50
RI Toamasina					64,65	31,75
	TOAMASINA III	JIRAMA	LFO / GO	2014	1,20	0,75
	TOAMASINA IV	JIRAMA	HFO	2009	12,50	10,00
	ENL HFO 02	LOCATION	HFO	2008	44,65	15,50
	VESPOWER 02	ACHAT	HFO	2009	6,00	5,50
RI Fianarantsoa					21,93	8,05
	0511	JIRAMA	LFO / GO	2002	1,60	0,80
	L 24 229	LOCATION	LFO / GO	2013	1,20	0,75
	HFF RIF	LOCATION	LFO / GO	2019	11,50	6,50
	AUTRES		LFO / GO	-	7,63	-
TOTAL					294,58	216,60

Source : Mise à jour du PDMC - Novembre 2021

→ La production hydraulique

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

Il n'est pas précisé dans la littérature si les 7.800 MW répartis sur toute l'île constitue un potentiel théorique ou du potentiel exploitable (source SNAT). Actuellement, environ 170 MW sont exploités, dont 145 sont disponibles, ce qui représente environ 2% de ce potentiel. Cette puissance est essentiellement répartie sur les réseaux interconnectés de Toamasina (6,8MW), d'Antananarivo (150.5 MW) et de Fianarantsoa (5,9 MW) et 2,6 MW à Maroantsetra. Le tableau ci-après présente les caractéristiques de ces centrales.

Tableau 3 : Caractéristiques des centrales hydroélectriques existantes (Données à jour à Déc. 2020)

Localisation	Ouvrage	Propriétaire	Nombre Groupes	Puissance installée	Production GWh (2020)
RI Antananarivo	ANDEKALEKA	JIRAMA	3	95,00	616,50
RI Antananarivo	ANTELOMITA	JIRAMA	7	8,84	39,00
RI Antananarivo	MANANDONA	JIRAMA	3	1,60	3,02
RI Antananarivo	MANDRAKA	JIRAMA	4	24,00	3,27
RI Antananarivo	SAHANIVOTRY	HYDELEC	1	18,00	70,40
RI Antananarivo	TSIAZOMPANIRY	HFF	2	5,00	16,60
Ihosy	IHOSY	ERMA	2	0,75	N. D.
Ankazobe	ANKAZOBE	JIRAMA	1	0,05	N. D.
RI Toamasina	VOLOBE	JIRAMA	4	6,76	41,30
RI Fianarantsoa	NAMORONA	JIRAMA	2	5,60	34,10
RI Fianarantsoa	MANANDRAY	JIRAMA	3	0,45	
Maroantsera	MAROANTSETRA	HYDELEC	2	2,60	3,70
Vatomandry	VATOMANDRY	JIRAMA	3	0,17	N. D.
Bezaha	BEZAHA	JIRAMA	1	0,09	N. D.
TOTAL				168,91	827,89

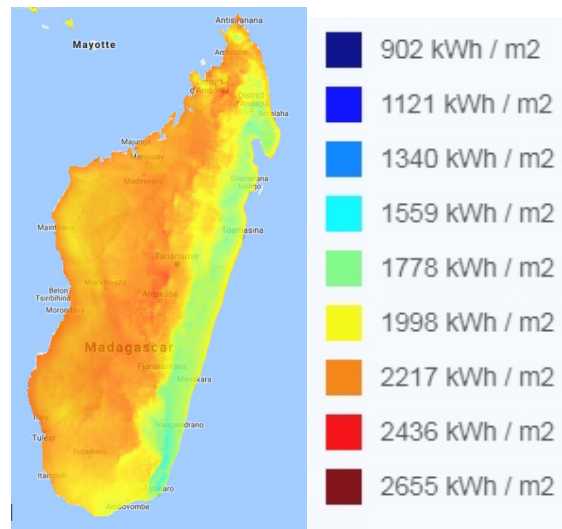
Source : Mise à jour du PDMC – Novembre 2021

Il est par ailleurs important de noter que beaucoup des centrales hydroélectriques existantes et en projet sont des centrales au fil de l'eau, avec peu ou pas de capacité de stockage, et donc sans puissance garantie à la pointe.

→ Les autres énergies renouvelables

- Énergie solaire photovoltaïque

Madagascar affiche un potentiel d'énergie photovoltaïque intéressant du fait d'une très bonne irradiation solaire globale annuelle qui s'établit en moyenne à 2 005 kWh/m²/an.

Figure 9 : Carte d'irradiation horizontale globale à Madagascar (Moyenne annuelle 2005 kWh/m²)


Source : IRENA Global Atlas

À l'heure actuelle ce potentiel reste assez peu exploité comme il ressort de l'examen du tableau suivant puisque le pays ne dispose pour l'heure que de 26 Mwc d'énergie solaire photovoltaïque, avec en particulier la centrale solaire d'Ambatolampy de 20 Mwc, mise en service en 2018.

Tableau 4 : Caractéristiques des centrales solaires Photovoltaïques

Localisation	Centrale PV	Puiss. Mwc installée	Production GWh (2020)	Mise en service
	AMBATOLAMPY	20,00	30,90	2018
	OUEST MANANDONA	1,00	0,92	2020
	BETAÏNOMBY	2,00	1,25	2020
	TOLIARY	2,90	-	2020
		25,90	33,07	

Source : Mise à jour du PDMC - Novembre 2021

Ces projets photovoltaïques sont intéressants parce qu'ils permettent de diminuer la consommation de combustibles (LFO, HFO) des centrales thermiques. Il y a lieu toutefois de tenir compte des résultats des analyses coûts – avantages qui montrent que l'intérêt économique de ces projets est limité par le fait que la production solaire intervient en dehors des heures de pointe. Elle vient ainsi malencontreusement concurrencer la production hydroélectrique nettement moins onéreuse et qui à Madagascar est presque exclusivement au fil de l'eau, au lieu de se substituer à la production thermique aux heures de pointe²⁸.

²⁸ Source : Mise à jour du PDMC – Novembre 2021.

C'est la raison pour laquelle, ce plan directeur recommande d'étudier la possibilité de coupler des batteries aux projets photovoltaïques afin de déplacer l'essentiel de la production solaire vers la pointe et d'économiser ainsi de la production d'origine thermique.

- Énergie éolienne²⁹

Madagascar dispose de ressources éoliennes considérables avec des zones potentielles d'implantation de projets qui pourraient être viables économiquement.

Cette forme d'énergie reste compétitive pour le pompage et la production d'électricité surtout dans :

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

Figure 10 : Vitesse et densité du vent à 50 m à Madagascar



Wind Speed (m/s)									
< 3	3	4	5	6	7	8	9	10	≥ 11
Power Density (W/m ²)									
< 25	25	75	125	200	350	500	725	1000	≥ 1325

Source: Global Wind Atlas

- Biomasse³⁰

Cette filière n'est aujourd'hui pas suffisamment mature à Madagascar pour permettre d'alimenter une centrale d'une puissance de quelques dizaines de MW. Il pourra toutefois être possible de recourir localement à cette filière dans le cadre des projets d'électrification des localités rurales.

²⁹ Source : Mise à jour du PDMC – Novembre 2021.

³⁰ Source : Mise à jour du PDMC – Novembre 2021.

Figure 11 : Récapitulatif des puissances installées et disponibles

Données de Septembre 2021	Puissance installée		Puissance disponible		Taux Puiss.disponible
Éolien	-		-		
Biomasse	-		-		
Hybride	5	0,73%	4	0,86%	80,00%
Solaire	28	4,11%	24	5,15%	85,71%
Hydro	171	25,11%	146	31,33%	85,38%
HFO (Fioul)	267	39,21%	179	38,41%	67,04%
LFO (Gasoil)	210	30,84%	113	24,25%	53,81%
TOTAL	681		466		

Source : SIE Madagascar - www.energie.mg

- Les localités rurales : le volet Off-Grid

Il y a lieu de rajouter le parc de production supervisé par l'ADER dans les localités rurales qui représente un total de 14,5 MW au sein duquel les énergies renouvelables pèsent pour 61,51 %. La taille de ce parc n'est toutefois pas de nature à influencer sur les conclusions qui découlent de l'analyse du parc du volet On Grid géré par la JIRAMA.

Tableau 5 : Parc de production des localités rurales – puissances installées

	Puissance installée en kW (Zones rurales)					Total
	Diesel	Biomasse	Hydro	Éolienne	Solaire (kWc)	
ANTANANARIVO	899,60	0,00	307,00	0,00	1121,41	2 328,01
FIANARANTSOA	1 477,60	-	1 790,50	80,00	482,30	3 830,40
TOAMASINA	1 559,60	-	1 790,50	80,00	900,30	4 330,40
MAHAJANGA	294,60	0,00	170,00	0,00	208,50	673,10
TOLIARA	1 220,60	15,00	110,00	12,00	1 208,80	2 566,40
ANTSIRANANA	130,00	0,00	0,00	45,00	600,54	775,54
TOTAL MADAGASCAR	5 582,00	15,00	4 168,00	217,00	4 521,85	14 503,85

Source : ADER

3.3.1.1.2. JIRAMA – Production totale et Bilan énergétique

Tableau 6 : Évolution de la production totale de la JIRAMA par source

	2018	2019	2020	2021
HFO (Fioul)	550 068	691 038	739 774	596 031
LFO (Gasoil)	262 592	251 149	240 920	183 147
Hydro	971 152	889 937	817 906	614 277
EnR hors Hydro	15 261	32 470	33 823	28 367
Hybride	-	-	-	-
Renouvelables	986 413	922 407	851 729	642 644
Non renouvelables	812 660	942 187	980 694	779 178
TOTAL	1 799 073	1 864 594	1 832 423	1 421 822
% Renouvelables	54,83%	49,47%	46,48%	45,20%
% Non renouvelables	45,17%	50,53%	53,52%	54,80%

Source : MEH - SIE Madagascar - www.energie.mg

D'après les données du MEH – SIE, la production totale de la JIRAMA en 2020³¹ est de 1 842,42 GWh, en léger recul de 1,72% par rapport aux données de 2019³².

Cette régression est corroborée par le recul du chiffre d'affaires de 5% entre 2019 et 2020, qui est mentionné par la JIRAMA et que l'entreprise impute à la pandémie COVID-19. Cette diminution s'explique par les quelques mesures suivantes qui sont des charges d'exploitation directement liées à la pandémie :

- Le report des factures de mars 2020 à septembre 2020 pour les régions en confinement et notamment Antananarivo et toute la région Analamanga
- La possibilité de paiement échelonné allant de 5 à 10 mois au retour à la normale de la situation ou encore
- L'élargissement à 50 kWh de la 1ère tranche à 141 MGA pour les clients en tarif 14, soit une remise de 15 500 MGA par mois.

Ces mesures restent toutefois descriptives et si elles confirment intuitivement que la pandémie a forcément eu un impact sur le recul constaté de la production, elles ne permettent pas de procéder à réelle quantification des impacts de cette pandémie au plan national³³.

³¹ L'année 2020 est la dernière pour laquelle le Consultant a obtenu le rapport d'activités de la JIRAMA, et c'est également la dernière année pour laquelle le document de mise à jour du PDMC nous fournit des données qui ne sont pas des projections suivant les scénarios d'évolution de la situation énergétique Malagasy.

³² Il ressort des données du MEH – SIE que cette production chute ensuite drastiquement de 22,4 % entre 2020 et 2021. Il ne nous est toutefois pas possible de fournir d'explications de cette situation du fait que nous ne disposons d'aucune information en provenance de la JIRAMA concernant l'exercice fiscal 2021.

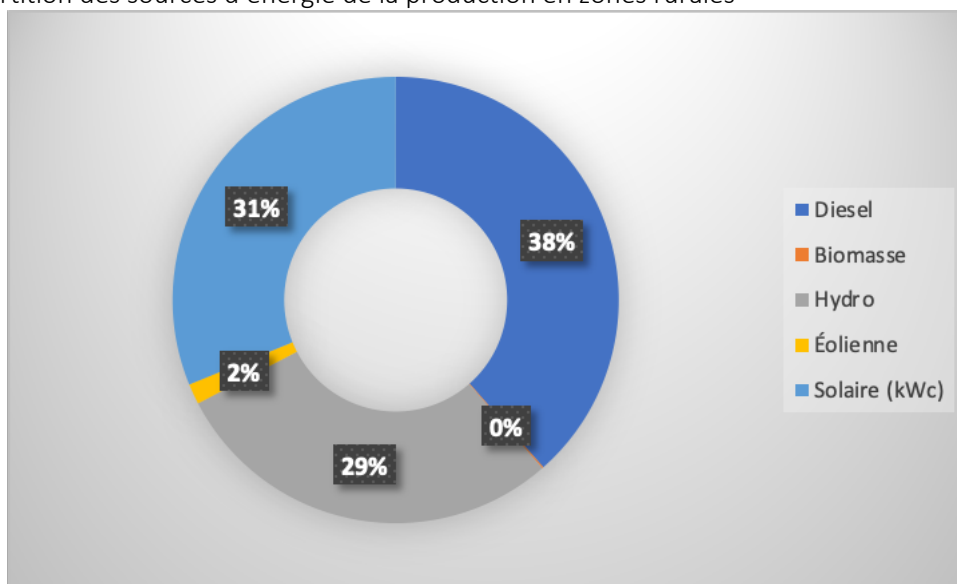
³³ Le consultant reste en attente d'informations complémentaires sur la facturation HT, MT Industries., MT Autres et BT, ainsi que les courbes chronologiques de charge et des monotones de charge connexes au moins pour les années 2019 à 2021 pour être en mesure de procéder à une analyse détaillée des puissances et des consommations. Cet aspect quantitatif est d'autant plus important que les données de l'année 2021 présentent une décroissance beaucoup plus sévère de plus de 22% de la production !

Tableau 7 : Disponibilités des statistiques d'exploitation localités rurales

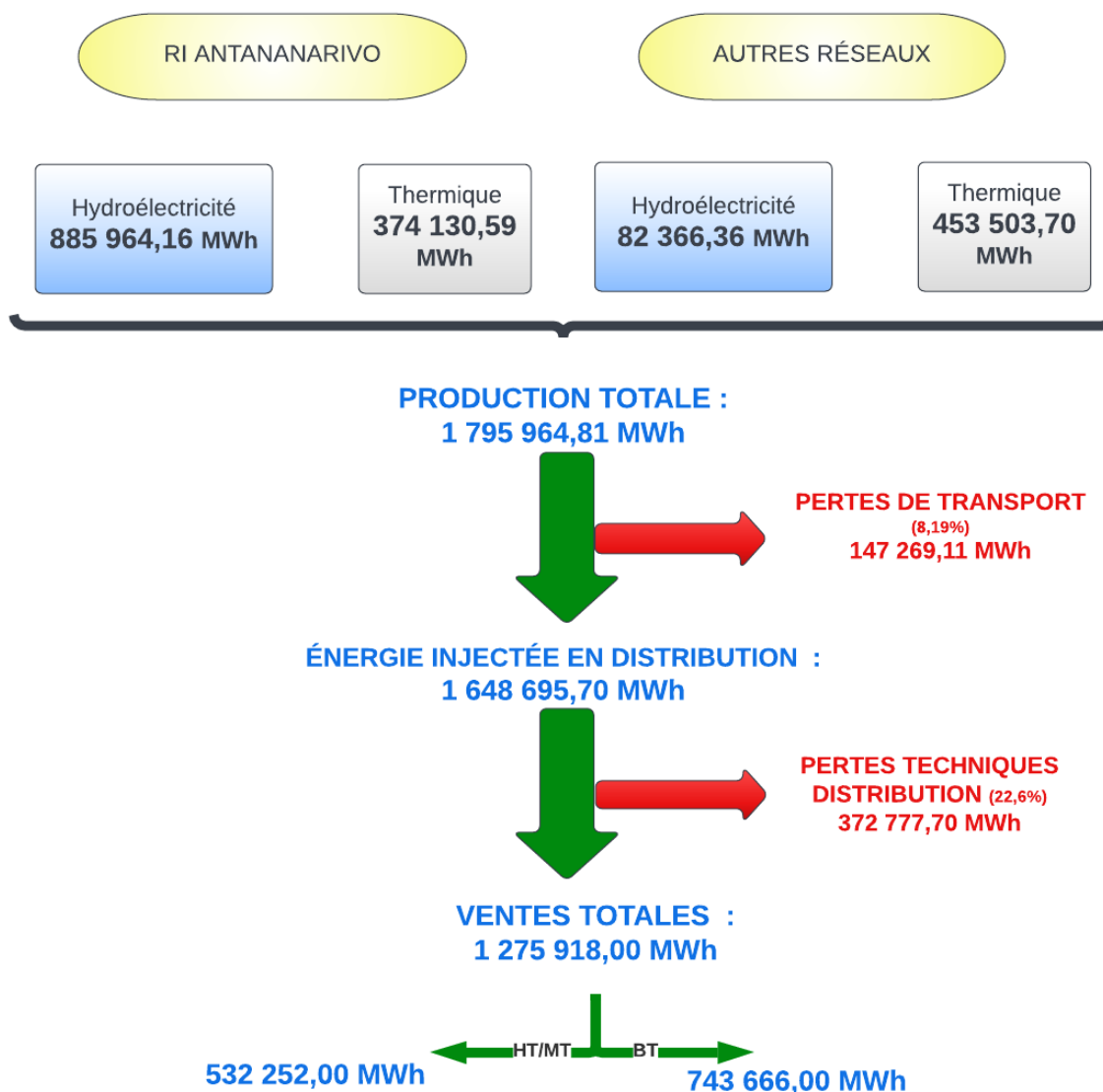
	Disponibilité Statistiques d'exploitation
CASIELEC	2012 - 2015
ADITSARA	2005 - 2006
Électricité de Madagascar	2003 - 2010
JIRAFI	2008, 2009 et 2010 (partiel)
MAD'EOLE	2011 et 2010 (partiel)
SEEM	2005
HIER	2015
Évolution tous concessionnaires	1987 - 2015

Source : Site web - ORE - www.ore.org

Figure 12 : Répartition des sources d'énergie de la production en zones rurales



Source : ADER

Figure 13 : Configuration énergétique du système urbain et péri-urbain Malagasy en 2018³⁴


Source : Rapport d'activité 2018 de la JIRAMA

Dans la mesure où la Nouvelle Politique de l'Énergie couvre la totalité du secteur, cette configuration est incomplète. Elle n'englobe pas la totalité du secteur de l'énergie Malagasy. Elle doit en effet aussi intégrer les données de statistiques d'exploitation des concessionnaires supervisés par l'ADER dans les localités rurales³⁵.

³⁴ Cette configuration ressort les données de 2018 parce que ce sont les plus récentes auxquelles nous avons eu accès. Le Consultant n'a pas reçu le rapport de l'année 2019 et a reçu une version très succincte du rapport de l'année 2020 de la part de la JIRAMA.

³⁵ Comme nous l'avons déjà signalé, ces données sont indisponibles pour les années 2018 à 2020

3.3.1.2. Le 2^{ème} segment de la chaîne de valeur : le Transport d'électricité

3.3.1.2.1. Cadrage global dans la chaîne de valeur

Sur le plan juridique, l'industrie électrique malagasy a été libéralisée d'abord par la loi n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'électricité à Madagascar, puis elle a été complétée par la loi n° 2017- 020 du 10 Avril 2018 portant Code de l'Électricité à Madagascar. Cette dernière loi concrétise les séparations fonctionnelle et juridique des trois segments de la Production, du Transport et de la Distribution / Commercialisation³⁶ de l'électricité.

Il est à noter, que dans la réalité, le segment du Transport n'est pas encore séparé juridiquement de la JIRAMA, et reste encore aujourd'hui entièrement géré par la compagnie publique. Le texte de loi fait ainsi référence pour le moment à des Gestionnaires de Réseaux de Transport pour désigner le RI d'Antananarivo, le RI de Toamasina et le RI de Fianarantsoa. Il est néanmoins prévu à terme qu'il y ait un Gestionnaire National de Transport, c'est-à-dire une entité unique appelée à gérer tous les mouvements et flux d'énergie électrique et planifier le développement des infrastructures de transport (lignes et postes) au plan national.

3.3.1.2.2. Caractéristiques générales

Madagascar ne dispose pas à l'heure actuelle, d'un réseau de transport d'électricité interconnecté à l'échelle nationale. Actuellement, seuls trois réseaux de transport avec des niveaux de tension supérieurs à 35 kV sont en exploitation à Madagascar :

- le réseau d'Antananarivo (RIA) qui concerne les agglomérations d'Antananarivo-Antsirabe, auquel il faut rajouter deux autres réseaux de transport :
- le Réseau Interconnecté de Toamasina (RIT), qui concerne l'agglomération et les alentours de Toamasina, et
- le Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF) qui concerne l'agglomération et les alentours de Fianarantsoa.

En réalité, seul le RIA constitue véritablement un réseau interconnecté maillé avec plusieurs niveaux de tension (35 kV, 63 kV et 138 kV) et un mix de production varié. Sur l'année 2020, le RIA a ainsi représenté 69.9% de la consommation totale des centres JIRAMA répartis dans le pays³⁷.

Il existe actuellement 115 centres d'exploitation dont 100 sont alimentés exclusivement par des groupes thermiques (gazole ou HFO). La consommation des centres isolés (CI) représente actuellement environ 20% de la consommation totale du pays. Ces centres, répartis sur l'ensemble du territoire, sont constitués de réseaux de distribution avec des niveaux de tension allant jusqu'à 20 kV pour certains.

Le réseau de transport de la JIRAMA se compose de lignes spécifiques autour des grands centres urbains, et particulièrement les 180 km de lignes en 138 kV qui relient la capitale Antananarivo et Antsirabé. Cette ligne permet de relier au réseau interconnecté la partie nord d'Antananarivo, où la consommation est importante, et surtout de raccorder la centrale hydraulique d'Andekaleka située à près de 140 km au nord-

³⁶ Le sous segment de la commercialisation est appelé « Fourniture » dans le texte de loi.

³⁷ Source : Mise à jour du PDMC – Novembre 2021

est de la ville.

La longueur totale des lignes de transport actuelles atteint 944,37 km et ces lignes arrivent en étoile directement des centrales de production pour alimenter les grandes villes, suivant une structure radiale sans bouclage du réseau³⁸.

Tableau 8 : Caractéristiques du segment Transport

Énergie totale produite (MWh)	1 795 964,81
Énergie totale injectée en Distribution (MWh)	1 648 695,70
Énergie totale produite (MWh)	147 269,11
Énergie totale injectée en Distribution (MWh)	8,19%
Longueur totale des réseaux de transport (km)	944,37
Nombre de postes électriques (HTA / HTB)	N.D.
Nombre de transformateurs de puissance	N.D.

3.3.1.3. Le 3^{ème} segment de la chaîne de valeur : la Distribution d'électricité et son corollaire, la commercialisation

3.3.1.3.1. La Distribution

L'acheminement de l'énergie électrique en aval des réseaux de transport dont il est question dans le paragraphe précédent, s'effectue au travers des réseaux de distribution. Lorsqu'il est fait mention de la « Distribution », cela désigne donc les réseaux de distribution. Ils reçoivent l'énergie électrique issue des réseaux de transport et peuvent ensuite la distribuer aux consommateurs finaux alimentés soit en moyenne tension (MT ou HTA) en 20 kV, soit en basse tension c'est-à-dire en 400 V.

Une fois l'électricité distribuée aux consommateurs en MT ou en BT, il y a lieu de la gérer comme tout bien vendu (facturation, encaissement etc.). Ce second volet du troisième segment est appelé « Commercialisation » et l'indicateur par excellence de ce volet est le Chiffre d'affaires. La JIRAMA a réalisé en 2020, un Chiffre d'affaires de 745 milliards MGA en recul de 4,53 % par rapport au chiffre d'affaires de l'année 2019 qui était de près de 781 milliards MGA³⁹.

3.3.1.3.2. La Commercialisation de l'électricité

Ce second volet fait référence à ce qu'il est convenu d'appeler de façon générique, la gestion de la clientèle. Elle repose sur un processus rythmé par la vente de l'énergie et les encaissements monétaires qui s'ensuivent selon les étapes suivantes :

1. Étape 1 : La relève des compteurs
2. Étape 2 : la Facturation
3. Étape 3 : la Distribution des factures

³⁸ Il n'y a pas à l'heure actuelle de boucle HT de secours, et cette configuration n'est donc pas de nature à assurer la sécurité N-1. Il est à noter également que le réseau n'est pas équipé d'un système d'acquisition et de contrôle de données (SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition).

³⁹ Source : États financiers 2019 et 2020 de la JIRAMA.

4. Étape 4 : le paiement des factures
5. Étape 5 : le recouvrement des factures impayées
6. La gestion des anomalies
 - a. Gestion des installations coupées pour impayés
 - b. Gestion des pertes techniques
 - c. Gestion des pertes commerciales / fraudes.

3.3.2. Caractérisation du cadre de fonctionnement de la performance opérationnelle

Les indicateurs de la performance opérationnelle (technique et commerciale) couvrent d'une part les trois segments de la Production, du Transport et de la Distribution et d'autre part les indicateurs qui permettent de juger des performances du segment de la commercialisation de l'électricité aux abonnés. Ce dernier aspect est en effet primordial puisque c'est par ce canal qu'est collecté le cash-flow qui va servir à définir l'équilibre financier de l'ensemble du secteur et partant, les possibilités de financement de son développement.

Le diagnostic opérationnel s'articule sur deux volets :

4. Les indicateurs de la performance opérationnelle technique (Qualité et fiabilité du réseau électrique, activités de maintenance et de dépannage du réseau etc.), Ils couvrent les segments de la Production, du Transport et de la Distribution,
5. Les indicateurs de la gestion de la clientèle, et les indicateurs relatifs aux services connexes au volet du sous-segment de la commercialisation de l'électricité (la relève, la facturation, les encaissements et le recouvrement etc.)

3.3.2.1. Les indicateurs de performance du segment de la Production

Le déficit de production que connaît la JIRAMA n'est pas de nature à faciliter la connaissance de la demande et de la pointe réelles. Des extrapolations peuvent être faites, mais le ratio « Capacité de Production / Demande » est difficile à exploiter, du fait que de nombreux clients dans le besoin ne peuvent être servis. En effet, la JIRAMA souligne dans son rapport d'activité 2018 que le retard de raccordement des clients ayant déjà payé leur devis était évalué à jusqu'à quatre (4) années à la fin de l'année 2017 et malgré une diminution marquée au début de l'année 2018, il s'élevait encore à près de deux (2) années de retard. Lequel retard devait à nouveau s'accroître en cours d'année avec l'insuffisance des matériels de branchements.

Le diagnostic opérationnel dans le segment de la production porte sur les indicateurs qui permettent d'évaluer les conditions d'exploitation des équipements et l'efficacité des opérations de production d'électricité, c'est-à-dire :

1. le taux de disponibilité des groupes dans les principales centrales ;
2. le niveau des pertes de production ;
3. le niveau des coûts opérationnels de production.

Au plan international, un certain nombre d'indicateurs de performance clé (KPIs) permettent d'évaluer rapidement et via un benchmarking, les performances en matière de production, en mesurant en particulier la disponibilité ou l'indisponibilité des centrales, tel qu'il ressort du tableau suivant.

Tableau 9 : Indicateurs de performance clé (KPIs) des centrales

Indicateur technique	Unité de mesure	Définition
Facteur de disponibilité Energy Availability Factor (EAF)	%	Facteur de disponibilité d'une centrale = Durée pendant laquelle une centrale est capable de produire sur une période donnée / la quantité totale de temps au cours de la période donnée
Facteur d'indisponibilité suite incidents Equivalent Forced Outage Factor (EFOF)	%	Facteur Équivalent d'Indisponibilité pour arrêts forcés = fraction de la période de fonctionnement durant laquelle une centrale n'est pas disponible pour cause de pannes ou d'arrêts
Facteur d'indisponibilité suite travaux programmés Equivalent Scheduled Outage Factor (ESOF)	%	Facteur d'indisponibilité suite travaux programmés = % d'heures de travaux programmés sur le nombre total des heures de la période.
Nombre d'incidents par année	# / an	
E N D	MWh	Énergie Non Distribuée

Dans le cas de la JIRAMA, l'exercice se révèle difficile pour le moment, dans la mesure où les informations reçues par le Consultant se révèlent insuffisantes pour le calcul de certains de ces KPIs.

Il est néanmoins possible d'arriver à évaluer le facteur de charge des centrales, et ensuite le facteur de disponibilité (EAF) en posant un certain nombre d'hypothèses⁴⁰. Nous procéderons ensuite à un certain nombre d'observations pour caractériser le segment de la production de la JIRAMA au regard des objectifs qu'elle doit atteindre pour répondre à la demande de sa clientèle.

Nous ne sommes pas en mesure d'évaluer les autres KPIs et nous porterons donc un jugement sur la performance opérationnelle à la lumière d'une comparaison de l'EAF, et des autres informations que nous avons pu obtenir par ailleurs concernant le niveau des coûts opérationnels de production.

→ Les centrales thermiques

Le facteur de charge moyen des centrales thermiques est considéré comme acceptable pour des niveaux qui se trouvent dans la plage de 80 – 90%. Le niveau moyen de 34,16% est nettement en deçà de ces valeurs. Il en est de même du facteur de disponibilité que nous avons évalué à 45%, valeur elle aussi en deçà de la plage qualifiée d'acceptable, en particulier dans le cas de la Production indépendante.

L'analyse de la disponibilité de la puissance installée d'une centrale thermique repose sur la disponibilité des groupes et correspond à une notion temporelle qui se réfère à la période de fonctionnement de la machine. Elle se définit comme le pourcentage du nombre d'heures durant lesquelles le groupe est en état de fonctionnement (disponible) à plein régime, ou à régime réduit, par rapport au nombre total d'heures de la période considérée. La notion contraire, d'indisponibilité, reflète le laps de temps pour lequel le groupe est hors de fonctionnement.

La production thermique de la JIRAMA est donc pour le moins inefficace et très dispendieuse, alors même qu'elle est prépondérante dans le mix Malagasy, avec un pourcentage de près de 55%. En effet, dans une

⁴⁰ Le Consultant n'a eu accès à aucun contrat et donc, pour être en mesure de calculer une valeur approximative du facteur de disponibilité, nous avons posé comme hypothèse que les centrales thermiques en question ont un taux d'entretien / dépannage de 25%, (approximativement 15 % d'arrêts programmés et 10% d'arrêts fortuits / pannes) c'est-à-dire un maximum de 3 jours / mois. Nous sommes toutefois conscients que la disponibilité d'une centrale électrique varie considérablement avec la façon dont l'installation fonctionne et bien entendu, du type de carburant (HFO ou LFO).

centrale thermique moderne et bien gérée, les équipements de production présentent des disponibilités de 85 % à 94 %.

À titre d'illustration, la SENELEC (Sénégal) qui elle aussi utilise des PIE affiche des EAF pour la production indépendante qui s'établissent au-delà de 90%, valeur très largement supérieure aux valeurs de la JIRAMA.

Tableau 10 : Facteurs de disponibilité de la PIE au Sénégal

	GWh		EAF	
	2017	2018	2017	2018
IPP CONTOUR GLOBAL	574,75	541,91	95,01%	93,86%
IPP TOBENE POWER	429,65	405,10	97,53%	94,56%

Source : SENELEC - Rapport annuel 2018

Ce constat est corroboré par les coûts opérationnels élevés de la JIRAMA, au sein desquels la part des combustibles pèse d'un poids très important, de même que la part des PIE et loueurs de groupes⁴¹.

Tableau 11 : Facteur de charge et facteur de disponibilité des centrales thermiques de la JIRAMA

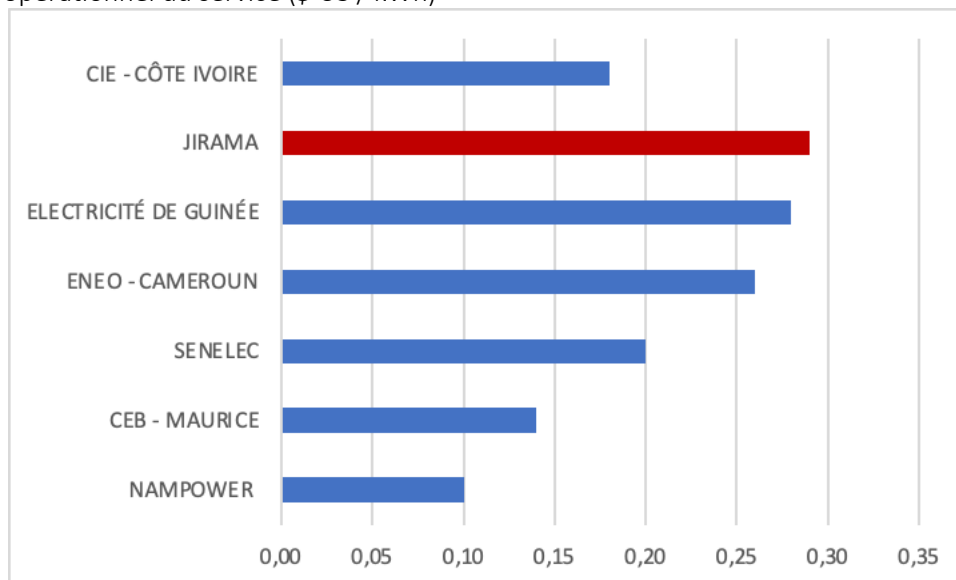
Localisation	Centrale	Mode Exploitation	Combustible	Facteur de Charge	E A F
RI Antananarivo					
	AMBALAVATO 1	JIRAMA	LFO / GO	-	-
	SYMBION	ACHAT	HFO	16,19%	21,59%
	JOVENA TAC	ACHAT	HFO	-	-
	AKSAF HFO	ACHAT	HFO	-	-
	JOVENA HFO	ACHAT	HFO	32,15%	42,86%
	VESPOWER 04	ACHAT	HFO	31,58%	42,11%
	CT ABOLA 2	ACHAT	HFO	-	-
RI Toamasina					
	TOAMASINA III	JIRAMA	LFO / GO	-	-
	TOAMASINA IV	JIRAMA	HFO	47,15%	62,86%
	ENL HFO 02	LOCATION	HFO	25,11%	33,49%
	VESPOWER 02	ACHAT	HFO	-	-
RI Fianarantsoa					
	^0511	JIRAMA	LFO / GO	52,80%	70,40%
	L 24 229	LOCATION	LFO / GO	-	-
	HFF RIF	LOCATION	LFO / GO	-	-
	AUTRES		LFO / GO	-	-
TOTAL				34,16%	45,55%

⁴¹ Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA – CASTALIA, 2019.

Le rapport d'activités de 2018 présente les consommations spécifiques en g/kWh qui s'établissent à 252,8 g/kWh pour GO/LFO et à 257,2 g/kWh pour le HFO. Ces valeurs sont nettement supérieures aux valeurs de référence fournies par les équipementiers pour des centrales (groupes diesel semi-rapides) ayant des tailles similaires à celle du parc Malagasy et qui varient entre 200 et 215 g/kWh.

La figure suivante illustre ces coûts opérationnels élevés en ressortant clairement qu'avec 0,29 \$ US / kWh, les coûts opérationnels de la JIRAMA sont parmi les plus élevés du continent africain.

Figure 14 : Coût opérationnel du service (\$ US / kWh)



Source : Document CASTALIA 2019 & Rapports d'activité ENEO, CIE

Le coût élevé de la production thermique pour la JIRAMA⁴² s'explique par :

- Le rendement des centrales thermiques de la JIRAMA : l'efficacité thermique des fournisseurs d'énergie de la JIRAMA est en-dessous d'un niveau raisonnable, notamment pour certaines centrales en location. Les taux de consommation en carburant des centrales tels que définis dans les contrats sont jusqu'à 33% plus élevés que les taux de consommation recommandés par les fabricants des groupes. La JIRAMA doit donc consommer davantage de carburant pour produire une même quantité d'énergie, comparé à des centrales thermiques efficaces ; et
- Le coût élevé du carburant : Madagascar a l'un des coûts de carburant les plus élevés de la région Afrique subsaharienne. La JIRAMA achète ses carburants à 3005 MGA (0,93 USD) par litre (l) pour le gasoil (GO) et 1725 MGA (0,53 USD) par litre pour le HFO. Ce niveau de prix est dû principalement aux coûts de transport et de distribution des carburants, qui s'élèvent à 0,27 USD/l en comparaison, ces coûts s'élèvent à seulement 0,17 USD/l en moyenne sur le continent.

→ Les centrales hydrauliques

⁴² Source : Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA – CASTALIA, 2019.

Il ressort de l'analyse du tableau suivant qu'à l'exclusion de l'aménagement d'Andekaleka qui est la plus importante centrale hydroélectrique du pays et qui alimente le RIA, les autres centrales hydroélectriques de la JIRAMA fonctionnent en général en deçà de leurs capacités de production.

Tableau 12 : Facteur de charge et facteur de disponibilité des centrales hydrauliques de la JIRAMA

Localisation	Ouvrage	Propriétaire	Nombre Groupes	Facteur de Charge	E A F
RI Antananarivo	ANDEKALEKA	JIRAMA	3	74,08%	99,30%
RI Antananarivo	ANTELOMITA	JIRAMA	7	50,36%	67,51%
RI Antananarivo	MANANDONA	JIRAMA	3	21,55%	28,88%
RI Antananarivo	MANDRAKA	JIRAMA	4	1,56%	2,08%
RI Antananarivo	SAHANIVOTRY	HYDELEC	1	44,65%	59,85%
RI Antananarivo	TSIAZOMPANIRY	HFF	2	37,90%	50,80%
Ihosal	IHOSY	ERMA	2	-	-
Ankazobe	ANKAZOBE	JIRAMA	1	-	-
RI Toamasina	VOLOBE	JIRAMA	4	69,74%	93,49%
RI Fianarantsoa	NAMORONA	JIRAMA	2	69,51%	93,18%
RI Fianarantsoa	MANANDRAY	JIRAMA	3	-	-
Maroantsera	MAROANTSETRA	HYDELEC	2	16,25%	21,78%
Vatomandry	VATOMANDRY	JIRAMA	3	-	-
Bezaha	BEZAHA	JIRAMA	1	-	-
TOTAL				55,95%	74,60%

Source : Mise à jour du PDMC - Novembre 2021 & Calculs du Consultant

Le rapport d'activité 2018 de la JIRAMA fournit quelques indications sur les délestages de puissance au cours de l'année. Ils s'élèvent à six (6) jours de délestage de puissance d'une durée totale de 22h41mn. Cela correspond à une amélioration significative puisqu'en 2017, les mêmes chiffres s'élevaient respectivement à trente-neuf (39) jours de délestage de puissance d'une durée totale de 329h31mn.

Les causes énoncées de ces délestages de puissance, sans connaître leurs contributions respectives en termes d'occurrences et de durée sont :

- Le colmatage des grilles du barrage d'Andekaleka,
 - La baisse du débit d'eau durant l'étiage,
- et pour les centrales thermiques
- L'indisponibilité des gros groupes,
 - L'insuffisance ou le retard de livraison, voire le manque de carburants.

Globalement, du fait que la capacité de la production est inférieure à la demande, ce qui conduit à des délestages de puissance tournants en zones urbaines et périurbaines, les exploitants doivent veiller au travers **de programmes de maintenance suivis de manière rigoureuse** à ce que les puissances installées des centrales hydrauliques, ainsi que celles des centrales thermiques soient disponibles, pour maintenir, autant que faire se peut; un équilibre Offre – Demande.

Une disponibilité élevée des installations doit être l'objectif de la JIRAMA. La compagnie d'électricité doit envisager de mettre en œuvre au plus tôt, le calcul et le suivi sur une base mensuelle et annuelle des indicateurs de disponibilité et d'indisponibilité des centrales définis ci-dessus, en cherchant à les améliorer d'un mois à l'autre, d'une année à l'autre.

Les éléments qui entrent dans le calcul de cet indicateur peuvent être rendus disponibles de façon récurrente. C'est notamment le cas du nombre d'heures d'arrêt de groupes et leurs causes, de même que le nombre d'interruptions (133 en 2017) et leur durée.

Les indicateurs à suivre par la JIRAMA comme le nombre d'interruptions par an et leur durée, peuvent permettre le calcul des Énergies Non Distribuées (END) dès à présent.

3.3.2.2. Les indicateurs de performance du Transport

Le diagnostic opérationnel du segment du Transport porte sur les indicateurs de performance qui sont à même de permettre une évaluation :

1. Des incidents sur le(s) réseau(x) de transport,
 - a. Incidents liés à l'état des lignes électriques,
 - b. Incidents liés à l'état des postes de transformation,
 - c. Incidents liés à l'état des installations de Production et de Distribution.
2. Du niveau des pertes de transport,
3. Du niveau des coûts de transport.

Incidents sur le(s) réseau(x) de transport,

Les indicateurs de performance clé (KPIs) reconnus sur le plan international reliés aux incidents sur les réseaux sont : le SAIDI Transport et le SAIFI Transport

Tableau 13 : Indicateurs de performance du segment Transport.

Indicateur technique	Unité de mesure	Définition
SAIDI System Average Interruption Duration Index	Heures	Évalue la durée cumulée moyenne d'interruptions ressenties par un client sur une période donnée $\frac{(\Sigma \text{ Totale des durées d'interruption ressenties par les clients})}{(\text{Nombre Total de clients})}$
SAIFI System Average Interruption Frequency Index	Ratio	Désigne le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une période donnée $\frac{(\Sigma \text{ Totale des clients ayant ressenti des interruptions de service})}{\text{Énergie produite} - \text{Énergie émise sur le réseau de Distribution}}$
Pertes de Transport	MWh ou %	Énergie totale produite - Énergie injectée dans les réseaux de Distribution

Le suivi de ces KPIs standards et partant, de l'évaluation de la qualité de service du système électrique procède d'une démarche commune à toutes les sociétés d'électricité. Dans le cas de la JIRAMA ce suivi va être possible avec la densification et l'expansion du réseau objet du Projet de renforcement et d'interconnexion des réseaux de transport d'énergie électrique à Madagascar (PRIRTEM)⁴³.

⁴³ Le PRIRTEM fait partie du programme de développement à long terme du réseau électrique Malagasy. Il a comme objectif sectoriel de permettre l'amélioration de la desserte du pays en électricité et d'en accroître l'accès parmi la population. Dans cette optique il vise à permettre :

Il est en effet avantageux de tirer parti de la taille encore restreinte du réseau de transport actuel, sans attendre son expansion et sa densification. Ces développements nécessaires iront en effet de pair avec une complexification de la gestion des données et des événements et devront nécessairement s'accompagner de l'acquisition des outils modernes pour l'enregistrement des données et le suivi du réseau (SCADA).

Du fait que le calcul des indicateurs comme le SAIDI et le SAIFI nécessite la connaissance des données des clients affectés par une interruption de la fourniture et que ces données ne sont pas disponibles actuellement, il n'est pas possible de connaître ces valeurs.

La JIRAMA pourrait donc se focaliser dans un premier temps sur le suivi rigoureux du nombre d'interruptions de la fourniture, les classer par causes (incidents, travaux programmés, délestages), enregistrer leur durée pour être en mesure de calculer les END à partir de la puissance coupée.

À l'heure actuelle, seul le RIA dispose d'une caractérisation des incidents d'exploitation sur le réseau de transport.

Tableau 14 : Incidents sur l'exploitation des réseaux de transport⁴⁴.

Cause	Nombre de jours	Durée max.	Durée totale
Manque tension total RIA	11	00 h 05 mn	00 h 22mn
Délestage de puissance	6	08 h 09 mn	22 h 41mn

Les données précédentes, parcellaires; ne permettent toutefois pas de faire un benchmark complet tel que le présente le tableau ci-après.

Tableau 15 : Benchmarking Indicateurs de performance - Transport

	JIRAMA	ENEO
Longueur totale réseau (km)	944	2 273
Nombre d'incidents	N.D.	215
Nb incidents / 100 km HT	N.D.	9
Nb Total de Clients	550 480	1 258 340
NB Clients / km Transport	583	554
SAIDI Transport	N.D.	72,20
SAIFI Transport	N.D.	23,60
Pertes Transport	8,19%	6,53%
END Transport (MWh)	N.D.	30 400

Source : Rapport d'activité 2018

- (i) L'interconnexion des réseaux interconnectés du pays afin de sécuriser l'approvisionnement en électricité des principales villes et centres économiques du pays;
- (ii) Le désenclavement et le raccordement des régions les moins bien desservies par le réseau électrique, comme la région côtière de l'Est.

Ce renforcement de l'interconnexion des réseaux de transport permettra d'acheminer à travers tout le pays l'énergie électrique produite par les centrales hydroélectriques dont le prix est plus abordable pour les populations sur le long terme.

⁴⁴ Il est à noter que les délestages font partie de la gestion quotidienne du service électrique d'une part pour cause de faible taux de disponibilité des groupes de production, et d'autre part pour cause de rationnement de combustible dont le budget est particulièrement lourd pour la JIRAMA.

Les informations complémentaires à obtenir de la JIRAMA nous permettront quand même de caractériser l'état des installations des réseaux de transport malagasy :

- Informations sur le nombre d'incidents provoquant des arrêts du transport de l'énergie électrique sur les réseaux interconnectés,
- Informations sur les incidents ayant pour origine les lignes électriques (actes de vandalisme sur les pylônes, etc.)
- Informations sur les incidents liés à l'état des postes de transformation,
- Incidents liés à l'état des installations de Production et de Distribution

Niveau des pertes de transport

Le chiffre global des pertes de 8,19% du segment Transport est à un niveau qui excède la plage de 5% à 7%, admissible sur le plan international.

Niveau des coûts de Transport

Les informations complémentaires à obtenir de la JIRAMA doivent nous permettre, au travers de la comptabilité analytique d'exploitation d'évaluer de façon précise les coûts de transport.

3.3.2.3. Les indicateurs de performance de la Distribution / Commercialisation

Eu égard aux difficultés du secteur à faire de nouveaux investissements, le raccordement de nouveaux abonnés au réseau électrique est volontairement rationné car les équipements de transport et de distribution sont à la limite de leurs capacités de transit. Plus de 30 000 demandes de nouveaux branchements payées depuis 2014 étaient en attente d'exécution en 2017. En 2016, ce sont uniquement les branchements payés en 2011 et 2012 qui ont pu être réalisés. Un tel environnement ne favorise pas les investissements et incite les ménages à procéder à des branchements clandestins, ce qui les expose par ailleurs aux risques d'électrocutions.

3.3.2.3.1. La Distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs, en MT pour les industriels et les gros consommateurs et en BT pour les utilisateurs domestiques.

Le diagnostic opérationnel de la filière distribution est fondé sur les indicateurs suivants :

1. les incidents de distribution ;
2. le niveau des pertes de distribution ;
3. le niveau des coûts de distribution.

Le réseau électrique de la JIRAMA est vétuste et l'absence d'investissements conséquents depuis une décennie a eu des conséquences néfastes sur la qualité de service. La saturation des lignes et des postes de transformations se traduit par des rendements qui vont en s'améliorant à partir de l'année 2015 après des années de dégradation.

Tableau 16 : Évolution des rendements global et réseau

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rendement global électricité %	67,08	67,24	66,44	67,11	67,4	71,01
Rendement réseau électricité %	71,41	71,85	70,99	72,43	72,75	77,35

Source : Rapport d'activités JIRAMA - 2018

Le rendement de réseau s'élève ainsi à 77,35% en 2018, soit des pertes d'énergie importantes s'élevant à 22,6% dans les réseaux de distribution.

Il ressort du rapport d'activités 2018 de la JIRAMA, que l'activité Distribution Électricité dans l'ensemble a subi des dégradations importantes depuis l'année 2008, suite :

- À l'arrêt des travaux de maintenance,
- À l'absence des travaux de renforcement et d'extension,
- Au retard des projets de développement

Il y a lieu de souligner que la baisse régulière du rendement du réseau depuis l'année 2008 est en grande partie liée :

- Aux pertes non techniques (fraudes, vols de courant, branchements clandestins, vols de matériels électriques,
- Aux erreurs de gestion

Cela a entraîné une perte de confiance et une dégradation d'image de la JIRAMA due à une incapacité de la société à remplir ses missions de base du service public

Incidents de Distribution

Les indicateurs de performance clé (KPIs) reconnus au plan international reliés aux incidents sur les réseaux sont :

- Le SAIDI Distribution
- Le SAIFI Distribution

Mais comme ils supposent la connaissance des clients impactés par une interruption, ils ne pourront être introduits à la JIRAMA que quand une codification client de type géographique (GPS/GIS) ou basée sur le réseau, avec rattachement du point de livraison au transformateur qui l'alimente sera mise en place. Ces préalables peuvent prendre de deux à trois ans, si leur financement est trouvé.

Une évaluation des personnes touchées par une coupure de courant sur le réseau sera alors possible, et permettra de calculer le SAIDI et le SAIDI Distribution.

Le rapport d'activités de l'année 2018 de la JIRAMA fournit un certain nombre d'informations sur les incidents de réseaux qui sont en augmentation continue depuis une dizaine d'années, de même que sur l'origine des principales causes enregistrées.

Tableau 17 : Statistiques des incidents BT & MT

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Incidents sur les réseaux BT	14210	15565	16450	13671	14299	14823	13085	28143
Incidents sur les réseaux MT	1043	1068	1263	1371	1266	1165	1772	2597

Source : Rapport d'activités JIRAMA - 2018

Tableau 18 : Principales causes des pannes réseaux BT & MT

Réseau BT en 2018		
Connexion	7720	27,43%
Poteaux pourris	5536	19,67%
Vieux câbles coupés	4233	15,04%
Réseau MT en 2018		
Poteaux Pourris	488	17,25%
Câbles coupés	227	8,74%
Élagages et cerf-volant	152	5,85%
Isolateur cassé	148	5,70%
Accident de circulation	34	1,31%
Ligature	26	1,00%
Câble volé	5	0,19%

Source : Rapport d'activités JIRAMA - 2018

À ces incidents sur les lignes doivent être rajoutés les problèmes de surcharge ainsi que les incidents des transformateurs en exploitation. Sur les 2004 transformateurs à usage public en exploitation en 2018, près de 25% de ces équipements sont actuellement surchargés. Cet état de fait conduit à des interruptions régulières de la fourniture d'électricité, à la suite des déclenchements récurrents de leurs disjoncteurs.

Ces surcharges prolongées engendrent des avaries de ces transformateurs en exploitation du fait de l'absence d'un programme de maintenance systématique du fait des problèmes de trésorerie de l'entreprise⁴⁵ qui ne permettent pas de mettre en œuvre des travaux de remplacement et de soulagement des dits équipements. Pour l'année 2018, un total de 77 transformateurs sont considérés comme arrivés à un stade de saturation très critique, comme il ressort du tableau ci-après.

⁴⁵ Voir le paragraphe 3.1.3. qui traite de la surface financière, de la structure financière et de la liquidité de la JIRAMA

Tableau 19 : Incidents des transformateurs en exploitation

	Nombre	Taux %
Surcharges excessives	37	48%
Défauts internes	19	25%
Coup de foudre	15	19%
Court-circuit causé par la vétusté du câble de liaison Transfo - Disjonteur	6	8%
Total	77	100%

Source : Rapport d'activités JIRAMA - 2018

Autant d'éléments qui sont caractéristiques d'une qualité de service dégradée et d'une baisse conséquente de la performance des réseaux de distribution.

Ces constats viennent renforcer l'impératif de disposer des indicateurs qui permettent le suivi des performances du réseau de distribution dans le but d'améliorer la qualité de service à la clientèle et de fiabiliser le réseau.

C'est le cas du SAIFI et du SAIDI qui ne peuvent pas être calculés actuellement parce qu'ils supposent la connaissance des clients impactés par une interruption. Ils ne pourront être introduits à la JIRAMA que quand une codification client de type géographique (GPS/GIS) ou basée sur le réseau, avec rattachement du point de livraison au transformateur qui l'alimente sera mise en place.

Cette évaluation des clients impactés par une interruption de la fourniture sur le réseau sera alors possible et permettra la détermination de ces deux indicateurs clé.

Niveau des pertes de Distribution

Les installations de distribution ne sont pas en bon état et il s'ensuit un niveau élevé de pertes techniques⁴⁶ de 22,6% du segment Distribution. Ce niveau excède largement le maximum admissible de 9% - 10% toléré dans l'industrie.

La JIRAMA pourrait économiser 88,7 milliards MGA par an entre 2020 et 2030 en moyenne⁴⁷ en réduisant progressivement le taux de pertes techniques à 14% en 2020, 13% en 2025, et 12% en 2030 grâce notamment à la mise en œuvre du programme PAGOSE.

Le programme PAGOSE a une composante importante de réduction des pertes techniques. PAGOSE a par exemple financé la construction d'un nouveau centre de contrôle de la distribution. Le nouveau centre de contrôle permettra d'améliorer la qualité du service, notamment en améliorant la gestion des délestages (moins fréquents et plus courts). Le nouveau centre de contrôle permettra également d'améliorer le dispatching, qui est aujourd'hui inefficace.

De façon générale, il est à souligner que de nombreux indicateurs qui permettent le suivi des performances du réseau de distribution dans le but d'améliorer la qualité de service à la clientèle et de fiabiliser le réseau

⁴⁶ Il en est de même du nombre élevé de pannes dans la distribution tant moyenne que basse tension, des délestages intempestifs et fréquents, des variations anormales de tension etc.

⁴⁷ Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA – CASTALIA, 2019

ne sont pas encore effectifs à la JIRAMA, alors que les informations pour les déterminer sont parfois accessibles.

Les END Distribution peuvent être obtenues à partir des informations collectées par le Centre de Conduite du réseau de Distribution, à condition que chaque départ MT soit doté d'un compteur d'énergie et de puissance, que toutes les interruptions de fourniture ainsi que leurs causes (travaux, incidents) soient enregistrées, et qu'une méthodologie d'évaluation de la puissance coupée soit définie.

Niveau des coûts de Distribution

Les informations complémentaires à obtenir de la JIRAMA doivent nous permettre, au travers de la comptabilité analytique d'exploitation d'évaluer de façon précise les coûts de Distribution.

3.3.2.3.2. La Commercialisation

La fonction commerciale a pour finalité de permettre à la JIRAMA de générer les ressources financières suffisantes pour faire face aux différentes charges d'exploitation liées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique. De ce fait, elle se révèle d'une importance capitale pour la vie de l'entreprise.

Le diagnostic de la fonction commerciale de la JIRAMA va se faire à travers les éléments ci-après :

- l'organisation et le fonctionnement de la fonction commerciale de la JIRAMA ;
- l'analyse de la chaîne commerciale ;
- l'impact des pertes en distribution sur l'efficacité commerciale de l'entreprise ;
- l'analyse de la structure du marché et de la clientèle ;
- l'analyse de la consommation et du chiffre d'affaire suivant les réseaux.

Pour une simplification de l'analyse de la chaîne commerciale, elle peut être décomposée en trois sous – processus :

1. La facturation,
2. Le recouvrement
3. Le suivi des impayés

Il est à noter que de nombreuses sociétés d'électricité ont développé un indice de satisfaction de la clientèle qui est calculé ou mesuré de manière mensuelle, et les efforts des agents commerciaux doivent tendre vers l'amélioration de cet indicateur. L'insatisfaction de la clientèle est souvent fortement liée à un niveau élevé des interruptions de courant.

La JIRAMA étant contrainte de procéder à des délestages quotidiens importants du fait de la production insuffisante d'électricité, un indicateur de satisfaction de la clientèle n'a pas lieu d'être implémenté dans la situation actuelle. Il pourra trouver sa place dans l'Entreprise quand l'équilibre de l'offre et de la demande sera une réalité.

Les clients font un certain nombre de demandes, comme l'exécution d'un branchement, ou de réclamations comme la contestation d'une facture. L'accueil du client doit être bien organisé, et la réaction de l'Entreprise doit être idéalement très rapide.

Le rapport d'activité 2018 nous informe que le délai pour l'obtention d'un nouveau branchement qui est une demande on ne peut plus classique de la clientèle, peut avoisiner les deux (2) années d'attente. Ces

délais peuvent être considérés comme des indicateurs de performance, et leur réduction doit être un objectif majeur.

Le processus de Gestion Clientèle

La Distribution Commerciale à travers les ventes et les encaissements, est le poumon de l'Entreprise. Les processus utilisés dans ses activités doivent être rigoureux, pour maximiser les recettes et les sécuriser, mais il faut reconnaître que le contexte troublé du pays ne facilite pas un déroulement serein des activités sur le terrain.

Situation actuelle :

- Pas de délai raisonnable pour servir un client qui demande un branchement, avec en plus des ruptures régulières et récurrentes du matériel de branchement,
- Pas de statistiques des réclamations, pour connaître les principales causes d'insatisfaction

La mise en place d'une procédure pour la réception et le traitement des réclamations avec fixation des délais s'impose, de même que l'enregistrement de toutes les demandes et réclamations, et des délais de traitement. Ceci peut être fait à travers un registre tenu manuellement en attendant l'arrivée d'un système de gestion informatisé

Le recouvrement

Le taux de recouvrement, dont la définition communément admise dans les sociétés d'électricité correspond au ratio Énergie recouvrée (encaissements) / Énergie facturée a une signification différente à la JIRAMA.

Le rapport annuel 2018 présente un taux de recouvrement qui est calculé comme le ratio encaissements/ Impayés (y compris les arriérés). Cela donne un taux qui ne reflète pas l'information véritable sur l'efficacité de l'Entreprise en matière de recouvrement. Il ressort en effet de la réalité du terrain que les impayés comprennent des dettes de clients qui n'ont plus aucune chance d'être récupérées, et qui doivent être passées en créances irrécouvrables et partant, se voir appliquer une procédure de « write-off ».

Tableau 20 : benchmarking des indicateurs de performance de la commercialisation

	JIRAMA	ENEO
Nb total de clients	550 480	1 258 340
Nb clients MT	1 160	1 750
Nb clients BT	549 246	1 256 583
Nb d'incidents sur réseaux BT	28 143	4 680
Effectifs RH	5 763	3 697
Nb Abonnés / Agent	96	340
Ventes totales (GWh)	1 276	6 977
Ventes totales (US \$)	165 458 519	494 388 037
Taux Recouvrement (%)	52,99%	98,00%

Source : Rapport d'activité 2018

3.3.3. Récapitulation

Il convient de rappeler que la finalité du diagnostic de la performance opérationnelle est d'arriver à mettre en évidence les principales sources d'inefficacité de la JIRAMA, dans la mesure où ils ont des impacts négatifs et ils aboutissent à un renchérissement des coûts de l'électricité livrée aux clients finals.

3.3.3.1. Situation de l'équilibre Offre - Demande

La consommation finale d'électricité qui est de 1 275 GWh au total en 2018, culmine à 1 322 GWh en 2019 avant de fléchir de 1,72 % 2020 pour s'établir à 1 299 GWh en 2020, puis chuter de 22 % à 1 008 GWh en 2021, comme il ressort du tableau suivant.

Le fléchissement de la demande entre 2019 et 2020 est corroboré par le recul du chiffre d'affaires de la JIRAMA de 5 % entre ces 2 années fiscales, et a pour cause la pandémie COVID-19⁴⁸.

Tableau 21 : Évolution de l'équilibre Offre – Demande d'électricité à Madagascar

	2018	2019	2020	Unités : MWh 2021
Production nationale	1 799 073	1 864 594	1 832 423	1 421 822
Pertes totales	523 155	542 208	532 853	413 454
Consommation finale	1 275 918	1 322 386	1 299 570	1 008 368
Haute Tension	53 696	55 652	54 692	42 437
Moyenne Tension Industriels	250 792	259 926	255 441	198 203
Moyenne Tension Autres	227 764	236 059	231 986	180 003
Basse Tension	743 666	770 750	757 452	587 725

Source : MEH - SIE Madagascar - www.energie.mg pour la production et calculs du Consultant

3.3.3.2. Le segment de la production d'électricité

Il ressort de l'examen de la répartition des sources d'énergie que la capacité disponible totale de production Malagasy s'élève à 489,72 MW⁴⁹, dont 62,66 % d'énergie thermique (LFO / HFO), 31,33 % d'énergie hydroélectrique, 5,15 % d'énergie solaire et 0,86% d'hybridation de centrales. Étant donné l'objectif de limiter autant que faire se peut, la dépendance aux combustibles fossiles, la prédominance de l'énergie thermique doit être réduite.

Il est impératif que la capacité de production d'énergie hydroélectrique soit relevée, et cela d'autant plus que :

- La majeure partie des ouvrages existants et en projet sont des centrales au fil de l'eau, avec peu ou pas de capacité de stockage, et donc sans puissance garantie à la pointe,
- L'accroissement de la part de l'énergie solaire photovoltaïque présente un intérêt économique limité dans la mesure où la production solaire intervient en dehors des heures de pointe et vient de ce fait en concurrence de l'hydroélectricité au fil de l'eau, au lieu de se substituer à la

⁴⁸ Comme déjà énoncé précédemment, nous ne sommes pas en mesure d'expliquer la chute de consommation entre les années 2020 et 2021, du fait de l'insuffisance d'informations pour l'exercice fiscal 2021.

⁴⁹ Parc de production JIRAMA & Producteurs privés en décembre 2020. Source : Mise à jour du PDMC, Novembre 2021.

production thermique en heures de pointe⁵⁰.

En termes de disponibilité des centrales, il ressort des calculs effectués que le facteur moyen de disponibilité (EAF) des centrales thermiques est de 45,55 % et celui des centrales hydrauliques est de 74,60 %.

Dans le cas des centrales thermiques, cela correspond à des coûts opérationnels de 0,29 \$ US / kWh, qui sont parmi les plus élevés du continent africain et qui repose sur au moins 2 critères :

1. Des taux de consommation en carburants des centrales tels que définis dans les contrats, qui excèdent de plus de 33 % les recommandations des fabricants des groupes,
2. Un coût du carburant (LFO / HFO) qui se révèle être l'un des plus élevés de la région.

Il est capital d'arriver à :

1. Réduire les consommations spécifiques pour les faire tendre vers les valeurs suggérées par les fabricants des groupes,
2. Optimiser les procédures d'achat de carburant pour mieux maîtriser les coûts d'approvisionnement en combustibles.

Dans le cas des centrales hydroélectriques, elles affichent un facteur de charge moyen de 55,95 %, et un facteur de disponibilité de 74,60 %, valeurs qui indiquent que les centrales de la JIRAMA fonctionnent en deçà de leurs capacités de production.

Il y a lieu toutefois de souligner que ce constat n'est pas valable pour l'aménagement hydroélectrique d'Andekaleka qui est la plus importante du pays, et qui affiche un facteur de charge de 74,08 %, et un excellent facteur de disponibilité (EAF).

3.3.3.3. Le segment du Transport

Il ressort des données fournies dans le rapport d'activités 2018 de la JIRAMA qu'il y a eu onze (11) déclenchements sur les 2 lignes de transport 138 kV du RIA qui ont abouti à un manque de tension totale en 2018, d'une durée totale de coupure de courant de 22mn sur l'année.

Ces données parcellaires ne permettent pas de mesurer la qualité de l'approvisionnement en électricité, puisqu'il n'est pas encore possible de calculer les indices SAIFI et SAIDI Transport

Les autres informations mises à notre disposition concernent le niveau des pertes de transport qui, avec un chiffre global des pertes de 8,19% du segment Transport est à un niveau qui excède la plage de 5% à 7%, généralement admissible sur le plan international.

La lutte contre les pertes techniques de transport, via la construction et l'extension des lignes de transport pour réduire les pertes techniques de transport, et pour les ramener au niveau des standards internationaux doit être au centre des actions à mener au niveau du segment du Transport.

⁵⁰ La production solaire est à son maximum lorsque le soleil est à son zénith, c'est-à-dire en milieu de journée et donc, en dehors des heures de pointe. Or, à ce moment-là la production d'électricité Malagasy est principalement d'origine hydroélectrique parce que ces centrales sont au fil de l'eau. Cela signifie donc que le passage de la pointe se fait par recours aux centrales thermiques. C'est la raison pour laquelle le PDMC propose d'étudier la possibilité de coupler des batteries aux projets photovoltaïques afin de déplacer l'essentiel de la production solaire vers la pointe et d'économiser ainsi de la production d'origine thermique.

3.3.3.4. Le segment de la Distribution / Commercialisation

L'amélioration de la performance opérationnelle suppose de réduire les principales sources d'inefficacité pour être en mesure d'optimiser les coûts de la JIRAMA. Cela suppose d'aligner les principaux indicateurs clé de l'entreprise à des niveaux proches de ceux d'entreprises comparables.

Il y a un impératif d'accroître Le niveau du rendement de réseau au travers d'une activité régulière et systématique de maintenance ainsi que des travaux de réhabilitation et d'extension des lignes de distribution. Lesquels vont permettre de réduire le niveau des pertes techniques, ainsi que des pertes non techniques / commerciales. Ce dernier aspect va avoir un impact direct sur l'efficacité commerciale de la JIRAMA, à savoir :

- Le processus de facturation
- Le processus de recouvrement
- Le processus de suivi des impayés

3.3.4. Recommandations

La 1^{ère} recommandation fondamentale a trait à l'élaboration d'un rapport d'activités aux normes internationales qui rende effectivement compte de la totalité des activités et qui soit disponible en ligne comme c'est le cas des autres sociétés d'électricité du continent⁵¹.

Cette recommandation qui peut paraître générale se révèle capitale dans le cas de Madagascar pour être en mesure, sans avoir à mener des enquêtes coûteuses et généralement longues; de juger de la qualité de l'approvisionnement et de la qualité de la fourniture de l'électricité aux clients finals.

En effet, l'implantation et la mise en œuvre de la totalité des recommandations suppose la mobilisation du financement connexe. Lequel financement requiert une rentabilité des activités, source de la solvabilité sans laquelle les investisseurs (publics, et surtout privés) seront très réticents à accorder leurs fonds.

⁵¹ C'est notamment le cas de ENEO (Cameroun), de la CIE (Côte d'Ivoire), du CEB (Maurice) ou encore de la SENELEC (Sénégal) pour ne citer que ces quelques sociétés d'électricité.

Tableau 22 : Récapitulatif des recommandations du segment de la Production

Segment de la Production		
Enjeux	Recommandations	Améliorations attendues
Implémenter les indicateurs de performance (Impératif de facilitation du Suivi-Évaluation de la performance opérationnelle)	1) Rassembler les éléments qui entrent dans le calcul des indicateurs de disponibilité des centrales (EAF,EOF,ESOF) 2) Mesurer et documenter de façon systématique le nombre d'incidents et les END par natures : travaux programmés,délestage,incidents. 3) Fixer les objectifs mensuels d'amélioration de ces indicateurs.	- Suivi des objectifs sur une base mensuelle, comparaison des performances, comparaison entre Sociétés d'électricité par mois et années pour stimuler le personnel - Amélioration du taux de disponibilité des centrales.
Réduction des coûts de production	1) Réduction du coût des combustibles en revisitant les marchés conclus pour les achats de combustibles et donc autant que possible, renégociation des contrats signés avec les opérateurs. 2) Se rapprocher de l'OMH pour être en mesure de peser sur les marchés d'importation des combustibles. 3) Réduction des consommations spécifiques des centrales thermiques pour les faire converger vers les valeurs de référence des fabricants d'équipements.	- Optimisation des coûts de la JIRAMA et réduction des coûts du kWh d'origine thermique
Accroître la capacité de production	Suivre et s'impliquer dans la réalisation des programmes de réhabilitation, de renforcement et de construction de nouvelles infrastructures de production	- Amélioration de la capacité de production. - Réduction du volume des délestages

Tableau 23 : Récapitulatif des recommandations du segment du Transport

Segment du Transport		
Enjeux	Recommandations	Améliorations attendues
Implémenter les indicateurs de performance (Impératif de facilitation du Suivi-Évaluation de la performance opérationnelle)	1) Suivre et enregistrer le nombre d'incidents. 2) Rassembler les éléments pour le calcul tous les mois dès que possible : du nombre d'incidents/mois, nombre d'incidents/100km, pertes réseau de transport, END par nature (suite travaux programmés, incidents) 3) Dès le prochain exercice fiscal, introduire le calcul su SAIFI transport.	- Réduction des pannes et de la quantité d'énergie non distribuée - Amélioration de la continuité du service et de la satisfaction de la clientèle
Renforcement du réseau de transport	- Proposer des solutions technico-économiques pérennes pour desserer les contraintes techniques les plus importantes pour une exploitation efficace du réseau de transport: * Installation de nouveaux transformateurs. * Réhabilitation des lignes/Construction de nouvelles lignes de transport.	- Amélioration de l'exploitation technique du réseau - Contribution à la réduction des pertes techniques de transport.
Moderniser et fiabiliser la conduite des réseaux régionaux (en particulier le RIA)	Étudier et finaliser la modernisation du centre de conduite du RIA et de l'automatisation progressive des équipements compte tenu des projets d'extension vers le réseau unique national, et l'évolution vers le SCADA	- Optimisation de la conduite du réseau, diminution de la durée des pannes et du temps de remise en service des équipements. - Réduction des durées d'interruption et amélioration de la satisfaction clientèle.

Tableau 24 : Récapitulatif des recommandations Distribution

Segment de la Distribution		
Enjeux	Recommandations	Améliorations attendues
Impéner les indicateurs de performance (Impératif de facilitation du Suivi-Évaluation de la performance opérationnelle)	1) Calculer mensuellement dès l'exercice prochain: taux de pertes de Distribution, Nombre d'interruptions, Nombre d'interruptions/mois nombre d'interruptions/km, Nombre de mesures des charges des transformateurs/mois, nombre de transformateurs équilibrés/mois, Nombre d'avaries transformateurs, Hit parade du nombre d'interruptions de courant et d'END par départ MT, END par nature (travaux programmés, incidents) taux d'END 2) Dès que possible après le prochain exercice, passer au calcul du SAIDI et du SAIFI distribution	Suivi de l'Évolution des performances mensuelles et annuelles connues, mesure de l'amélioration ou de la dégradation connues facilement. Prise de mesures correctives à temps
Renforcement du réseau de distribution et accroissement du rendement de réseau	1) Proposer des solutions technico-Économiques pérennes pour desserer les contraintes techniques les plus importantes pour une exploitation efficace du réseau de Distribution : * Installation de nouveaux postes * Réhabilitation des lignes/construction nouvelles lignes de distribution 2) Élaboration d'un programme de maintenance systématique et mise en place de procédures pour le respect des activités de maintenance	- Amélioration de l'exploitation technique du réseau et amélioration du rendement de réseau et de la performance opérationnelle.
Réduire les pertes techniques distribution	1) Réduire des déséquilibres des phases BT 2) Inciter en liaison avec le commercial les clients MT à améliorer leur facteur de puissance 3) En liaison avec le commercial, définir un système de codification des points de livraison avec rattachement au transformateur qui les alimente, procéder à un inventaire de tous les points de livraison. Ce qui permettra d'avoir une estimation du nombre des clients touchés par une interruption et d'aller vers le calcul du SAIFI et du SAIDI Distribution	- Réduction du taux de pertes de Distribution - Réduction des incidents, des interruptions de courant, des END. - Amélioration de la continuité de service et de la satisfaction de la clientèle

Tableau 25 : Récapitulatif des recommandations Commercialisation

Segment de la Commercialisation		
Enjeux	Recommandations	Améliorations attendues
Implémenter les indicateurs de performance	1. Calculer ou évaluer tous les mois les indicateurs suivants: Taux de recouvrement global, Taux de pertes de distribution, Nombre d'installations coupées, Nombre d'installations remises après coupure, Nombre d'installations MT et BT contrôlées, Nombre d'installations trouvées en fraude, Nombre d'abonnés/agent, Nombre d'illégaux convertis en clients.	- Suivi de l'évolution des performances mensuelles avec mise sur pied des mesures correctives pour l'atteinte de l'objectif annuel. - Analyse comparative d'un mois à l'autre et Benchmarking avec les sociétés d'électricité de la région.
Améliorer la qualité de la facturation	Négocier avec les bailleurs de fonds pour obtenir la généralisation des compteurs à prépaiement. N.B les pertes non techniques sont passées de 70% à 4% à PHAMBILI NOMBANE en Afrique du Sud , grâce à l'installation généralisée de compteurs à prépaiement.	- Amélioration du taux de recouvrement. - Augmentation des recettes de l'entreprise
Améliorer le service à la clientèle et l'image de marque de la JIRAMA	1) Fixer et respecter autant que faire se peut, les délais pour la réalisation des branchements. 2) Fixer des délais pour répondre aux réclamations des clients. 3) Renforcer la communication vers la clientèle en cas d'interruptions de courant programmés ou suite à des incidents	- Amélioration de la qualité du service et de la satisfaction de la clientèle

3.4. Diagnostic financier du secteur de l'électricité

La présente analyse vise à mettre en exergue les contraintes opérationnelles et notamment financières qui pèsent sur le marché de l'électricité Malagasy. Le diagnostic se fonde sur des indicateurs de performance reconnus et suivis pour l'évaluation des systèmes énergétiques dans le cadre de la gestion axée sur la qualité de service et la rentabilité. Le diagnostic financier vise in fine à atteindre trois principaux objectifs :

- Améliorer l'attractivité des activités de la JIRAMA (Production, Distribution et Commercialisation) pour le secteur privé par l'amélioration structurelle de sa rentabilité;
- Soulager les finances publiques malgaches grâce à l'autonomisation financière plus significative du secteur de l'électricité;
- Améliorer la qualité du service et l'accès à l'électricité de l'ensemble des consommateurs Malagasy.

Étant donné le niveau d'intégration observé, et par souci d'efficacité et de pertinence, le diagnostic financier du secteur de l'électricité Malagasy se limitera à la revue de la JIRAMA et des opérateurs (Concessionnaires / Permissionnaires) en zones rurales, ainsi que de l'ADER⁵². Toutefois, en raison de l'indisponibilité des informations financières des concessionnaires en zones rurales (rapports d'activités, États financiers), seule la performance de la JIRAMA sera analysée dans le présent document.

3.4.2. Les indicateurs de la performance financière et de la compétitivité

3.4.2.1. Généralités

La revue des indicateurs de performance financière et de compétitivité vise à avoir une bonne appréhension des principaux indicateurs d'équilibre financier, de liquidité et de rentabilité de la JIRAMA. Ces analyses sont menées en se basant sur les états financiers (bilan, compte de résultat et tableau des flux de trésorerie) audités des exercices 2015 à 2020 ainsi que les rapports d'activité fournis par la JIRAMA.

Avant d'amorcer le diagnostic financier proprement dit, il convient de se prononcer sur la qualité (régularité et sincérité) de l'information financière fournie par la JIRAMA et qui fonde nos analyses. Cette revue non exhaustive se limitera aux points de contrôle interne significatifs et susceptibles de modifier l'opinion sur les états financiers utilisés. Sur la base du rapport du commissaire au compte portant sur les comptes de la JIRAMA au 31 décembre 2019, nous avons pu relever les faits majeurs suivants :

- L'insuffisance d'éléments probants ont conduit le commissaire aux comptes à ne pas fonder d'opinion sur les états financiers de la JIRAMA depuis 2019. Cela signifie que les états financiers n'ont pas été validés en l'état;
- Des anomalies et insuffisances ont été décelées dans les inventaires physiques des immobilisations, remettant de ce fait implicitement en cause les valeurs portées au bilan de la compagnie;
- Des dysfonctionnements ont été relevés dans le système informatique en charge du suivi des immobilisations, qui remettent eux aussi en cause les valeurs portées au bilan de la compagnie;
- Des écarts d'inventaire de stocks non justifiés, remettant en cause les valeurs portées au bilan de la compagnie;
- Des défaillances dans le cycle des revenus, notamment la non-réconciliation entre les ventes comptabilisées et les déclarations de la Direction Commerciale, la non maîtrise du portefeuille des

⁵² L'ADER n'est pas à proprement parler un Opérateur, mais plutôt un superviseur et/ou une Autorité concédante. Nous reviendrons sur ce point dans le document D2 qui traite du jeu et de l'influence des acteurs.

créances du fait d'une base de données clients non mis à jour, le non-provisionnement systématique des créances douteuses. Autant d'éléments qui remettent en cause le chiffre d'affaires, les charges exploitation et les créances clients portées au bilan de la compagnie;

- Des insuffisances dans la circularisation des créateurs de la JIRAMA notamment la non-confirmation de plusieurs soldes fournisseurs, ce qui ne permet pas d'avoir une assurance sur le montant réel des dettes d'exploitation de la Compagnie.

Toutes ces anomalies sont de nature à avoir une opinion bien plus mesurée et moins optimiste dans l'analyse des indicateurs menée par le Consultant. Il paraît en effet raisonnable de considérer que la situation qui va être décrite est bien plus critique que les développements proposés.

3.4.2.2. Évolution de la situation bilancielle

Le bilan donne une photographie du patrimoine d'une entreprise à une date donnée. Ce patrimoine regroupe à la fois les biens (Actif) et ainsi que ses ressources et dettes (Passif). Les biens ou actifs sont analysés et regroupés par ordre de liquidité croissante tandis que les ressources et dettes sont analysés et regroupés par ordre d'exigibilité croissante.

L'analyse de l'évolution de la situation patrimoniale de la JIRAMA fait ressortir entre 2015 et 2020 un bilan déséquilibré, bien que son total soit en croissance sur la même période, passant de 1 313 846 millions MGA en 2015 à 2 534 055 millions MGA en 2020.

Cet accroissement considérable des emplois s'accompagne d'une quasi-stagnation des capitaux propres. Il s'accompagne également d'un accroissement des dettes à long et moyen termes sur la même période du fait d'un recours important à l'endettement pour le financement des investissements et du besoin en fonds de roulement.

→ Évolution de l'Actif

Tableau 26 : JIRAMA – Bilan Synthétique – Actif

ACTIF		2015	2016	2017	2018	2019	2020
en Mns de MGA							
Valeurs immobilisees		727 870	775 352	763 129	835 146	892 516	1 005 802
<i>Indice</i>			107	98	109	107	113
<i>Evolution (Valeur)</i>			47 482	-12 223	72 016	57 370	113 286
<i>Evolution (%)</i>			7%	-2%	9%	7%	13%
Valeurs d'exploitation		44 627	44 518	44 785	66 715	54 881	55 680
<i>Indice</i>			100	101	149	82	101
<i>Evolution (Valeur)</i>			-109	267	21 929	-11 833	798
<i>Evolution (%)</i>			0%	1%	49%	-18%	1%
Valeurs realisables		515 801	653 051	793 354	999 409	1 200 248	1 410 326
<i>Indice</i>			127	121	126	120	118
<i>Evolution (Valeur)</i>			137 249	140 303	206 055	200 839	210 078
<i>Evolution (%)</i>			27%	21%	26%	20%	18%
Valeurs disponibles		25 548	32 196	30 504	39 281	65 350	62 247
<i>Indice</i>			126	95	129	166	95
<i>Evolution (Valeur)</i>			6 648	-1 691	8 777	26 068	-3 103
<i>Evolution (%)</i>			26%	-5%	29%	66%	-5%
TOTAL ACTIF		1 313 846	1 505 116	1 631 773	1 940 551	2 212 995	2 534 055
<i>Indice</i>			115	108	119	114	115
<i>Evolution (Valeur)</i>			191 270	126 657	308 777	272 444	321 060
<i>Evolution (%)</i>			15%	8%	19%	14%	15%

Source : Etats financiers Jirama

Les valeurs immobilisées passent de 727 870 millions MGA en 2015 à 1 005 802 millions MGA en 2020, soit seulement 23% de la croissance de l'ensemble des actifs. L'augmentation des actifs entre 2015 et 2020 est donc essentiellement portée par les valeurs réalisables qui passent de 515 801 millions MGA en 2015 à 1 410 326 millions MGA en 2020, soit 73% de l'augmentation du total des actifs.

L'accroissement constaté des emplois est donc moins le fait d'investissements considérables que d'une augmentation du Besoin en fonds de roulement.

→ Évolution du passif

Tableau 27 : JIRAMA – Bilan Synthétique – Passif

PASSIF						
en Mns de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capitaux propres	-557 208	-133 166	105 987	78 575	-318 637	-523 788
<i>Indice</i>		24	-80	74	-406	164
<i>Evolution (Valeur)</i>		424 042	239 153	-27 412	-397 212	-205 151
<i>Evolution (%)</i>		-76%	-180%	-26%	-506%	64%
Dettes a long et moyen terme	403 390	439 455	435 406	444 838	1 269 127	1 801 500
<i>Indice</i>		109	99	102	285	142
<i>Evolution (Valeur)</i>		36 065	-4 048	9 432	824 288	532 373
<i>Evolution (%)</i>		9%	-1%	2%	185%	42%
Dettes a court terme	1 457 796	1 188 872	1 090 380	1 417 137	1 262 504	1 256 342
<i>Indice</i>		82	92	130	89	100
<i>Evolution (Valeur)</i>		-268 924	-98 492	326 757	-154 632	-6 162
<i>Evolution (%)</i>		-18%	-8%	30%	-11%	0%
Concours de tresorerie	9 868	9 956	0	0	0	0
<i>Indice</i>		101	0	0	0	0
<i>Evolution (Valeur)</i>		88	-9 956	0	0	0
<i>Evolution (%)</i>		1%	-100%	0%	0%	0%
TOTAL PASSIF	1 313 846	1 505 116	1 631 773	1 940 551	2 212 995	2 534 055
<i>Indice</i>		115	108	119	114	115
<i>Evolution (Valeur)</i>		191 270	126 657	308 777	272 444	321 060
<i>Evolution (%)</i>		15%	8%	19%	14%	15%

Source : États financiers Jirama

L'endettement à terme de la JIRAMA s'élève fin 2020 à 1 182 196 millions MGA, passant ainsi de 10% en 2015 à 47% du total des ressources et dettes mobilisées par la JIRAMA.

Dans le même temps, la part des dettes d'exploitation a décliné et est passée à 50% en 2020. Les capitaux propres quant à eux sont restés largement négatifs de – 557 208 millions MGA en 2015 à – 523 788 millions MGA en 2020.

Ce qui traduit de fait une accentuation de l'endettement et du déficit de la surface financière de la JIRAMA.

3.4.2.3. Surface financière, structure financière et liquidité

Cette analyse vise essentiellement l'évaluation de la solvabilité et de la liquidité de la JIRAMA.

→ Analyse de la solvabilité

La solvabilité d'une entreprise représente son aptitude à faire face à ses engagements à long terme. Ainsi, une entreprise sera dite solvable si l'ensemble de ses biens (immobilisation, créances et disponibilités)

couvre ses engagements (dettes à long, moyen et court termes). A cette condition s'ajoute la nécessité de garantir un endettement soutenable, c'est-à-dire une structure financière viable.

La structure financière renvoyant à la proportion entre dettes financières et capitaux propres que mobilise une entreprise afin de financer son activité, elle est généralement considérée comme viable si le taux d'endettement (rapport entre les dettes financières et la somme des ressources stables) n'excède pas 2/3.

La solvabilité s'appréhende donc par le biais de la surface financière (actif net/Capitaux propres) et de la structure financière (notamment le taux d'endettement).

Tableau 28 : Surface financière et taux d'endettement de la JIRAMA

En millions de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capitaux propres/Actif net (CP)	-557 208	-133 166	105 987	78 575	-318 637	-523 788
Dettes Financieres (DLMT)	125 777	124 915	120 352	131 834	593 244	1 182 376
Ressources stables (RS= CP+DLMT)	-431 431	-8 251	226 339	210 409	274 608	658 588
Taux d'endettement (DLMT/RS) %	-0,29	-15,14	0,53	0,63	2,16	1,80

Source : États financiers Jirama

Ainsi donc, la JIRAMA est non seulement en situation de surendettement (Taux d'endettement de 1.8 > 2/3) mais de plus, elle est également en situation d'insolvabilité puisque ses capitaux propres (actif net ou surface financière) sont négatifs.

Les actifs de la JIRAMA (immobilisations, valeurs réalisables et disponibilités) ne permettent pas de couvrir ses dettes à long, moyen et court terme. En d'autres termes, s'il fallait à la fin de l'année 2020 désintéresser la totalité des créanciers de la JIRAMA, les immobilisations, créances et liquidités de l'entreprise ne suffiraient pas.

→ Analyse de la liquidité

La liquidité d'une entreprise se définit comme sa capacité à faire face à ses engagements ou dettes à court terme à partir de ses actifs de même maturité. Il s'agit donc en quelque sorte d'une solvabilité à court terme. La liquidité s'appréhende sous trois angles :

- **à travers l'articulation entre cycle long et cycle court avec comme résultante, la trésorerie dont dispose l'entreprise.** Cette trésorerie étant la résultante de l'articulation entre le cycle long (Fonds de roulement) et le cycle court ou d'exploitation (Besoin en fonds de roulement)

Le fonds de roulement (FDR) se définit comme l'excédent (quand il est positif) ou le déficit (quand il est négatif) de ressources permanentes par rapport aux valeurs immobilisées nettes. Il représente donc la différence entre les ressources stables (fonds propres et dettes à long et moyen termes) et l'actif immobilisé (investissements).

Cette différence est destinée à financer partiellement ou totalement le besoin de financement de l'exploitation (BFR). Il peut également arriver que le fonds de roulement soit négatif ce qui est le cas de la JIRAMA jusqu'en 2018 (- 311 732 millions MGA). Une telle situation traduit un déséquilibre financier que

l'entreprise tentera de combler par un Besoin en fonds de roulement négatif ou un recours significatif aux concours bancaires à court terme.

Le besoin en fonds de roulement (BFR) est issu des décalages liés au cycle d'exploitation et au type d'activité. Le BFR correspond au déficit (positif) ou excédent (négatif) de trésorerie générée par l'exploitation de l'entreprise. Il s'agit de la différence issue des décalages entre d'une part, le délai d'écoulement des stocks, d'encaissement des factures clients et autres débiteurs et d'autre part les délais de règlement des factures fournisseurs et autres créditeurs. Idéalement, ce besoin en fonds de roulement doit être totalement financé par le fonds de roulement.

La trésorerie nette (TN) est la résultante du Fonds de roulement (FR) et du Besoin en fonds de roulement (BFR) et équivaut donc à la différence entre les deux. Elle permet de savoir si l'entreprise dispose d'un niveau de trésorerie optimal c'est-à-dire ni négatif ni trop élevé.

Tableau 29 : Calcul de la liquidité de la JIRAMA à partir des cycles de trésorerie

En millions de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fonds de roulement (FRN)	-881 688	-469 063	-221 736	-311 732	57 974	271 910
Besoin en Fonds de roulement (BFR)	-897 368	-491 303	-252 240	-351 013	-7 375	209 663
Trésorerie nette (TN)	15 680	22 240	30 504	39 281	65 350	62 247

Source : États financiers JIRAMA

On constate, qu'entre 2015 et 2018, la JIRAMA affiche un fonds de roulement négatif, principalement dû à l'accumulation des pertes qui ont fortement grevé ses capitaux propres. Ce déficit de fonds de roulement a été financé par un besoin en fonds de roulement négatif, notamment par le biais de délais de règlement des factures fournisseurs/crédit fournisseurs anormalement longs (Soit un délai moyen compris entre 722 et 366 jours, c'est-à-dire plus d'un an).

Dès 2019, le fonds de roulement a été renforcé et est devenu positif à travers le recours à l'endettement à long terme et non pas par le renforcement des capitaux propres qui ont continué de se détériorer. Cet endettement a permis d'absorber l'augmentation du besoin en fonds de roulement qui est devenu positif en 2020 sous l'effet combiné du rallongement du délai moyen de recouvrement des factures clients/crédit client (de 159 jours en 2015 à 247 jours en 2020) et de la baisse du crédit fournisseurs moyen. La trésorerie nette est quant à elle structurellement positive et en croissance permanente avec une légère inflexion en 2020.

Tableau 30 : Déclinaison des éléments du BFR normatif (en jours)

Analyse du BFR en jours	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Rotation des stocks	34	27	20	24	18	21
Credit clients	159	166	169	169	188	247
Credit fournisseurs	722	418	319	336	288	349

Source : États financiers JIRAMA

- **par le biais des ratios de liquidité** qui permettent de mesurer le taux de couverture des dettes ou engagements à court terme par les actifs de même maturité.

Tableau 31 : Calcul des ratios de liquidité de la JIRAMA

Ratios de liquidité	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Liquidité de l'actif générale (Socks+Créances CT+Disponib/Total Actif)	45%	48%	53%	57%	60%	60%
Liquidité restreinte (Creances CT+Disponibilite/Dettes CT)	37%	57%	76%	73%	100%	117%
Liquidité immédiate (Disponibilite/Dettes CT)	2%	3%	3%	3%	5%	5%

Source : États financiers JIRAMA

Le ratio de liquidité générale indique à fin 2020 que l'ensemble des biens de la JIRAMA est à 60% constitué d'actifs liquides ou convertibles à court terme en liquidités (Stocks, créances d'exploitation et disponibilité).

Le ratio de liquidité restreinte évalué à 117% à fin 2020 indique que les créances à court terme et les disponibilités de l'entreprise couvrent largement les dettes de même maturité.

- Enfin, la liquidité se mesure à travers **les ratios de couverture du service de la dette**. Ces ratios mesurent la capacité de l'exploitation de l'entreprise à générer de la trésorerie pour faire face aux échéances à court terme de ses engagements financiers. Le service de la dette regroupe à la fois le remboursement du principal des dettes financières et les intérêts associés.

Tableau 32 : Calcul des ratios de couverture

en Millions de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Marge Brute d'Exploitation (EBE)	-206 624	-137 263	-10 862	-258 811	-341 912	-180 916
Remboursement principal des DLMT	5 344	1 500	5 794	3 395	5 000	0
Intérêts	22 283	13 861	6 646	26 074	21 967	31 170
Svce de la dette (Rembst Ppal+Interets)	27 627	15 361	12 440	29 468	26 967	31 170
Ratios de Couverture						
Couverture des dettes stables (EBE/Rembst Emp)	-3866%	-9151%	-187%	-7624%	-6838%	
Couverture du Service de la dette (EBE/Svce Dette)	-748%	-894%	-87%	-878%	-1268%	-580%

Source : États financiers JIRAMA

Ici encore, on peut constater que la seule exploitation (déficitaire) de la JIRAMA ne lui permet pas de faire face à ses engagements financiers à court terme. Ce déficit de couverture du service de la dette s'aggrave d'ailleurs depuis 2015 malgré une atténuation en 2020 simplement due à un déficit moindre de la Marge Brute d'Exploitation. La JIRAMA a donc dû recourir à l'endettement (dettes financières ou réduction du BFR notamment rallongement des délais fournisseurs) pour assurer le service de la dette à court terme.

En revanche, l'analyse de l'ajustement des cycles de la JIRAMA (Fonds de roulement et Besoin en Fonds de roulement) ainsi que des ratios de liquidité permettent de conclure que, malgré son insolvabilité et son déficit de rentabilité, la JIRAMA est une entreprise liquide et donc capable de faire face à ses engagements à court terme.

3.4.2.4. Évaluation critique des soldes significatifs de gestion

L'analyse de l'activité de la JIRAMA au travers de ses performances commerciales (Chiffre d'affaires) et économique financières (VA, EBE, CAF) est rendue délicate du fait du déficit de rentabilité observé à toutes les strates d'analyse des résultats de la JIRAMA. Nous sommes face à une situation assez singulière où l'ensemble des marges sont déficitaires, depuis la marge brute jusqu'au résultat net.

De ce fait, il ne nous apparaît pas pertinent de procéder à une revue analytique de l'utilisation ou de l'évolution de ces marges inexistantes et au demeurant négatives. Nous indiquerons simplement leur évolution en évoquant les facteurs majeurs qui de notre point de vue justifient ces contre-performances économique et financière structurelles.

Tableau 33 : Évolution des soldes caractéristiques de gestion

en Mns de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Chiffres d'affaires (CA)	465 652	556 254	649 525	801 686	826 115	809 852
<i>Indice</i>		119	117	123	103	98
<i>Evolution (Valeur)</i>		90 601	93 271	152 161	24 429	-16 263
<i>Evolution (%)</i>		19%	17%	23%	3%	-2%
Valeur Ajoutée (VA)	-139 454	-294 356	-371 468	-456 439	-480 357	-264 480
<i>Indice</i>		211	126	123	105	55
<i>Evolution (Valeur)</i>		-154 902	-77 113	-84 971	-23 918	215 877
<i>Evolution (%)</i>		111%	26%	23%	5%	-45%
Excedent Brut d'Exploitation (EBE)	-206 624	-137 263	-10 862	-258 811	-341 912	-180 916
<i>Indice</i>		66	8	2 383	132	53
<i>Evolution (Valeur)</i>		69 362	126 401	-247 949	-83 101	160 996
<i>Evolution (%)</i>		-34%	-92%	2283%	32%	-47%
Capacité d'AutoFinancement (CAF)	-231 054	-150 825	-16 152	-288 194	-366 773	-210 873
<i>Indice</i>		65	11	1 784	127	57
<i>Evolution (Valeur)</i>		80 230	134 673	-272 042	-78 579	155 900
<i>Evolution (%)</i>		-35%	-89%	1684%	27%	-43%

Source : États financiers JIRAMA

- Le chiffre d'affaires (CA)** de la JIRAMA connaît une stagnation depuis 2019 avec des taux de croissance de 3% en 2019 et une décroissance de 2% en 2020, soit 809 852 millions MGA contre 826 115 millions MGA en 2019) :
 - La JIRAMA attribue principalement cette décroissance au ralentissement de la demande et donc de la consommation liée aux restrictions sanitaires à la suite de la pandémie du Covid 19. Cette baisse de la consommation semble difficilement explicable, si on s'en tient à la production qui elle, connaît un très net recul puisqu'elle passe de 1 832 GWh à 1 422 GWh,
 - Par ailleurs, le faible taux d'accès à l'électricité; limite considérablement la croissance des revenus, notamment les ventes d'énergie,
 - Enfin, le PIB/Habitant relativement faible limite la marge de manœuvre en termes de réévaluation des tarifs,
 - À ces facteurs externes s'ajoutent en interne les retards importants (plus de 12 mois) dans la réalisation des nouveaux branchements.

Tableau 34 : Évolution du taux d'accès à l'électricité à Madagascar

Taux d'accès à l'électricité	2015	2016	2017	2018	2019
Madagascar	20,5%	22,9%	24,1%	25,5%	26,9%
Afrique Subsaharienne	38,7%	43,5%	43,4%	45,8%	46,8%

Source : <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur>

Tableau 35 : Évolution comparative du PIB/habitant (Madagascar vs. Comores)

Désignation	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PIB Madagascar /habitant (EUR)	421	430	456	444	467	413
PIB Cameroun /habitant (EUR)	1 197	1 232	1 261	1 300	1 347	1 317
PIB Comores /habitant (EUR)	1 110	1 150	1 171	1 199	1 247	1 244

Source : countryeconomy.com

- La valeur ajoutée (VA)** est la valeur additionnelle qu'une entreprise incorpore dans ses produits par rapport à la valeur des biens et services achetés à des tiers. Cette valeur est la résultante de l'utilisation de moyens matériels et humains et de savoir-faire. Elle permet d'apprécier l'efficacité industrielle d'une entreprise en tenant compte des facteurs de production. Sur le plan macro-économique, cet agrégat constitue un des éléments clés dans le calcul du produit intérieur brut (PIB), c'est-à-dire de la richesse du pays. Cette notion est bien plus pertinente que le chiffre d'affaires (qui n'est qu'un critère commercial) dans la détermination de la taille d'une entreprise.

Dans le cas de la JIRAMA, on note une valeur ajoutée structurellement négative ce qui traduit non pas une création mais une destruction de valeur. En effet, plusieurs facteurs aggravent fortement et structurellement les coûts opérationnels (fuel, gasoil, maintenance du réseau et du parc de production) à savoir un cours du baril de pétrole extrêmement volatile, une monnaie locale qui ne cesse de se dévaluer par rapport au dollar et à l'euro et de renchérir les importations, une inflation locale et importée galopante, un taux de disponibilité des centrales beaucoup trop faible (90%), (66,3%, Cf. Rapport d'activités 2019 JIRAMA), un niveau de pertes globales élevé (30% en moyenne), une part relativement importante du thermique dans la production de la JIRAMA (plus de 51% en moyenne, dont 54,8% en 2021), un niveau de recouvrement des créances clients relativement faible (50% en moyenne).

Tableau 36 : Évolution de l'inflation, du cours du baril et des taux de change

Désignation	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inflation locale (Madagascar)	7,4%	6,0%	8,6%	8,6%	5,6%	4,2%
Inflation importée	3,3%	3,4%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%
Cours du baril de pétrole (USD)	52,4	43,5	54,3	71,1	54,3	41,8
Taux de change USD/MGA	3 212	3 280	3 192	3 455	3 587	3 805
Taux de change EUR/MGA	3 533	3 514	3 844	3 953	4 018	4 680

Source : countryeconomy.com

Tableau 37 : Évolution de la structure de production par type d'énergie

Approvisionnement Energie (JIRAMA)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Production hydraulique	60,6%	53,6%	46,1%	54,0%	47,7%	44,6%	43,2%
Production Thermique (Go, Fo)	39,4%	46,4%	53,9%	45,2%	50,5%	53,5%	54,8%
Production Solaire/hybride	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	1,7%	1,8%	2,0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Source : MEH – SIE Madagascar www.energie.mg

* Production Thermique (Go, Fo, Gaz) - Cameroun	31,1%	31,1%	31,1%	31,1%	31,1%	31,1%	31,1%
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Source : Rapport d'activité JIRAMA

L'analyse de l'utilisation de la VA est toujours pertinente afin d'analyser l'aptitude d'une entreprise à couvrir ses frais de personnel, les impôts et taxes, les charges financières et même les dotations aux amortissements et provisions (reconstitution de l'outil de production) à partir de la richesse créée (VA). Ces analyses pourtant pertinentes sont toutefois rendues impossibles pour la JIRAMA en raison de l'absence de création de la valeur ajoutée.

Tableau 38 : Utilisation de la valeur ajoutée

Utilisation de la VA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Frais de personnel/VA	-53%	-29%	-24%	-24%	-20%	-46%
Impôts et Taxes/VA	-3%	-4%	-4%	-5%	-4%	-9%
S/TOTAL	-56%	-32%	-28%	-29%	-24%	-55%
Dotations aux amorts et prov/VA	-77%	-35%	-26%	-18%	-24%	-41%
Charges financières/VA	-16%	-5%	-2%	-6%	-5%	-12%
TOTAL	-148%	-72%	-56%	-53%	-53%	-109%

Source : États financiers JIRAMA

- L'excédent brut d'exploitation (EBE) encore appelé marge brute d'exploitation ou résultat économique brut, il permet de mesurer la performance industrielle de l'entreprise, indépendamment de la politique d'investissement et de financement. L'EBE est un excellent indicateur de rentabilité économique car il permet de véritablement juger de la rentabilité avérée ou non de l'activité propre de l'entreprise. Comme pour les indicateurs précédents, la JIRAMA affiche plutôt une insuffisance Brute d'Exploitation.

Il apparaît donc que la compagnie est structurellement non rentable dans les conditions d'exploitation actuelles. Les déterminants de cette non-rentabilité ont été évoqués dans le point précédent et sont pour l'essentiel les mêmes qui justifient une marge brute d'exploitation structurellement négative ;

- La capacité d'autofinancement (CAF) est la ressource de financement interne générée par l'activité de l'entreprise. La CAF a pour objectif le maintien et le développement du potentiel industriel de l'entreprise, ainsi que la couverture des nouveaux besoins de financement liés à sa croissance et la rémunération des actionnaires. Des trois sources de financement d'une entreprise (Fonds propres, endettement et autofinancement) elle est la moins coûteuse car contrairement à l'actionnariat ou à la dette, l'entreprise n'est pas tenue de la rémunérer au moyen de dividendes ou d'intérêts.

L'analyse de la capacité d'autofinancement de la JIRAMA dans le temps indique que l'activité plutôt que de générer du financement en détruit. On peut également noter que cette destruction de financement s'est globalement aggravée malgré une inflexion du phénomène entre 2019 et 2020. Les causes de cette contreperformance sont principalement les mêmes que celles qui conduisent à une valeur ajoutée et un marge brut d'exploitation systématiquement déficitaires entre 2015 et 2020.

Au-delà des soldes de gestion analysés en valeurs absolues, les ratios de gestion qui découlent des soldes ci-dessus permettent de mesurer au-delà de la performance commerciale, la capacité de l'entreprise à maîtriser et optimiser ses coûts d'exploitation, et donc les marges de manœuvres qu'elle est capable de dégager pour renouveler son outil de production, rémunérer ses bailleurs de fonds externes (prêteurs) et ses actionnaires. Une telle analyse est également pertinente dans le cadre d'une étude comparative qui permet de juger de la performance réelle de l'entreprise en comparant non pas les valeurs monétaires mais plutôt les ratios qu'affichent d'autres entreprises opérant dans le même secteur d'activité ou les mêmes conditions d'exploitation.

Il faut toutefois rappeler et regretter que cette étude pourtant intéressante est inopérante dans le cas de la JIRAMA en raison du caractère structurellement déficitaire de la totalité de ses marges. La comparabilité, l'évolution et l'interprétation des différents ratios de gestion est biaisée et sans réelle pertinence par le simple fait que toutes les marges sont déficitaires.

Tableau 39 : Évolution des ratios de gestion

Soldes de Gestion (en Mns de MGA)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production de l'exercice (CA)	465 652	556 254	649 525	801 686	826 115	809 852
Valeur Ajoutée (VA)	-139 454	-294 356	-371 468	-456 439	-480 357	-264 480
Marge Brute d'Exploitation (EBE)	-206 624	-137 263	-10 862	-258 811	-341 912	-180 916
Marge Nette/Resultat d'Exploitation	-273 736	-198 168	-78 343	-284 677	-447 173	-263 638
Capacité d'Autofinancement (CAF)	-231 054	-150 825	-16 152	-288 194	-366 773	-210 873
Ratios de gestion (JIRAMA)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taux de valeur ajoutée	-30%	-53%	-57%	-57%	-58%	-33%
Taux de marge brute d'exploitation	-44%	-25%	-2%	-32%	-41%	-22%
Taux de la CAF	-50%	-27%	-2%	-36%	-44%	-26%
Ratios de gestion (ENEO Cameroun)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taux de valeur ajoutée	36%	46%	42%	40%	33%	36%
Taux de marge brute d'exploitation	15%	25%	23%	21%	13%	13%
Taux de la CAF	8%	18%	18%	35%	7%	8%

Source : États financiers JIRAMA

3.4.2.5. Ratios d'évaluation de la rentabilité

La rentabilité représente le rapport entre les revenus d'une entreprise et les sommes qu'elle a mobilisées (ou les investissements consentis) pour les obtenir. La rentabilité constitue ainsi un élément privilégié pour évaluer la performance des entreprises. Il en ressort que la rentabilité s'analyse à travers le prisme des moyens mobilisés (économique) ou des ressources investies (financière).

→ La rentabilité économique

La rentabilité économique mesure la rentabilité d'exploitation (activité) de l'entreprise indépendamment de son mode de financement. Elle se calcule en rapportant le résultat d'exploitation (marge nette d'exploitation) à la somme des immobilisations brutes corporelles et incorporelles et du besoin en fonds de roulement. Il s'agit en résumé de mesurer ce que rapporte l'actif économique de l'entreprise qui regroupe les immobilisations et le besoin en fonds de roulement.

Tableau 40 : Calcul du ratio de rentabilité économique

en Millions de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RE	-273 736	-198 168	-78 343	-284 677	-447 173	-263 638
Immobilisations brutes (AI)	778 409	827 241	815 979	887 296	952 166	1 068 226
BFR	-897 368	-491 303	-252 240	-351 013	-7 375	209 663
Actif économique (AE = AI+BFR)	778 409	827 241	815 979	887 296	952 166	1 277 889
Rentabilité économique (RE/AE)	-35%	-24%	-10%	-32%	-47%	-21%
Redement commercial (CA/AE)	60%	67%	80%	90%	87%	63%
Renatbilité économique (ENEO Cameroun)	0%	2%	2%	3%	2%	3%

Source : Etats financiers Jirama

En raison d'un résultat d'exploitation déficitaire, il est difficile d'apprécier et comparer la rentabilité de l'actif économique de la JIRAMA. Tout au plus, on peut constater que même si les investissements et le besoin de financement de l'exploitation croissent régulièrement depuis 2015, leur rentabilité bien que déficitaire s'est quelque peu apprécié en 2020 (-21%) comparativement à 2019 (-47%). Par contre, il faut souligner et regretter que le rendement commercial de l'actif économique se soit effondré en 2020 (63%) et 2019 (87%) au point de revenir à un niveau équivalent à 2015 (60%). Ce rendement correspond au montant de Chiffre d'affaires que génère 100 MGA d'actif économique mobilisé. Cette détérioration est attribuable d'une part à la baisse de 2% du chiffre d'affaires mais surtout à la forte croissance du BFR, notamment la hausse du crédit client (délai de recouvrement des factures clients).

→ La rentabilité financière

La rentabilité financière mesure la capacité des capitaux investis par les actionnaires et associés (capitaux propres) à dégager un certain niveau de profit. Elle ne tient donc pas compte des autres ressources stables que sont les dettes financières à long et moyen terme. La rentabilité financière s'analyse d'une part à travers la rentabilité des capitaux propres mais aussi par le bais du levier financier qui désigne l'impact du recours à l'endettement sur la rentabilité financière. Le levier permet de profiter des effets d'une rentabilité financière supérieure à la rentabilité de l'ensemble des fonds investis. Il permet donc de juger de l'efficacité de la politique d'endettement de l'entreprise. Ainsi, dans certains cas, plus une entreprise est endettée, plus sa rentabilité financière augmente. L'endettement dont le coût est inférieur à la rentabilité économique aura un effet positif sur le taux de rentabilité des capitaux propres. Si ce n'est pas le cas, l'effet de levier s'inverse. On parle alors d'effet massue ou d'effet boomerang. En effet, le levier financier tient au fait que jusqu'à un certain niveau, la dette est moins onéreuse que les capitaux propres. Le levier financier est déterminé par la différence entre la rentabilité financière et la rentabilité économique.

Tableau 41 : Calcul du ratio de rentabilité financière et du levier financier

en Millions de MGA	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résultat net (RN)	-298 110	-214 725	-85 061	-314 060	-472 035	-293 596
Capitaux propres (CP)	-557 208	-133 166	105 987	78 575	-318 637	-523 788
Retabilité économique (EBE/AE)	-35%	-24%	-10%	-32%	-47%	-21%
Rentabilité financière (RN/CP)	54%	161%	-80%	-400%	148%	56%
Levier financier	89%	185%	-71%	-368%	195%	77%

Source : États financiers JIRAMA

On constate globalement un effet de levier positif, ce qui signifie que l'endettement à terme de la compagnie a tendance à atténuer le déficit de rentabilité économique de la JIRAMA. Cet effet d'aubaine est cependant à relativiser compte tenu des capitaux propres et marges (Résultat d'exploitation et résultat net) négatifs affichés par la JIRAMA. Il est plus intéressant à observer et interpréter dans le cadre normal ou les capitaux propres sont positif et au moins égaux au tiers des ressources stables couplé à des marges (Résultat d'exploitation et Résultat net)

3.4.2.6. Conclusion

Il convient de rappeler que l'objectif majeur de ce diagnostic financier était de se prononcer sur la rentabilité, la solvabilité et la liquidité de la JIRAMA en gardant à l'esprit la forte corrélation et dépendance entre les trois. Il faut en effet noter qu'une rentabilité adéquate est source de solvabilité et à contrario, une entreprise non rentable perd à terme sa solvabilité. Elle aura d'autant plus de mal à assurer sa liquidité sans simultanément détériorer sa rentabilité et sa solvabilité. Les causes racines, identifiés dans le cadre de ce diagnostic et qui seront ultérieurement approfondies dans le cadre de l'analyse des risques, expliquent le déficit structurel de rentabilité de la JIRAMA. Il convient toutefois pour compléter et synthétiser l'analyse des trois déterminants de la performance financière (rentabilité, solvabilité et liquidité) de chiffrer le risque financier induit par la JIRAMA au moyen d'une notation financière.

Le modèle de scoring ou notation financière (dit de Altman) utilisé ci-après donne avec une probabilité de 72% le risque d'insolvabilité ou de faillite que coure la JIRAMA sur un horizon de deux ans. Ce risque est mesuré par une moyenne pondérée des différents ratios prenant en compte la performance commerciale (chiffre d'affaires), la rentabilité d'exploitation (EBE), la surface financière (Fonds propres), le Fonds de roulement (FDR) et enfin le total des actifs de la JIRAMA (Immobilisations, Créances et disponibilités).

Tableau 42 : Évolution de la notation financière de la JIRAMA

Notation (Modèle de Altman)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FDR/Actif	-0,81	-0,37	-0,16	-0,19	0,03	0,13
Réserves/Actifs	-1,24	-0,72	-0,49	-0,50	-0,73	-0,80
EBE/Actif	-0,52	-0,30	-0,02	-0,44	-0,51	-0,24
FP/Actif	-0,25	-0,05	0,04	0,02	-0,09	-0,12
CA/Actif	0,35	0,37	0,40	0,41	0,37	0,32
Probabilité très élevée d'insolvabilité	-2,46	-1,08	-0,24	-0,69	-0,93	-0,71

Grille de notation	Valeur
Insolvabilité peu probable	=> 3
Possibilité d'insolvabilité	=< 2,7 < 3
Probabilité élevée d'insolvabilité	=< 1,81 < 2,7
Probabilité très élevée d'insolvabilité	< 1,81

Même si on note dans le temps une amélioration du scoring (-2.46 en 2015 vs. -0.71 en 2020), il convient de relever que la JIRAMA reste largement en deçà de la note minimale requise (3). La probabilité d'insolvabilité sur un horizon de deux ans est donc très élevée. Un tel scoring a théoriquement pour conséquence directe une faible attractivité face aux potentiels investisseurs (actionnaires ou prêteurs) et un renchérissement du coût de la dette en cas de sollicitation de bailleurs de fonds (Emprunts obligataire, bancaire...). Ce renchérissement est dû à une prime de risque spécifique élevée destinée à rémunérer le risque financier important que présente la JIRAMA du fait de son risque d'insolvabilité. En effet, le taux d'intérêt qui rémunère les dettes financières est composé :

- D'un taux sans risque qui correspond généralement aux taux des obligations de l'État malgache
- D'une prime de risque spécifique qui rémunère le risque pris par les bailleurs de fonds compte tenu de son risque d'insolvabilité mais aussi de la durée et des garanties éventuelles. Cette prime de risque sera d'autant plus élevée (et donc le coût de sa dette renchérie) que le score d'une entreprise est faible i.e. son risque d'insolvabilité élevé.

3.4.3. Recommandations et impacts attendus sur le plan financier et de la compétitivité

Le diagnostic financier mené a conduit à identifier un certain nombre de faiblesses internes et externes à la JIRAMA qui plombent considérablement sa performance opérationnelle et remet en cause sa solvabilité et donc son attractivité. Nous avons pu identifier cinq priorités pour y remédier durablement afin d'assainir la situation financière de la JIRAMA et restaurer sa rentabilité et de fait son attractivité vis-à-vis de potentiels investisseurs :

- **Le renforcement du Fonds de Roulement de la compagnie:** la reconstitution des capitaux propres apparaît comme une priorité majeure à laquelle l'actionariat et le management doivent s'attaquer afin de restaurer l'équilibre financier. Nous recommandons également un rééquilibrage qui tendrait à ramener le taux d'endettement à terme de la compagnie à un maximum 66%, soit 2/3 de dettes financières à long terme au maximum et 1/3 de capitaux propres au minimum.
- **La maîtrise et l'atténuation des coûts de la production thermique (HFO et LFO):** non seulement par une réduction de la part du thermique dans la structure de production (à ramener entre 20% et 30% de la production globale pour recouvrer la rentabilité de son exploitation) mais aussi maîtriser le coût de la production thermique ainsi maintenue par la mise en place d'instruments de couverture contre la fluctuation des cours du baril de pétrole et des taux de change (Euro et Dollar);
- **La lutte contre les différentes pertes techniques (Production et Distribution):** ainsi que le relèvement du facteur de disponibilité des centrales. Nous ne nous appesantirons pas sur ce point car il va de soi que la JIRAMA devra disposer (si ce n'est déjà le cas) d'un plan d'action précis à ce sujet.
- **Le renforcement de la gouvernance de la compagnie:** Afin de lutter contre les fraudes et gaspillages de ressources. Cette problématique vise entre autres à atténuer sinon éliminer les pertes et surcoûts d'exploitation non couverts par les risques de marché (inflation, volatilité du baril de pétrole, évolutions défavorables des taux de change) et risque opérationnels stricts (pertes

techniques de production et de distribution) ci-dessus évoqués. Cette lutte se décline autour de la systématisation des audits opérationnels, du renforcement du contrôle interne (Procédures, Systèmes information, Qualité des ressources humaines), du renforcement de la conformité, de l'éthique et la lutte contre les pratiques de corruption au sein de la compagnie;

- **La maîtrise du besoin en fonds de roulement:** Elle regroupe la maîtrise des encaissements à travers l'amélioration du taux de recouvrement des créances clients (notamment par la modernisation du système de comptage et le recours au système de prépaiement) ainsi que la normalisation du crédit fournisseurs en vue de réduire les coûts implicites liés au rallongement du délai de règlement des factures fournisseurs.

3.4.4. Annexe : États financiers historiques JIRAMA

Tableau 43 : États financiers historiques JIRAMA

COMPTE DE RESULTAT JIRAMA (en millions de MGA)						
Exercice clos le 31/12	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventes	461 136	529 798	606 850	752 262	780 990	745 611
Production immobilisée	4 516	26 455	42 675	49 425	45 126	64 242
I- PRODUCTION DE L'EXERCICE	465 652	556 254	649 525	801 686	826 115	809 852
Achats consommés	465 990	592 675	787 853	1 002 922	1 082 088	946 555
Services extérieurs et autres consommations	139 116	257 934	233 140	255 204	224 384	127 777
II- CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE	605 106	850 609	1 020 993	1 258 126	1 306 473	1 074 332
III- VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION	-139 454	-294 356	-371 468	-456 439	-480 357	-264 480
Subvention	0	233 034	447 332	315 490	255 000	170 000
Impôts et taxes et versements assimilés	-3 856	-10 664	-13 397	-20 858	-19 273	-24 605
Autres charges opérationnelles	-7 060	-1 118	-8 347	-23 841	-62 261	-5 561
Autres produits opérationnels	17 489	20 472	25 785	37 547	61 955	65 425
Charges de personnel	-73 743	-84 631	-90 767	-110 710	-96 976	-121 695
IV- EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-206 624	-137 263	-10 862	-258 811	-341 912	-180 916
Reprises sur provisions et pertes de valeurs	39 941	41 504	30 011	56 821	9 333	26 771
Dotations aux amortissements / provisions et pertes de valeurs	-107 053	-102 409	-97 492	-82 687	-114 595	-109 493
V- RESULTAT OPERATIONNEL	-273 736	-198 168	-78 343	-284 677	-447 173	-263 638
Produits financiers	158	2 948	4 390	452	1 011	4 941
Charges financières	-22 283	-13 861	-6 646	-26 074	-21 967	-31 170
VI- RESULTAT FINANCIER	-22 124	-10 913	-2 256	-25 622	-20 956	-26 229
VII- RESULTAT AVANT IMPOTS	-295 861	-209 081	-80 599	-310 299	-468 129	-289 867
Impôts exigibles sur résultats	-2 306	-2 649	-3 034	-3 761	-3 905	-3 728
Impôts différés (Variations)	56	-2 994	-1 428	0	0	0
TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	523 240	854 212	1 157 043	1 211 996	1 153 415	1 076 989
TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	821 350	1 068 937	1 242 104	1 526 056	1 625 450	1 370 584
X- RESULTAT NET DE L'EXERCICE	-298 110	-214 725	-85 061	-314 060	-472 035	-293 596

BILAN JIRAMA (en millions de MGA)						
Exercice clos le 31/12	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	727 870	775 352	763 129	835 146	892 516	1 005 802
TOTAL ACTIF CIRCULANT	560 428	697 569	838 140	1 066 124	1 255 129	1 466 006
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	25 548	32 196	30 504	39 281	65 350	62 247
TOTAL ACTIF	1 313 846	1 505 116	1 631 773	1 940 551	2 212 995	2 534 055
Capital Social	52 000	52 000	52 000	52 000	52 000	52 000
Total des capitaux propres avant affectation	-557 208	-133 166	105 987	78 575	-318 637	-523 788
Total des dettes financières et assimilées	403 390	439 455	435 406	444 838	1 269 127	1 801 500
Total passif circulant	1 457 796	1 188 872	1 090 380	1 417 137	1 262 504	1 256 342
TRESORERIE - PASSIF	9 868	9 956	0	0	0	0
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES & PASSIFS	1 313 846	1 505 116	1 631 773	1 940 551	2 212 995	2 534 055

TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE DE LA JIRAMA (en millions de MGA)						
Exercice clos le 31/12	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Excédent Brut de Trésorerie	-206 624	-137 263	-10 862	-258 811	-341 912	-180 916
Charges financières nettes	-22 124	-10 913	-2 256	-25 622	-20 956	-26 229
Impôts exigibles sur résultats	-2 306	-2 649	-3 034	-3 761	-3 905	-3 728
Variation du BFR	252 605	203 538	-21 967	317 591	-35 755	-302 209
Flux de trésorerie générés par l'activité	21 551	52 713	-38 118	29 397	-402 528	-513 082
Décaissements liés aux investissements	-32 407	-53 777	-77 346	-86 070	-102 192	-127 649
Encaissements liés aux désinvestissements	10 448	10 742	129 912	52 934	70 826	50 077
Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissem	-21 959	-43 035	52 566	-33 136	-31 366	-77 572
Dividendes versés aux actionnaires	0	0	0	0	0	0
Augmentation de capital en numéraire	0	0	0	0	0	0
Emission d'emprunt	5 444	-1 618	-389	15 910	464 963	587 551
Remboursement d'emprunt	-5 344	-1 500	-5 794	-3 395	-5 000	0
Flux de trésorerie liés aux opérations de financeme	100	-3 118	-6 184	12 516	459 963	587 551
Variation de trésorerie de la période	-308	6 560	8 264	8 777	26 068	-3 103

4. ANALYSE DU CADRE INSTITUTIONNEL ET RÉGLEMENTAIRE

4.1. Analyse situationnelle du secteur de l'électricité Malagasy

Une analyse situationnelle permet à une institution d'identifier les facteurs susceptibles d'influencer la manière dont elle mène ses activités et accomplit sa mission. Elle est par conséquent un outil essentiel du processus de planification stratégique, puisqu'elle permet d'analyser les contraintes et les opportunités pour atteindre les objectifs fondamentaux poursuivis, c'est-à-dire ici la réforme du secteur de l'électricité Malagasy.

L'analyse situationnelle a débuté avec une analyse des facteurs internes de performance opérationnelle du secteur électrique, telle que déjà réalisé dans le chapitre diagnostic, avec

- L'analyse du cadre de fonctionnement technique et commercial, et
- L'examen des enjeux comptables et financiers.

Nous la complétons avec l'analyse du jeu et de l'influence des acteurs

4.1.1. Analyse du jeu et des rôles des parties prenantes

La réussite du processus des réformes nécessite une structure institutionnelle inclusive (avec la participation du secteur privé), des plans de mise en œuvre axés sur les résultats avec des indicateurs mesurables, et surtout une compréhension claire de l'économie politique et de ses parties prenantes.

L'objectif de l'analyse menée dans la présente section est d'approfondir la compréhension du rôle des parties prenantes, de leurs objectifs et de leur influence sur la réforme du secteur de l'électricité Malagasy. Après l'identification des parties prenantes au processus, cela passe par la réponse à une question fondamentale : Qui influence l'accélération du processus de mise en œuvre et d'accomplissement de la réforme voulue par les pouvoirs publics ?

4.1.1.1. Identification des parties prenantes

L'analyse des parties prenantes⁵³ vise à identifier les institutions et les organisations dont les intérêts doivent être pris en compte dans la définition de la stratégie de déploiement de la réforme. L'exercice cherche à examiner leurs intérêts et leur influence sur la meilleure trajectoire à adopter pour le succès de la réforme.

L'analyse des parties prenantes va se concentrer sur une évaluation :

- a) De la capacité organisationnelle de chaque acteur à influencer sur les objectifs fondamentaux poursuivis par la réforme du secteur électrique Malagasy,
- b) Des contours du cadre réglementaire et institutionnel qui sont à adopter pour accompagner la mise en œuvre de la stratégie de réforme.

Les approches d'analyse de l'appropriation de la stratégie retenue reposent sur une identification des groupes affectés et leur position par rapport aux politiques et stratégies. Une grille d'évaluation de

⁵³ Idéalement, une vaste collecte de données ainsi que des entretiens avec des informateurs clés sont nécessaires pour être en mesure de mener à bien une analyse exhaustive des parties prenantes. Notre approche dans le présent cas se limite toutefois aux quelques entretiens qui ont été menés au cours de l'étude ainsi qu'à l'examen de la documentation et des rapports qui ont été mis à disposition.

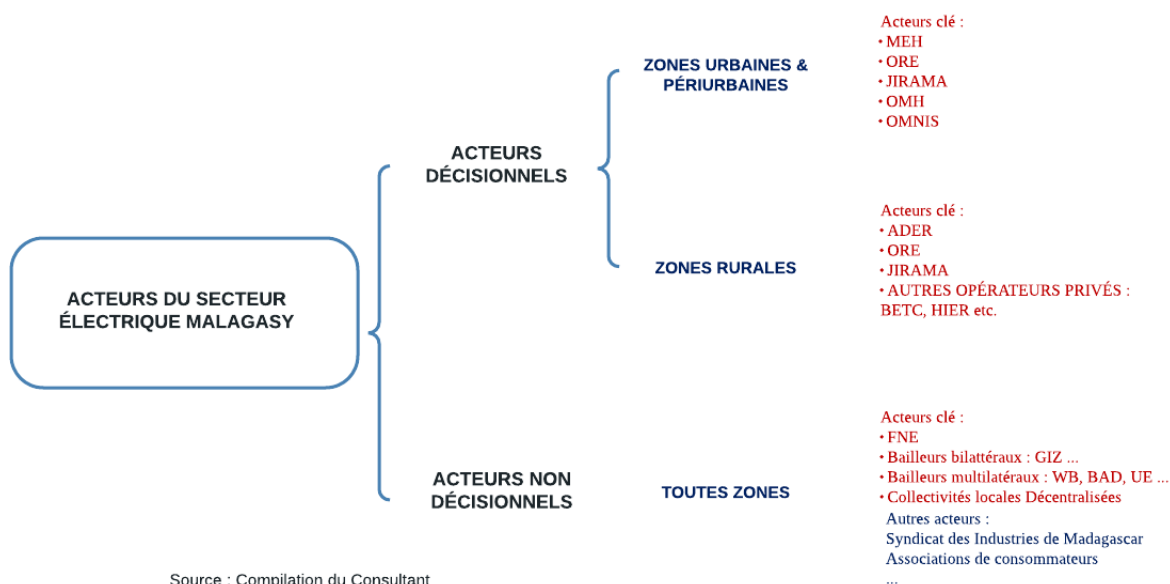
l'appropriation peut être utilisée pour estimer et comparer la façon dont les politiques et les stratégies affectent les parties prenantes, mais aussi à contrario, comment les parties prenantes sont susceptibles d'affecter les stratégies de déploiement de la réforme.

4.1.1.2. Cartographie et catégorisation des parties prenantes

Les parties prenantes ou les acteurs peuvent être classés en deux (2) grands groupes :

- Les acteurs décisionnels qui sont directement impliqués dans la prise de décision sur l'ensemble des segments de la chaîne de valeur de l'électricité, principalement constitués d'institutions publiques, d'organismes de réglementation ou encore de sociétés publiques ou privées en charge de la mise à disposition de l'électricité aux consommateurs,
- Les Parties prenantes non décisionnelles (influenceurs) comprenant des groupes de défense de l'environnement et des consommateurs, des consommateurs d'énergie, des citoyens privés et le syndicat des Industries de Madagascar (technologies des énergies renouvelables).

Figure 15 : Cartographie des parties prenantes



La figure ci-dessus fait une cartographie des principales parties prenantes au sein du secteur de l'électricité Malagasy. Elle montre où (et à quel niveau) chaque partie prenante essaie d'exercer une certaine influence dans le processus de prise de décision sur la fourniture d'électricité.

Au sein des parties prenantes décisionnelles, certains acteurs clé sont impliqués dans les décisions sur les systèmes électriques centralisés (urbain et péri-urbain), ce sont les acteurs clé gouvernementaux (MEH et ORE) ainsi que l'entreprise publique, la JIRAMA qui est en position de monopole pour la distribution et la commercialisation de l'électricité dans les zones urbaines et périurbaines. Il en est de même de l'ADER et des concessionnaires / permissionnaires en situation de monopoles intégrés (Production et Distribution – Commercialisation) dans des localités rurales, ainsi que l'ORE et la JIRAMA encore, qui exploite des concessions rurales (mix de mini-réseaux et d'extensions de réseaux centralisés.)

Il ressort clairement de la figure qui récapitule la cartographie des parties prenantes que les acteurs non décisionnaires éprouvent plus de difficultés à influencer les décisions dans les systèmes électriques centralisés. Leur influence est plus prononcée dans l'espace électrique décentralisé en raison du pouvoir que leur confèrent les sources d'énergie décentralisées en général, et les énergies renouvelables en particulier.

Figure 16 : Objectifs poursuivis par la réforme sectorielle et acteurs décisionnels clé.

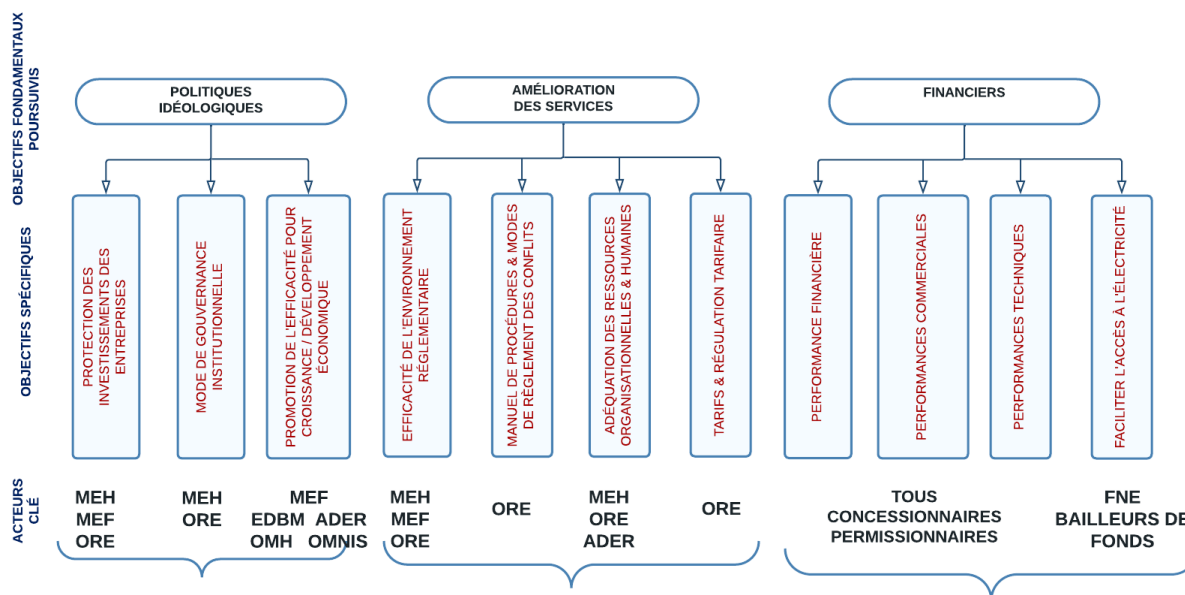


Figure adaptée par le Consultant à partir de la matrice d'analyse des parties prenantes

4.1.1.3. Présentation exhaustive des parties prenantes

Les principales parties prenantes décisionnelles de la chaîne de valeur de l'électricité Malagasy pour les systèmes électriques centralisés comprennent :

- Les acteurs gouvernementaux : ils sont à l'origine et au cœur de la conception de la Nouvelle Politique Énergétique 2015 - 2030 et de la planification stratégique quant à la mise en œuvre de cette politique qui vise à transformer significativement le paysage énergétique Malagasy en général et le paysage électrique en particulier :

Institutions gouvernementales :

- Le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH) qui est le bras armé du gouvernement en matière énergétique. Le MEH est responsable de la formulation des politiques des stratégies sectorielles et de la planification énergétiques.
- Le ministère de l'Économie et des Finances qui gère tous les impacts budgétaires et financiers du secteur de l'énergie sur les grands équilibres macroéconomiques du pays (endettement du pays, équilibre budgétaire etc.) ainsi que les flux financiers du secteur (Fond National de l'Énergie, subventions directes de l'État vers le secteur électrique etc.)

Organismes publics et parapublics :

- Office de Régulation de l'Électricité (ORE) chargé de la régulation économique, financière et technique des activités de la chaîne de valeur de l'Électricité et dont le rôle se révèle capital pour la mise en œuvre de la réforme sectorielle.
L'article 3 de la loi 98-032 attribuait déjà à l'ORE un niveau de pouvoir quasi-équivalent à celui du MEH même si les attributions des deux entités sont différentes. Le CODELEC 2017 lui rajoute des attributions qui n'étaient pas explicitement mentionnées, telles que le service de médiation ou le suivi et le contrôle des contrats de concession et d'Autorisation.
Tout cela place ainsi l'ORE dans une position qui légitime le fait que le développement institutionnel du secteur électrique soit conditionné à la capacité de cet organisme de disposer de ressources financières, matérielles et humaines à même de répondre à toutes les missions qui lui sont confiées⁵⁴.
- Office Malgache des Hydrocarbures (OMH) qui est chargé de la régulation des activités du secteur pétrolier aval sur l'ensemble du territoire Malagasy.
Cet office a un rôle prépondérant à jouer à court terme dans la mesure où la production thermique représente actuellement les 2/3 du productible de la JIRAMA. Or, le coût des produits pétroliers qui sont totalement importés pèsent de façon très importante dans les coûts de production. Il apparaît donc impérieux que cet aspect soit pris en charge par l'OMH via des appels d'offre transparents ainsi que des achats à terme pour arriver à maîtriser, autant que faire se peut; les prix des produits pétroliers malgré l'impact des variations du cours du baril de pétrole brut.
- L'Office National de l'Environnement qui travaille de concert avec le MEH pour être certain de tenir compte des contraintes relatives aux externalités environnementales,
- L'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques (OMNIS) qui est chargé de la mise en œuvre de la politique nationale en matière d'exploration et d'exploitation pétrolière et minière (Hydrocarbures segment amont).
Le rôle de l'OMNIS est vital à moyen/long terme pour arriver à maîtriser les prix du fuel lourd du gisement Malagasy de Tsimiroro qui est une ressource énergétique nationale vitale pour le développement du secteur de l'électricité.
- Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER). L'Agence d'électrification rurale joue un rôle essentiel dans la fourniture de solutions d'électricité hors réseau décentralisées à travers le pays. L'ADER a spécifiquement la charge de l'accroissement du taux d'accès à l'électricité dans les zones rurales, ainsi que dans les zones périurbaines qui n'ont pas accès à l'électricité ou qui ont une puissance installée qui n'excède pas 250 kW.
- Fond National de l'Électricité (FNE). Il est administré par l'ADER et les fonds qu'il collecte ou reçoit sont affectés au financement de l'électrification rurale. Le FNE est alimenté par une taxe d'accès universel payée par les consommateurs urbains de la JIRAMA, par les subventions accordées par l'État et par les allocations de l'aide publique au développement octroyées par les partenaires techniques et financiers.
- EDBM (Agence Nationale de promotion des Investissements à Madagascar) s'est fixé pour objectifs de renforcer la compétitivité du secteur privé malgache, d'accroître les Investissements Étrangers Directs (IED) ainsi que la mise au point et la recommandation de mesures incitatives liées aux investissements privés dans le pays
- Bureau des Normes de Madagascar (BNM)

⁵⁴ Le Consultant va approfondir ce point dans la partie consacrée au développement institutionnel du secteur électrique Malagasy.

→ Collectivités décentralisées (loi sur la décentralisation ...)

Opérateurs (Concessionnaires, permissionnaires):

→ JIRAMA – Production propre + Achats PIE + Achats Location

Il ressort du diagnostic fait par le Consultant au vu des informations et documents qu'il a pu obtenir que si en théorie, l'intérêt principal des acteurs du segment de la production d'électricité réside dans la production et la fourniture efficaces d'énergie électrique; il s'avère dans la pratique que l'intérêt des acteurs de ce segment est plutôt de réaliser les marges les plus élevées possibles sans trop se soucier de l'efficacité.

La production thermique qui représente les 2/3 du productible évacué sur les réseaux de transport et de distribution affiche des coûts de production du kWh bien supérieurs aux meilleures pratiques internationales. Il y a lieu de se pencher de manière spécifique sur aussi bien les contrats conclus entre la JIRAMA et les PIE, que sur les contrats d'achat d'énergie faits via de la location de groupes.

Le coût élevé de la production thermique pour la JIRAMA⁵⁵ s'explique par :

- Le rendement des centrales thermiques de la JIRAMA : l'efficacité thermique des fournisseurs d'énergie de la JIRAMA est au-dessous d'un niveau raisonnable, notamment pour certaines centrales en location. Les taux de consommation en carburant des centrales tels que définis dans les contrats sont jusqu'à 33% plus élevés que les taux de consommation recommandés par les fabricants des groupes. La JIRAMA doit donc consommer davantage de carburant pour produire une même quantité d'énergie, comparé à des centrales thermiques efficaces ; et
- Le coût élevé du carburant : Madagascar a l'un des coûts de carburant les plus élevés de la région Afrique subsaharienne. La JIRAMA achète ses carburants à 3 005 MGA (0,93 USD) par litre (l) pour le gasoil et 1 725 MGA (0,53 USD) par litre pour le Fuel lourd. Ce niveau de prix est dû principalement aux coûts de transport et de distribution des carburants, qui s'élèvent à 0,27 USD/l ; en comparaison, ces coûts s'élèvent à seulement 0,17 USD/l en moyenne dans la région.

Les fournisseurs d'énergie et loueurs de groupes à la JIRAMA ont clairement un coût élevé. Ils représentent une part significative des coûts opérationnels de la JIRAMA. En 2018, ce coût s'élevait à 51% des coûts opérationnels, contre 12% en 2008. Le coût moyen du kWh vendu par les fournisseurs d'énergie et loueurs de groupes a augmenté de 60% entre 2008 et 2017.

Le Tableau ci-après détaille le montant des dépenses pour les PIE et loueurs de groupes entre 2008 et 2017, ainsi que la part de ces dépenses dans les coûts opérationnels.

⁵⁵ Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA. Rapport CASTALIA – Octobre 2019.

Tableau 44 : Dépenses pour les PIE et loueurs de groupes à la JIRAMA

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Mds MGA	29	43	64	79	77	83	102	160	241	305	640
M USD	9,0	13,3	20,0	24,5	23,7	25,7	31,6	49,3	74,6	94,2	188,6
% des coûts opérationnels	12%	19%	19%	18%	15%	15%	17%	26%	29%	30%	51%

Source : Calcul de Castalia à partir des données transmises par la JIRAMA

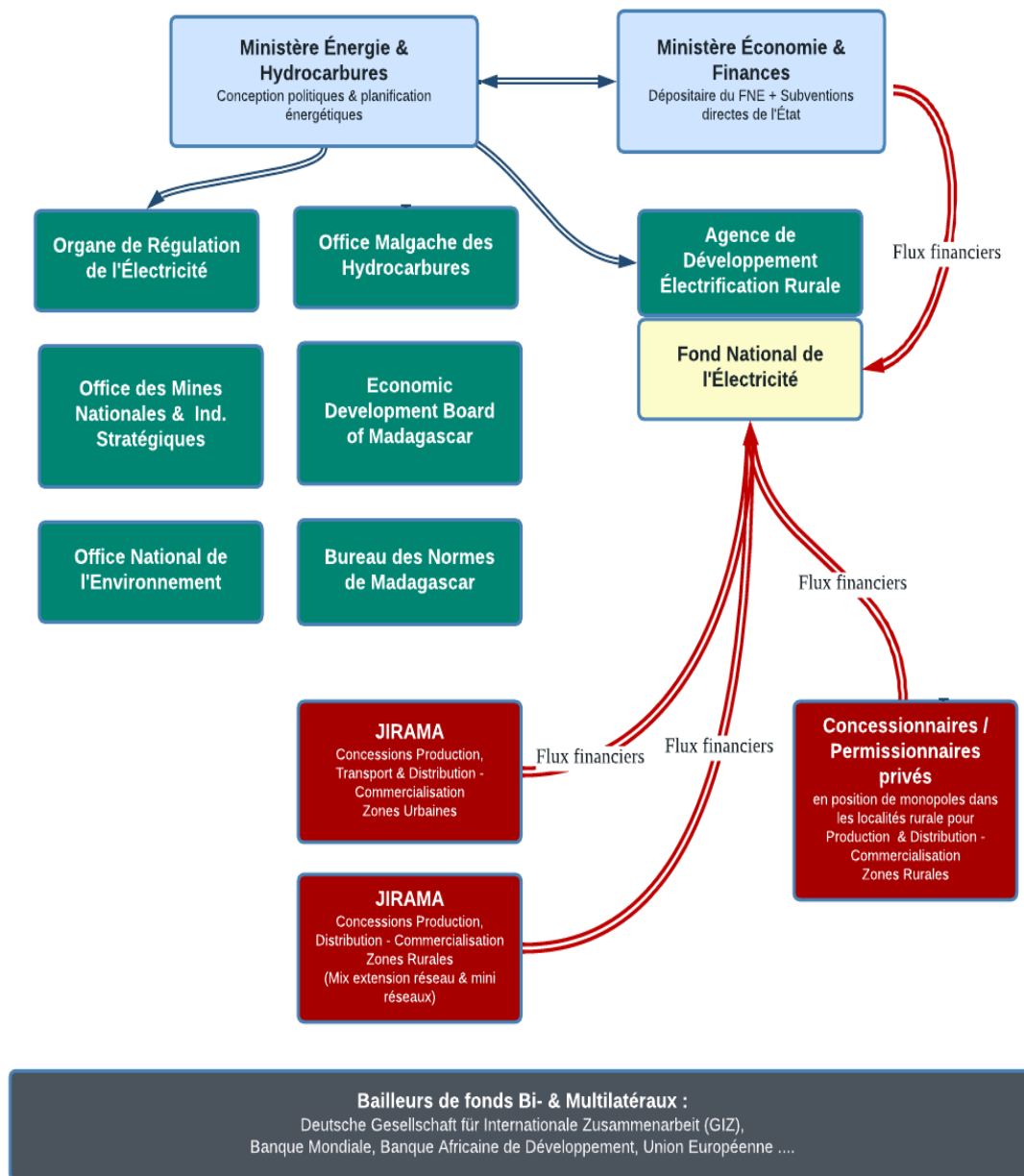
Tout cela représente des obligations contractuelles très chères, dont il sera difficile et risqué de sortir. La JIRAMA se caractérise par une faible gouvernance (absence d'appel d'offres, ou absence de mise en concurrence) qui conduit à signer des contrats sous-optimaux. La plupart des contrats ont été signés sur la base de paiements de capacité, qui représentent un coût estimé à plus de 130 millions USD par an, alors que la JIRAMA n'utilise ces générateurs que de manière limitée (facteur de capacité estimé à moins de 30%). Les contrats sont également rédigés en la défaveur de la JIRAMA car la compagnie continue à signer des contrats proposés par les opérateurs qui ne correspondent pas aux formats de contrat standardisés adoptés en 2017. Dans certains cas, la JIRAMA doit indemniser l'opérateur même en cas de résiliation du contrat pour faute de celui-ci. Ceci représente d'ailleurs une infraction des engagements du Gouvernement vis-à-vis des actions préalables de l'aide budgétaire reçue en 2017 qui imposent l'utilisation des formats standards (thermique, hydro, location de groupes) développés avec le support de la Banque mondiale.

Le segment de la production de la JIRAMA n'a aucune incitation à produire de façon plus efficace et efficiente puisque l'entreprise sait pertinemment qu'en fin de compte, les pouvoirs publics Malagasy lui octroieront des subventions (colossales) pour lui permettre d'équilibrer ses coûts d'exploitation. À titre d'illustration, pour la seule année 2018, les transferts à la JIRAMA se sont élevés à 308,4 milliards MGA, soit 0,8% du PIB Malagasy et 4,8% du budget de l'État.

→ Concessionnaires / permissionnaires privés en zones rurales

Ces opérateurs n'ont pas, eux aussi; d'incitations à l'efficacité puisqu'il leur est alloué un niveau de tarifs de vente de leur énergie qui est fonction du plan d'affaire qu'ils soumettent et donc, de leurs coûts d'exploitation.

Figure 17 : Les parties prenantes impliquées dans le secteur électrique Malagasy



4.1.2. Matrice d'analyse des parties prenantes

L'approche suivante de la matrice d'analyse des parties prenantes a été largement utilisée par la Banque mondiale. L'objectif est de décrire les intérêts déclarés ou non des différents acteurs dans le respect des stratégies et politiques énergétiques sectorielles, ainsi que le degré de l'influence des dits acteurs à se mobiliser derrière un objectif commun.

Tableau 45 : Matrice d'analyse des parties prenantes (1 / 2)

CATÉGORIES D'ACTEURS	ACTEURS CLÉS	CARACTÉRISTIQUES (Social, localisation, Organisation, Capacité)	INTÉRÊTS PAR RAPPORT AUX STRATÉGIES (effets sur / effets de la stratégie)	INFLUENCE SUR LA STRATÉGIE (H=Haute, M=Moyenne, F=Faible)
<p align="center">PRENEURS DE DÉCISION GOUVERNEMENTALES</p>	<p align="center">MEH MEF</p>	<p>La capacité organisationnelle des ministères est variable et elle peut être qualifiée de FORTE ou HAUTE dans le cas du MEH, et de MOYENNE pour le MEF parce qu'il ne peut que suivre la planification stratégique et opérationnelle du MEH.</p> <p>Ce sont les efforts conjugués mis en oeuvre par la totalité de l'action gouvernementale qui vont aboutir au succès de la réforme du secteur énergétique, c'est-à-dire un accroissement de l'accès et des coûts optimaux du kWh</p>	<p>Chaque ministère va rechercher le meilleur résultat par rapport aux objectifs spécifiques en relation avec les 3 objectifs fondamentaux poursuivis par la réforme du secteur voulue par le Gouvernement</p>	<p align="center">MEH : HAUTE ++ MEF : MOYENNE</p>
<p align="center">AUTORITÉ DE RÉGULATION</p>	<p align="center">ORE</p>	<p>Les textes réglementaires donnent au Régulateur la totalité des pouvoirs dont il a besoin pour accomplir ses missions.</p> <p>La pratique montre toutefois qu'il ne dispose pas de la capacité organisationnelle pour répondre véritablement présent.</p>	<p>L'ORE est la pièce essentielle du processus de mise en œuvre de la réforme. Il est impératif qu'il puisse être en mesure d'assurer un pilotage en compréhension et en extension de la stratégie de déploiement de la réforme.</p>	<p align="center">ORE : HAUTE ++++</p>

Tableau 46 : Matrice d'analyse des parties prenantes (2 / 2)

CATÉGORIES D'ACTEURS	ACTEURS CLÉS	CARACTÉRISTIQUES (Social, localisation, Organisation, Capacité)	INTÉRÊTS PAR RAPPORT AUX STRATÉGIES (effets sur / effets de la stratégie)	INFLUENCE SUR LA STRATÉGIE (H=Haute, M=Moyenne, F=Faible)
AUTRES ORGANISMES PUBLICS & PARAPUBLICS	OMH MMRS OMNIS ONE BNM	Organismes dont le positionnement actuel n'est pas en relation avec le rôle qu'ils peuvent jouer pour éviter le renchérissement des coûts de l'électricité aussi bien à court terme (OMH, MMRS / OMNIS), qu'à long terme (ONE, BNM)	Déficit d'appropriation de la stratégie et partant, déficit d'implication dans la planification opérationnelle	OMH : MOYENNE ++ MMRS / OMNIS : FAIBLE ONE : MOYENNE BNM : FAIBLE
BÉNÉFICIAIRES ATTENDUS	JIRAMA Autres Opérateurs	Les concessionnaires et permissionnaires sont les exécutants privilégiés de la planification opérationnelle de la réforme.	Ils présentent la particularité d'être bien organisés et de disposer des moyens humains pour accompagner et aider au succès de la réforme	HAUTE ++
GROUPES D'INTÉRÊT (ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS ...)	Associations consommateurs	Associations inexistantes et dont il est essentiel d'encourager la création	À intégrer dans le développement institutionnel du secteur : compétences et expertise à développer	MOYENNE à HAUTE
SOCIÉTÉ CIVILE (ONGs, Organisations professionnelles, Secteur privé ...)	Syndicat des Industries de Madagascar	Association mature mais dont l'influence reste trop marginale par rapport à la réforme	Rôle majeur pour le "local content" et partant effets très positifs sur la réforme puisque cela aboutit à une réduction des coûts grâce à des matériaux de qualité produits localement	HAUTE
BAILLEURS DE FOND BI & MULTILATÉRAUX	GIZ, BAD, BM, UE ...	Un nombre croissant de bailleurs de fonds actifs qui sont tous très bien organisés et intéressés à la réussite des réformes pour une chaîne de valeur de l'électricité assainie et performante	Intérêt marqué pour le financement des projets visant à renforcer le succès de la réforme du secteur	HAUTE

La finalité des objectifs poursuivis par la réforme sectorielle est de parvenir à un accroissement significatif de l'accès à l'électricité (70% en 2030), ainsi qu'un prix du kWh qui reflète l'efficacité et l'efficience du système électrique Malagasy. On constate toutefois que le rôle et l'influence de la plupart des groupes et organisations ne peuvent véritablement avoir les impacts souhaités, que si l'ensemble du cadre réglementaire et institutionnel libéralisé est respecté tel quel.

Dans ces conditions l'ORE doit être en mesure d'assumer effectivement le rôle et les missions qui lui ont été assignés par les textes, en assurant son indépendance financière véridique; c'est-à-dire :

- Détermination et publication des prix réglementés et contrôle de leur application,
- Contrôle du respect des normes de qualité du service,
- Contrôle du respect des dispositions légales et réglementaires et des principes de la concurrence,
- Élaboration de la planification indicative du secteur,
- Supervision des programmes d'appels d'offre aussi bien pour le développement des infrastructures que pour les achats de matériels et d'équipements d'exploitation,

L'office de régulation doit cesser d'être perçu comme un organisme d'expertise au service du MEH et doit rendre des décisions qui reflètent son expertise pointue et sa compétence avérée pour la mise en œuvre de la réforme sectorielle.

L'acteur principal de la mise en œuvre du processus de réforme au sein de l'action gouvernementale est le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH). C'est à lui que revient la responsabilité de la formulation de la politique et de la planification énergétiques pour le compte de l'État.

Il est à souligner que pour être en mesure de s'acquitter de son rôle, il est indispensable qu'il dispose d'une infrastructure institutionnelle qui dispose de ressources humaines parfaitement outillées pour jouer le rôle de maître d'ouvrage et/ou un maître d'œuvre efficace dans la mise en œuvre du processus de réforme.

4.2. Analyse et gestion des risques

4.2.1. Introduction

Le secteur électrique Malagasy en général, et les opérateurs qui exercent en son sein tels que la JIRAMA, l'ADER, l'ORE ou encore les Producteurs Indépendants d'Électricité, font face à un certain nombre de risques : risque de marché, risque de taux de change, risque de taux d'intérêt, risque de contrepartie, risque d'exploitation etc.

Chacun de ces opérateurs possède un (des) champs d'expertise(s) qui lui est (sont) propre(s) et donc, la question centrale pour chacun est d'arriver à éliminer tout risque qui se trouve en dehors de son champ de spécialisation pour pouvoir se concentrer sur la gestion des activités qui se trouvent dans son champ d'expertise.

La gestion des risques consiste en effet à transférer à d'autres, ou à partager avec d'autres certains risques initialement encourus par un seul agent économique. Cette gestion a pour but d'atténuer les conséquences financières liés à l'incertitude et aux fluctuations possibles de certaines variables clés liées au fonctionnement optimal du secteur électrique tels que le taux de change, le prix des matières premières etc.

Dans le cas de secteurs qui ne comportent pas des services essentiels tels que l'eau et l'électricité; le risque auquel fait face un (des) opérateur(s) peut être directement transmis au consommateur final à travers une

augmentation des prix (tarifs). Cela n'est toutefois pas possible dans le cas du secteur électrique, en raison de la réglementation des tarifs. Ainsi dans le cas Malagasy, même si les coûts de production de l'électricité augmentent subitement suite par exemple, à une hausse imprévue du cours du baril de pétrole, la JIRAMA se trouvera dans l'impossibilité de transférer immédiatement, les coûts imprévus sur la facture de ses clients. En d'autres termes, l'obligation de fournir de l'électricité aux consommateurs connectés à ses réseaux de distribution, quels que soient les coûts d'approvisionnement représente une contrainte très forte pour la JIRAMA.

Cela revient à souligner que la JIRAMA en tant qu'opérateur de premier plan du secteur Malagasy de l'électricité, mais aussi les autres opérateurs doivent faire face à des risques importants en matière d'approvisionnements par exemple, aussi bien sur le plan physique que sur le plan financier. Ce qui doit obligatoirement inciter la totalité des acteurs à disposer de structures et de pratiques rigoureuses en matière de gestion des risques.

L'analyse de risques est une démarche dynamique et évolutive. Elle n'est pas une fin en soi mais permet de choisir les actions préventives appropriées, tout en tenant compte des priorités pour garantir la performance et la pérennité d'une activité.

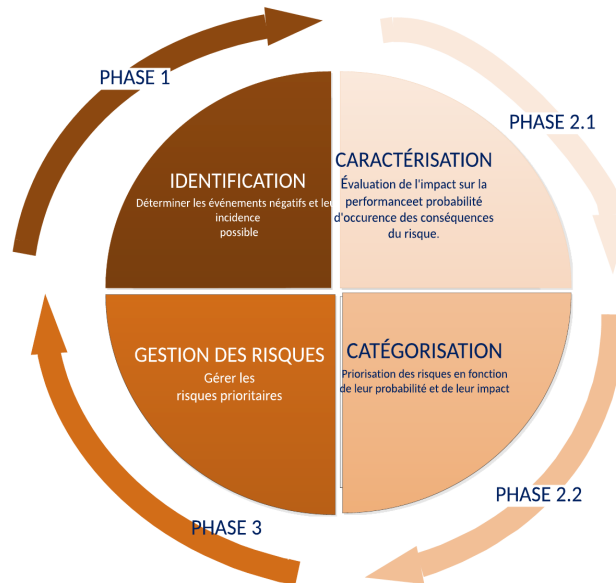
Les risques sont des événements incertains, et tous les risques ne sont pas égaux. Certains risques sont relativement faciles à gérer, tandis que d'autres peuvent avoir des conséquences catastrophiques pour l'activité. L'analyse et la gestion des risques permettent de déterminer comment évaluer les différents types de risques et surtout, comment une fois qu'ils ont été évalués; proposer des options de mitigation des risques les plus importants.

Il est difficile de définir la « plausibilité » des événements, c'est-à-dire d'affirmer avec certitude si ces événements se produiront ou, le cas échéant, d'estimer le moment où ils se produiront. Il reste toutefois possible d'envisager le type d'événements qui peuvent se produire à l'avenir et évaluer l'incidence qu'ils pourraient avoir s'ils se produisaient. C'est donc dire que le processus d'analyse et de gestion des risques permet de détecter les événements possibles et d'évaluer la probabilité qu'ils se produisent ainsi que leur incidence sur l'activité et le secteur.

In fine, il faut garder à l'esprit que l'indispensable politique de risque à mettre en œuvre pour atténuer voire, éliminer les risques est bénéfique pour la totalité du secteur parce qu'elle permet de se prémunir contre des hausses de coûts imprévues, lesquelles se répercutent inévitablement sur les prix et donc, les tarifs.

Cet aspect est capital parce que dans le cas de l'énergie électrique, il n'existe pas de produit substitut qui permettrait aux consommateurs de se protéger contre une hausse des prix. Il est en effet très coûteux voire impossible de substituer l'électricité pour une autre source d'énergie. Et donc, une saine gestion des risques du secteur électrique tendrait à réduire les hausses futures des tarifs d'électricité, en plus de sécuriser les approvisionnements.

Figure 18 : Les étapes de l'analyse et de la gestion des risques



Les questions qui se posent alors sont les suivantes :

- Quels sont les risques auxquels le secteur électrique Malagasy fait face ?
- Comment évaluer et quantifier ces risques ?
- Quelles politiques concrètes doivent être mises en œuvre pour se protéger contre ces risques ?

Une bonne politique de gestion des risques doit s'articuler autour des trois axes fondamentaux qui doivent répondre aux questions posées plus haut et illustrées dans la figure ci-dessus que nous allons approfondir dans ce chapitre :

1. Une identification des risques auquel le secteur électrique Malagasy doit faire face, pour être en mesure d'en avoir une connaissance précise. Cette première étape bien que très qualitative est capitale pour définir les facteurs de vulnérabilité et partant, le périmètre d'action des opérateurs du secteur dans leur gestion des risques,
2. Les deux étapes suivantes consistent en
 - 2.1. la caractérisation ou la mesure, et
 - 2.2. la catégorisation ou la quantification

Il s'agit ici de faire une évaluation quantitative des risques et de leur évolution probable sur la base d'une matrice d'évaluation des risques qui fait le recensement de tous les résultats possibles selon la probabilité d'occurrence et la gravité de chacun des risques identifiés dans la première étape

3. Une fois les risques connus et identifiés, il devient alors possible d'en assurer la gestion au travers d'outils qui vont permettre de les réduire, ou de les transférer aux tiers les mieux à même d'en assurer la responsabilité.

En gestion des risques, les KPIs sont fondamentaux, et ils vont notamment être utilisés pour mesurer de manière objective la progression de la mise en œuvre d'une action de traitement d'un risque prioritaire, c'est-à-dire les risques qui combinent un fort niveau de criticité (gravité potentielle des conséquences ou des dommages multiplié par la probabilité d'occurrence des conséquences), en même temps qu'une importante marge de progrès en termes de maîtrise. Ce sont ces risques qui vont désormais focaliser notre attention lors de la proposition des plans d'actions pour les mitiger (les réduire ou les éliminer).

4.2.2. Le processus d'analyse des risques

Le processus d'analyse des risques sur lequel nous allons nous baser ici consiste en une boîte à outils qui comporte les trois grandes étapes illustrées dans la figure précédente, lesquelles sont développées en extension dans les chapitres qui suivent. Elles se terminent par le volet relatif au plan de gestion des risques qui présente la nature de chacun des risques, ainsi que les KPIs connexes, et qui va spécifiquement mettre l'accent sur la gestion continue des risques considérés comme prioritaires.

4.2.2.1. Identification des risques

L'identification des situations adverses consiste essentiellement à préciser les éléments présents dans l'examen et l'observation du contexte du secteur Malagasy de l'électricité qui, par leur nature sont susceptibles de présenter un danger. Lequel danger va donner naissance à des risques qui peuvent générer des conséquences. Il est donc capital de bien identifier les dangers, car c'est en les identifiant que l'on peut agir afin de les éliminer ou à tout le moins, de les contrôler.

Cette identification va se faire suivant une grille analytique qui fait une classification en quatre grandes catégories au sein desquels se retrouvent les risques par nature :

1. Risques pays,
2. Risques de marché,
3. Risques opérationnels / commerciaux,
4. Risques financiers / financement.

Cette classification des risques en quatre grandes catégories obéit à un modèle qui a fait ses preuves dans le domaine bancaire et de la notation financière.

4.2.2.1.1. Risques pays

Les risques pays recouvrent les différents facteurs notamment politiques, économiques et sociaux qui peuvent entraîner un sinistre ou une perte dans l'exercice d'une activité.

- **Les risques de Transférabilité / convertibilité** : Les risques de convertibilité et de transférabilité sont particulièrement importants pour la pérennité des investisseurs (notamment les producteurs indépendants d'énergie) car l'électricité est payée par l'acheteur en monnaie locale (MGA) alors que les centrales électriques sont généralement financées et fonctionnent grâce à des achats de combustibles en devises (USD et EUR). Ce risque représente donc toute interdiction ou difficulté de

conversion des cash-flows MGA du secteur de l'électricité en devises étrangères (Cash-flows du secteur en MGA et service de la dette principalement en devises) ;

- **Les risques politiques** : il s'agit d'un type de risques auquel sont confrontés les acteurs publics et privés, spécifiquement les investisseurs. Ce risque se réfère à tout changement politique, social ou sécuritaire susceptible d'avoir un impact significatif sur des intérêts, notamment économiques, humains ou diplomatiques. Il s'agit d'actions unilatérales de l'État aboutissant une modification de l'environnement légal et économique, troubles sociopolitiques tels que la modification de la législation, de la fiscalité, du cadre juridique ou économique, de l'instauration d'impôts et de mécanismes de régulation discriminatoires, intervention(s) partielle(s) du Gouvernement dans toute dispute entre les opérateurs et les consommateurs ;
- **Les risques de force majeure** : Les exemples de force majeure les plus emblématiques sont les catastrophes naturelles comme les glissements de terrain, les inondations, les éruptions volcaniques, les tremblements de terre, les conditions météorologiques extrêmes et exceptionnelles (cyclones, faible hydrologie) mais également les maladies ou les risques d'épidémies comme c'est le cas pour le coronavirus. Il s'agit donc de risque imprévisible et incontrôlable de nature à empêcher temporairement voire, à moyen terme; le bon fonctionnement du secteur de l'électricité (Production, Transport & Distribution/Commercialisation) et qui ne peut être imputé aux parties prenantes / opérateurs du secteur ;
- **Les risques réglementaires/réglementaires** : Ce sont les risques pour une société ou un investisseur de voir son autorisation d'exploitation retirée par un régulateur ou de se voir appliquer des conditions (rétrospectivement ou potentiellement) ayant un effet négatif sur sa valeur économique. Dans le cas du secteur de l'électricité Malagasy, ces risques portent également sur une déficience de la Régulation tarifaire (tarifs faibles et/ou non rémunérateurs qui ne garantissent pas un niveau de cash-flows suffisant, mécanismes d'indexation et de régulation tarifaires qui affectent défavorablement le niveau de la demande d'électricité).

1. Risques de marché

Les risques de marché recouvrent les risques de perte résultant de l'évolution des prix du marché. Ces pertes résultent essentiellement des fluctuations des cours de matières premières et de la monnaie.

- **La volatilité du MGA** : La volatilité monétaire ou risque de change porte sur le risque de fluctuation monétaire éventuelle subi par un investisseur. La monnaie nationale est principalement déterminée par son taux d'usage sur le marché international, elle peut subitement s'effondrer par rapport à la devise étrangère. Cela entraînera ipso facto, une dévaluation de la monnaie domestique. L'incertitude des fluctuations du taux de change MGA / \$US ou MGA / € à court ou moyen terme affecte le montant des factures de produits pétroliers acquis par le secteur de l'électricité Malagasy et a un impact négatif sur le coût de production du kWh;
- **La volatilité du cours du baril de pétrole** : les fluctuations des cours du baril de pétrole et partant, des produits pétroliers (LFO/GO, HFO ...) affectent le montant des factures de produits pétroliers acquis par le secteur de l'électricité Malagasy et ont un impact négatif sur le coût de production du kWh;
- **Le risque inflationniste** : Il correspond à une hausse continue et de manière plus ou moins durable des prix. Cette hausse découle de variations brutales de l'offre et de la demande de biens et de

produits dans l'économie, ou encore du renchérissement des coûts des matières premières. L'inflation a comme effet notable de provoquer une perte de pouvoir d'achat. Raison pour laquelle l'inflation (locale et importée) contribue fortement au renchérissement du coût du kWh.

4.2.2.1.2. Risques opérationnels / commerciaux

Les risques opérationnels et commerciaux recouvrent tous les événements qui perturbent le déroulement normal des processus métiers et qui génèrent des pertes financières.

- **Disponibilité des ouvrages de production** : La disponibilité est un indicateur de performance utilisé pour déterminer la durée de fonctionnement d'une centrale de production. Des unités de production qui ne fonctionnent pas de façon optimale (faible taux de disponibilité) représentent un véritable obstacle en terme de rentabilité des investissements.
- **Consommation spécifiques des groupes**: Les consommations spécifiques de combustibles et lubrifiants des ouvrages de production thermique ne devraient pas excéder les plages définies par les équipementiers. Tout dépassement de plage implique des surcoûts de production qui ont une répercussion immédiate sur le coût de revient du kWh.
- **Les Pertes techniques** : Les risques techniques sont relatifs aux pertes techniques par segment (Production, Transport, Distribution). Elles correspondent à la différence entre l'énergie produite/générée et celle effectivement distribuée ou consommée par les abonnés/clients (du fait notamment des perturbations, pannes et interruptions pour travaux sur les réseaux de transport et de distribution). Il s'agit d'une perte sèche qui correspond à de l'énergie produite mais non vendue (énergies non distribuées) ;
- **Pertes non techniques/commerciales** : Les pertes commerciales représentent l'ensemble des énergies distribuées ou consommées par les abonnés/clients mais non facturées ou facturées mais non encaissées (énergies non facturées du fait d'une Infrastructure de comptage obsolète, énergies facturées mais non payées par les clients du fait d'un recouvrement défaillant). Tout comme les risques précédents, les pertes commerciales représentent un risque majeur sur la performance et la rentabilité des opérateurs (GRD) dans le secteur de l'électricité ;
- **Taux d'accès à l'électricité** : L'accès à l'électricité correspond au pourcentage de la population d'un État ou d'un territoire donné disposant d'un accès stable à l'électricité⁵⁶. Cet indicateur est fondamental car il conditionne la demande et donc la performance commerciale (chiffre d'affaires) des opérateurs du secteur. Un faible taux d'accès représente donc un risque majeur sur la performance commerciale et financière en même temps qu'il traduit la nécessité d'importants investissements (ouvrages de production, réseaux de transports et de distribution et infrastructure de commercialisation) ;
- **Défaillance du contrôle interne** : Le Contrôle interne est l'ensemble des moyens mis en œuvre (procédures, systèmes d'information et ressources humaines) pour garantir le pilotage efficace de la performance et la sauvegarde du patrimoine d'une entreprise. Un contrôle interne défaillant fait

⁵⁶ Dans le cas Malagasy, nous adoptons comme définition du taux d'accès; le rapport $\frac{\text{Population des fokontany électrifiés}}{\text{Population totale}}$, il est estimé actuellement à 26%. Source : Analyse des options d'électrification géospatiale au moindre coût pour un déploiement sur réseau et hors réseau, Rapport final, Août 2021

donc peser un risque majeur sur la performance et la pérennité financière des acteurs du secteur de l'électricité.

4.2.2.1.3. Risques financiers / de financement

Les risques financiers. Ils résultent de l'incapacité pour un débiteur de remplir ses obligations financières. Ils sont en fait, la résultante et la synthèse des trois premières catégories de risques (Risques Pays, risques de marché et risques opérationnels) :

- **Défaut/insuffisance de rentabilité** : La rentabilité représente le rapport entre les revenus d'une entreprise et les sommes qu'elle a mobilisées (ou les investissements consentis) pour les obtenir. La rentabilité se mesure sous le prisme des moyens mobilisés (économique) ou des ressources investies (financière). Elle est un critère fondamental d'attrait des investisseurs dans un secteur donné. Tous les facteurs susceptibles de la compromettre doivent donc être scrutés de très près.
- **Crédit fournisseurs** : Le rallongement des délais de règlements fournisseurs détériorent la qualité des prestations de ces derniers (livraisons de matériels et pièces détachées, maintenance des équipements...) renchérissent le montant des factures par ces derniers. Il s'agit d'un risque sur la performance opérationnelle et financière ;
- **Crédit clients (recouvrement)** : La non maîtrise et l'explosion des délais de règlements clients (mesuré notamment par le taux de recouvrement) constitue une part importante des pertes non commerciales. Elles se traduisent notamment par des provisions pour créances douteuses (Bad debt) et des frais financiers induits par le déficit de cash-flow que génère des délais de règlements longs.
- **Couverture du service de la dette** : La capacité d'une entreprise ou d'un investissement à générer de la trésorerie par son exploitation en vue de couvrir le service de la dette sur l'année (remboursement du principal et paiement des intérêts) est primordiale. L'absence de couverture du service de la dette est un risque sur l'attrait du secteur pour de potentiels bailleurs de fonds ;
- **Surendettement** : Le surendettement qui indique dans la structure des ressources stables (dettes à long terme et capitaux propres) des dettes surabondantes comparativement aux ressources stables traduit a terme pour une entreprise l'incapacité à solliciter de nouveaux financements externes (dettes) pour faire face à ses besoins d'investissements.
- **Sous-capitalisation ou risque d'insolvabilité** : La sous-capitalisation ou insuffisance de capitaux propres (capital social, réserves et résultats non distribués) revient pour une entreprise a une situation patrimoniale négative, c'est-à-dire des biens et créances (actifs) inférieurs à ses dettes ou engagements. Une telle situation encore appelée insolvabilité, traduit un risque élevé de faillite.

4.2.2.1.4. Récapitulation

Les tableaux qui suivent illustrent les principaux risques liés au secteur de l'électricité Malagasy, avec une indication des KPIs associés – à l'exclusion des risques pays pour lesquels nous ne ressortirons pas de KPIs -, ainsi que qu'une indication de la partie la plus habilitée à assumer chaque type de risque⁵⁷ et donnent

⁵⁷ L'allocation des risques aux différentes parties suit le principe selon lequel chaque risque identifié qui ne peut être réduit doit être assumé par celui le plus à même de pouvoir le supporter, autrement dit dont « c'est le métier ».

éventuellement une indication des instruments utiles de couverture⁵⁸.

Tableau 47 : Typologie des risques (1 / 2)

REF.	NATURE DES RISQUES	KPI	RESPONSABILITE
1	RISQUES PAYS		
1.1	Risques de Transférabilité / convertibilité	Prime de risque Pays	État Malagasy
1.2	Risques politiques	Indice de fragilité	État Malagasy
1.3	Risques de force majeure	Global Climate Risk Index	État Malagasy
1.4	Risques réglementaires/Réglementaires	Indice Doing Business	État Malagasy, ORE
2	RISQUES DE MARCHÉ		
2.1	Volatilité du cours du MGA vs. USD	Écart type des cours 2015-	État Malagasy
2.2	Volatilité du cours du Baril de pétrole	Écart type des cours 2015-	État Malagasy, OMH
2.3	Inflation locale	Taux d'inflation	Banque Centrale/État Malagasy

Tableau 48 : Typologie des risques (2 / 2)

REF.	NATURE DES RISQUES	KPI	RESPONSABILITE
3	RISQUES OPERATIONNELS/COMMERCIAUX		
3.1	Disponibilité des ouvrages de production	Facteur de disponibilité	Investisseur/Opérateur
3.2	Consommations spécifiques des groupes	Consommation spécifique	Investisseur/Opérateur
3.3	Risques de pertes techniques	Taux de pertes globales*	Investisseur/Opérateur/Régulateur
3.4	Risques de pertes non techniques / commerciales	Taux de pertes globales*	Investisseur/Opérateur/Régulateur
3.5	Défaillance du contrôle interne	Qualité des comptes (Certif. sans réserve = 5, Certif. avec réserve = 10, Refus de certifier)	Investisseur/Opérateur
3.6	Faible accès à l'électricité	Taux d'accès à l'électricité	État Malgache/Investisseur
4	RISQUES FINANCIERS		
4.1	Sous-capitalisation/insolvabilité	Note (Modèle de Altman, Cf. section 3.4.1.6)	Investisseur/Opérateur
4.2	Surendettement	Taux d'endettement	Investisseur/Opérateur
4.3	Crédit fournisseurs	Crédit fournisseurs (en jours)	Investisseur/Opérateur
4.4	Crédit clients (recouvrement)	Taux de recouvrement	Investisseur/Opérateur
4.5	Défaut/insuffisance de rentabilité	Taux de rentabilité	Investisseur/Opérateur
4.6	Couverture du service de la dette	DSOR (Ratio de couverture du	Investisseur/Opérateur

⁵⁸ **Contrat de change à terme** : ce produit permet à une entreprise d'acheter ou de vendre à une date ultérieure une devise à un prix stipulé aujourd'hui.

Contrat d'option à terme : assez voisin du contrat à terme, le contrat d'option définit une période de règlement en l'étalant dans le temps.

Contrat à prime zéro : il permet de fixer une plage de taux de change dans laquelle l'entreprise peut vendre ou acheter une devise. Elle dispose ainsi d'un niveau de protection prédéterminé.

4.2.3. Caractérisation et catégorisation des risques identifiés

4.2.3.1. Caractérisation des risques identifiés

L'application d'une technique d'évaluation de risques se traduit par l'obtention d'un résultat de calcul. Cette valeur numérique constitue l'indice de risques, souvent appelé le niveau de risques, qui est une valeur relative servant de guide dans l'évaluation des risques associés à une situation donnée.

L'évaluation des risques comporte principalement deux critères :

- La gravité potentielle des conséquences (dommages, ...);
- La probabilité d'occurrence des conséquences du risque.

Des valeurs doivent être attribuées pour chaque niveau de ces critères d'évaluation, comme indiquées dans les tableaux qui suivent ci-après en lien avec le détail des critères. Il est à noter qu'au minimum, trois niveaux doivent être déterminés par critères afin de pouvoir obtenir un éventail de niveaux de risque qui facilitera ultérieurement la priorisation des actions à entreprendre.

L'avantage de définir au départ les niveaux de valeur pour les divers paramètres du risque est de diminuer les discussions autour d'un événement donné et surtout de limiter la subjectivité dans l'évaluation. Les valeurs attribuées à chacun de ces critères tiennent compte des mesures de prévention mises en place au moment de l'évaluation.

1. La gravité potentielle des conséquences

Le niveau de gravité exprime la conséquence possible, en termes de dommages, qui pourrait résulter d'un événement accidentel. Il faut donc identifier le plus haut niveau de conséquences possibles pouvant résulter de la survenance de l'événement imprévu, pour ensuite déterminer la gravité potentielle du dommage. Il s'échelonne de « **catastrophique** » à « **mineur** » avec plusieurs niveaux intermédiaires.

Dans le cas présent, pour la procédure d'identification des effets adverses et d'évaluation des risques, nous proposons cinq (5) niveaux de gravité qui sont repris dans le tableau ci-après.

Tableau 49 : Description des niveaux de gravité

Niveau de gravité	Description	Facteur
CATASTROPHIQUE	Dommmages matériels majeurs avec pertes de CA ou surcoûts supérieurs à 1 000 Millions de MGA	25
CRITIQUE	Dommmages matériels majeurs avec pertes de CA ou surcoûts compris entre 100 et 1 000 Millions de MGA	20
GRAVE	Dommmages matériels majeurs avec pertes de CA ou surcoûts compris entre 50 et 100 Millions de MGA	15
IMPORTANT	Dommmages matériels majeurs avec pertes de CA ou surcoûts compris entre 20 et 50 Millions de MGA	10
MINEUR	Dommmages matériels majeurs avec pertes de CA ou surcoûts inférieurs à 20 Millions de MGA	5

2. La probabilité d'occurrence

La probabilité est une notion plus délicate à comprendre et à maîtriser que la gravité potentielle. La probabilité fait en effet référence à la présomption de la survenance ou de l'occurrence d'un événement imprévu. On aborde ici la notion d'anticipation, de prédiction des événements.

Il s'agit donc d'évaluer les « chances » que les conséquences (gravité) se manifestent à chaque fois que la situation engendrant le risque se présente.

De même que pour la gravité, il faut définir les niveaux de probabilité et leur attribuer une valeur afin de s'assurer d'une compréhension commune lors de l'analyse et de l'évaluation. Il faut faire attention à ne pas faire l'amalgame entre les qualificatifs de probabilité et de fréquence tels que « rare » et « occasionnelle » dans le choix des termes des niveaux de probabilité.

Tableau 50 : Description des niveaux de probabilité d'occurrence

Niveau de probabilité	Description	Facteur
TRÈS PROBABLE	Très probable Aucune mesure de sécurité	5
PROBABLE	Probable Mesures de sécurité existantes ne permettent pas de contrôler efficacement les effets adverses	4
POSSIBLE	Défaillance technique ou humaine possible Mesures de sécurité pas toujours applicables ou contournées	3
PEU PROBABLE	Vaguement possible	2
IMPROBABLE	Improbable Pratiquement impossible	1

4.2.3.2. Catégorisation des risques identifiés

La catégorisation de chacun des risques est la conséquence logique de l'évaluation opérée en amont (niveau de gravité et probabilité d'occurrence). Cette catégorisation se fait au moyen d'une matrice d'évaluation et de la définition de niveau d'acceptabilité de chaque facteur de vulnérabilité.

1. La matrice d'évaluation des risques

C'est une table de tous les résultats possibles selon les valeurs attribuées aux deux critères d'évaluation que sont : la probabilité d'occurrence et la gravité potentielle. L'avantage de l'utilisation d'une telle matrice de risques est d'écourter les discussions et de maintenir une cohérence entre les diverses analyses réalisées. Il est crucial de se rappeler que la valeur attribuée aux divers indices de risque est, et reste subjective.

Tableau 51 : Exemple de matrice d'évaluation de risques

Gravité Probabilité	CATASTROPHE (25)	CRITIQUE (20)	GRAVE (15)	IMPORTANTE (10)	MINEURE (5)
TRÈS PROBABLE (5)	125	100	75	50	25
PROBABLE (4)	100	80	60	40	20
POSSIBLE (3)	75	60	45	30	15
PEU PROBABLE (2)	50	40	30	20	10
IM PROBABLE (1)	25	20	15	10	5

Grille d'explication des différentes zones de la matrice :

- **Zone verte [5 - 40]**: Le risque est considéré comme minimal et ne requiert par conséquent aucune action particulière, si ce n'est un suivi et une vigilance, pour être en mesure de réagir si dans le temps, il passe d'une zone à l'autre.
- **Zone Orange [50 - 60]**: Le risque dans cette zone est considéré comme gérable. Cela nécessite simplement de planifier des actions préventives et/ou correctives.
- **Zone Rouge [75 - 125]**: Le risque dans cette zone est considéré comme dangereux et nécessite impérativement une intervention.

Il est à noter qu'il peut être utile d'utiliser le troisième critère qu'est la fréquence d'exposition (F), pour faciliter l'identification des priorités lorsque plusieurs situations adverses se voient attribuer un même indice de risques.

Lorsque trois éléments sont utilisés pour évaluer l'indice de risques (IR), il est impossible d'élaborer une matrice à deux axes comme indiqué dans le tableau précédent. Le calcul de l'indice ou niveau de risques (IR) s'effectue alors en multipliant les valeurs accordées pour chaque critère conformément aux facteurs prédéfinis, soit la gravité (G) par la probabilité d'occurrence (P) et par la fréquence d'exposition (F).

2. L'acceptabilité du risque

Les plus hauts indices de risques représentent les situations adverses les plus critiques. Les indices de risques servent aussi à déterminer les délais d'application des mesures d'atténuation / correction. Afin de faciliter les décisions quant aux actions à entreprendre, à la priorisation et à l'ampleur des mesures de contrôle à appliquer, il est important de se doter d'une échelle de gradation des indices de risques, soit la détermination des critères et des niveaux d'acceptabilité du risque pour l'entreprise.

Tableau 52 : Exemple de gradation des niveaux d'acceptabilité

Gradation des niveaux	Priorité d'action
INTOLÉRABLE 75 - 125	Correction immédiate requise Arrêt immédiat de l'exploitation jusqu'à ce que le risque soit réduit
INACCEPTABLE 50 - 74	Urgent Action requise le plus tôt possible
PERMISSIBLE 20 - 49	Action requise Situation sans caractère d'urgence
ACCEPTABLE 5 - 19	Risque léger Maintenir surveillance et contrôle

4.2.4. Gestion et mitigation des risques

De façon générale, une stratégie de gestion des risques n'élimine pas les risques, elle les réduit, d'où le concept de mitigation qui consiste à transférer le coût d'un risque présentement assumé par une des parties prenantes (Opérateur, clients et/ou ses actionnaires), au marché ou à des assureurs. Ces derniers étant intéressés à faire face à ce risque acceptent l'activité de couverture et de ce fait même, réduisent l'exposition à certaines fluctuations.

Ainsi, les pertes occasionnées par le risque initial sont compensées par les gains découlant de la couverture; l'inverse est aussi vrai, à savoir que les pertes occasionnées par la couverture sont compensées par les gains induits par le risque pris. L'opération de couverture n'est donc pas une stratégie pour faire du profit, mais bien une tactique ayant pour objectif de réduire les fluctuations d'un revenu.

La matrice de gestion des risques associée au secteur de l'électricité Malagasy est fournie au tableau qui suit.

Tableau 53 : Matrice de gestion des risques (1 / 2)

REF.	NATURE DES RISQUES	PROBABILITE	IMPACT MGA (GRAVITE)	EVALUATION	ACCEPTABILITE	RESPONSABILITE	KPI	Valeur Madagascar	Norme	Source
1	RISQUES PAYS									
1.1	Risques de Transférabilité / convertibilité	Possible	Critique	60	Inacceptable	État Malagasy	Prime de risque Pays	42,6%	3,3%	donnees.banquemondiale.org
1.2	Risques politiques	Probable	Catastrophique	100	Intolérable	État Malagasy	Indice de fragilité	83,6	70,0	fr.countryeconomy.com
1.3	Risques de force majeure	Très Probable	Catastrophique	125	Intolérable	État Malagasy Assurances si disponibles	Global Climate Risk Index	20	100	global-climate-risk-index-2021
1.4	Risques réglementaires/Reglementaires	Possible	Grave	45	Permissible	État Malagasy, ORE	Indice Doing Business	48,9	66,0	www.statista.com
2	RISQUES DE MARCHE									
2.1	Volatilité du cours du MGA vs. USD	Très Probable	Critique	100	Intolérable	État Malagasy (Instruments de couverture du risque de volatilité)	Ecart type 2015-2021	0,1	0,0	fr.countryeconomy.com
2.2	Volatilité du cours du Baril de pétrole	Très Probable	Critique	100	Intolérable	État Malagasy, OMH (Instruments de couverture du risque de volatilité)	Ecart type 2015-2022	0,2	0,0	fr.countryeconomy.com
2.3	Inflation locale	Probable	Grave	60	Inacceptable	Banque Centrale	Taux d'inflation	4,5%	5,9%	tradingeconomics.com

(2 / 2)

REF.	NATURE DES RISQUES	PROBABILITE	IMPACT MGA (GRAVITE)	EVALUATION	ACCEPTABILITE	RESPONSABILITE	KPI	Valeur Madagascar	Norme	Source
3	RISQUES OPERATIONNELS/COMMERCIAUX									
3.1	Disponibilité des ouvrages de production	Probable	Critique	80	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Facteur de disponibilité	66,4%	85,0%	Rapport d'activité JIRAMA
3.2	Consommations spécifiques des groupes	Probable	Critique	80	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Consommation spécifique moyenne (Gr/Kwh)	215	205	Rapport d'activité JIRAMA
3.3	Risques de pertes techniques	Probable	Critique	80	Intolérable	Investisseur/Opérateur/Régulateur	Taux de pertes globales*	27,9%	15,0%	Rapport d'activité JIRAMA
3.4	Risques de pertes non techniques / commerciales	Probable	Critique	80	Intolérable	Investisseur/Opérateur/Régulateur	Taux de pertes globales*	27,9%	15,0%	Rapport d'activité JIRAMA
3.5	Défaillance du contrôle interne	Très Probable	Critique	100	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Qualité des comptes (Certification sans réserve = 5, Certification avec réserve = 10, Refus de certifier = 15)	10	5	Rapport d'activité JIRAMA
3.6	Faible accès à l'électricité	Probable	Critique	80	Intolérable	Etat Malgache/Investisseur	Taux d'accès à l'électricité	28,4%	75,0%	fr.countryeconomy.com
4	RISQUES FINANCIERS									
4.1	Sous-capitalisation/insolvabilité	Très Probable	Critique	100	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Note (Modele de Altman)	-0,7	3,0	Rapport d'activité JIRAMA
4.2	Surendettement	Probable	Critique	80	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Taux d'endettement	1,4	0,7	Rapport d'activité JIRAMA
4.3	Crédit fournisseurs	Probable	Grave	60	Inacceptable	Investisseur/Opérateur	Crédit fournisseurs (en jours)	349,5	45,0	Rapport d'activité JIRAMA
4.4	Crédit clients (recouvrement)	Probable	Critique	80	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Taux de recouvrement	53,0%	95,0%	Rapport d'activité JIRAMA
4.5	Défaut/insuffisance de rentabilité	Très Probable	Critique	100	Intolérable	Investisseur/Opérateur	Taux de rentabilité économique	-20,6%	8,0%	Rapport d'activité JIRAMA
4.6	Couverture du service de la dette	Possible	Grave	45	Permissible	Investisseur/Opérateur	DSCR (Ratio de couverture du service de la dette)	-580,4%	100,0%	Rapport d'activité JIRAMA

4.2.5. Le prolongement de l'analyse : le modèle de notation financière du secteur Malagasy de l'électricité

Selon les perspectives financières, l'objectif d'une entreprise est de s'assurer qu'elle se procure un retour sur les investissements réalisés et qu'elle parvient à mitiger les risques considérés comme les plus critiques. Les objectifs peuvent être atteints en satisfaisant les besoins de tous les acteurs impliqués dans l'entreprise, tels que les actionnaires, les clients et les fournisseurs.

Les actionnaires font partie intégrante de l'entreprise puisqu'ils sont les apporteurs de capitaux ; ils sont donc satisfaits lorsque l'entreprise connaît un succès financier. Ils veulent être sûrs que l'entreprise génère continuellement des revenus et que l'organisation atteint des objectifs tels que l'amélioration de la rentabilité et le développement de nouvelles sources de revenus. Les mesures prises pour atteindre ces objectifs peuvent inclure l'introduction de nouveaux produits et services, l'amélioration de la proposition de valeur de l'entreprise et la réduction des coûts d'exploitation.

4.2.5.1. L'efficacité du « scoring »

La notation ou scoring est dans la plupart des cas utilisée dans le domaine du crédit et de l'assurance pour déterminer le risque présenté par un emprunteur ou un assuré potentiel, c'est-à-dire mesurer la probabilité de défaillance de ce dernier. Le score (ou la note) permet alors de décider de la faisabilité du crédit et sur cette base, de déterminer un taux ou une prime d'assurance.

Le scoring est donc un outil d'aide à la décision d'investissement et de financement. Il a pour but d'aider un décideur (investisseur notamment) à mieux appréhender et surtout à anticiper la rentabilité et la solvabilité (probabilité de réalisation) et donc le niveau d'incertitude ou de volatilité qui pèse sur le rendement ou la performance d'un investissement ou d'une activité. En conséquence, il vise pour l'investisseur ou l'opérateur à fixer un niveau de rendement (rémunération) des capitaux (fonds propres ou dettes) qu'il envisage d'investir compte tenu du risque assumé.

Pour être en mesure d'évaluer l'incertitude sur la performance (rentabilité, solvabilité,...), nous allons recourir à un système de notation qui va nous permettre de déterminer si l'investissement considéré (y compris tous les paramètres qui le sous-tendent) possède des caractéristiques susceptibles de prévoir si cet investissement va générer sur horizon temporel défini les rendements, financiers, économiques, commerciaux, opérationnels escomptés.

Le critère de décision repose sur le résultat obtenu. À l'issue du processus, une décision de se lancer dans l'investissement sera d'autant plus favorable que l'incertitude sur les rendements est faible et vice-versa⁵⁹.

4.2.5.2. Analyse de risques et scoring des investissements

L'identification des risques conduite précédemment a permis de classer et caractériser les principaux facteurs de vulnérabilité qui pèsent sur le secteur de l'électricité Malagasy. L'intérêt d'un tel exercice est qu'il a un spectre d'analyse bien plus large qu'une notation financière classique qui se limite à évaluer la

⁵⁹ Il convient de préciser que même si cette démarche s'applique le plus souvent à l'échelle d'une entreprise, rien n'empêche d'exploiter ces résultats au niveau sectoriel, en particulier lorsque l'observation statistique et l'évaluation est faite au sein du principal opérateur de ce secteur, comme c'est le cas pour la JIRAMA à Madagascar.

probabilité d'insolvabilité dans le cadre d'une entreprise opérant dans le secteur (Modèle de Altman) avec comme seules données statistiques les États Financiers de la JIRAMA.

Dans une optique d'assainissement et de renforcement de la performance de ce secteur clé, la présente analyse présente un double avantage :

- Elle permet d'envisager des plans d'actions en vue de l'atténuation ou de la correction des facteurs de vulnérabilité identifiés (Couverture du risque) ;
- Elle permet également à travers la définition pour chaque facteur de vulnérabilité d'un Indicateur Clé de Performance pertinent (KPI) de pouvoir mesurer le risque inhérent à ce facteur.

La démarche de construction du modèle de scoring (ScoreCard) suit une règle relativement simple :

1. À chaque facteur de vulnérabilité correspond un KPI jugé pertinent car permettant une évaluation objective de ce facteur de vulnérabilité, et
2. Pour chacun de ces KPIs, une valeur cible ou normative est définie ou convenue. Cette valeur cible reflète la norme admise en relation avec les meilleures pratiques de l'industrie (benchmarking).

In fine, la note favorable ou défavorable est fonction de la minimisation de l'écart de la valeur observée par rapport à la norme prédéfinie. Il est utile de souligner toutefois, que la note attribuée à chacun des KPIs est pondérée en fonction du niveau d'acceptabilité du risque sous-jacent tel que défini dans l'analyse des risques.

Tableau 54 : Tableau de correspondance entre la valeur du KPI et la note/score non pondérée

Ecart KPI vs. Norme (- défavorable/+Favorable)	Score intermédiaire
Plus de 74% au dessus de la norme	5
Entre 50% et 74% au dessus de la norme	15
Entre 25% et 49% au dessus de la norme	25
Entre 0% et 24% au dessus de la norme	40
Entre 1% et 25% en dessous de la norme	50
Entre 26% et 50% en dessous de la norme	65
Entre 51% et 75% en dessous de la norme	80
Plus de 75% en dessous de la norme	100

La somme des risques individuels pondérés permet ainsi d'obtenir un score (note) global qui exprime le niveau de risque en fonction des caractéristiques de chaque investissement considéré par le modèle.

Tableau 55 : Coefficient (pondération) de la note par niveau d'acceptabilité

Niveau d'acceptabilité	Coefficient de pondération
Intolérable	5
Inacceptable	4
Permissible	2
Acceptable	1

Les notes s'échelonnent sur une échelle allant de 5 à 100. La valeur maximale de 100 correspondant au niveau de risque maximal ou encore à l'espérance (probabilité) de performance ou de rentabilité la plus faible et conséquemment, à l'établissement d'une prime de risque maximale. La fixation du niveau de rémunération attendu ou de la prime de risque sollicitée pour chaque investissement évalué sera laissée à la libre appréciation de chaque opérateur/investisseur ou utilisateur du modèle de scoring en fonction de la note restituée par le modèle.

Tableau 56 : Grille de notation

Score	Commentaire
Moins de 10	Très forte probabilité de performance opérationnelle et financière (>90%)
Entre 10 et 25	Forte probabilité de performance opérationnelle et financière (>75%,<=90%)
Entre 25 et 40	Bonne probabilité de performance opérationnelle et financière (>60%,<=75%)
Entre 40 et 50	Probabilité de performance opérationnelle et financière (>50%,<=60%)
Entre 50 et 65	Faible probabilité de performance opérationnelle et financière (>35%,<=50%)
Entre 65 et 80	Probabilité de performance opérationnelle et financière hypothétique (>20%,<=35%)
Plus de 80	Performance opérationnelle et financière très hypothétique (<20%)

Il convient enfin de souligner que dans le cas des projets d'investissement, appelé « scoring prospectif » ; pour lesquels les données utilisées sont prévisionnelles, la note finale obtenue se trouvera dépréciée en fonction de l'horizon ou durée sur laquelle s'étalent les prévisions (**n**).

La volatilité de la prime de risque Malagasy⁶⁰ (Prime de risque sur les prêts Malagasy = taux préférentiel moins taux des bons du Trésor) est déterminée par l'écart-type (**e**) des différentes primes de risque observées entre 2011 et 2021. Le coefficient de décote (**d**) est déterminé par capitalisation (au choix suivant la méthode des intérêts simples ou des intérêts composés) sur la durée des prévisions exprimée en années. La capitalisation se fait pour chaque période ou horizon de temps en retranchant une année puisque nous prenons pour hypothèse qu'un horizon de prévision d'un an ne comportent pas d'incertitude majeure et donc ne fait pas l'objet de décote. Enfin, au-delà de 10ans et par soucis de simplification, le coefficient ne varie plus.

⁶⁰ <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/FR.INR.RISK?view=chart&locations=MG>

Tableau 57 : Évaluation du coefficient de décote

Evolution Prime de risque Madagascar

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Prime de risque sur les prêts	42,9%	49,2%	52,3%	51,6%	47,8%	51,6%	51,3%	47,8%	42,4%	42,0%	42,6%

 source: <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/>

Volatilité/Ecart-type (e)

4,0%
Formules de calcul du coefficient de décote
 $d = 1 + [e * (n - 1)]$ => Méthode des intérêts simples

 $d = \text{puissance}(1 + e, n - 1)$ => Méthode des intérêts composés

Tableau de détermination des coefficients de décote

Horizon (n)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Méth. Simple	1,00	1,00	1,04	1,08	1,12	1,16	1,20	1,24	1,28	1,32	1,36
Méth. Composée	1,00	1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,42
Note prospective Méth. Simple	60	60	62	65	67	70	72	74	77	79	82
Note prospective Méth. Composée	60	60	62	65	67	70	73	76	79	82	85

Ainsi, d'après la méthode simple ici retenue, Il ressort des calculs effectués qu'un investissement dont le score est évalué à 60, a une faible probabilité de performance opérationnelle et financière puisqu'elle est comprise entre 35% et 50%. Il ressort du modèle, une relation inverse entre le score prospectif et la probabilité de performance opérationnelle et financière. C'est ainsi que un investissement dont la réalisation va accuser un retard verra sa note prospective augmenter et donc, sa probabilité de performance opérationnelle et financière diminuer significativement avec le temps comme il ressort de la grille de notation présentée plus haut.

À titre d'illustration, l'investissement considéré aura une note prospective évaluée à :

- 77 pour un retard de huit (8) années, et
- 82 pour un retard de dix (10) années.

Cet accroissement de la probabilité de performance opérationnelle et financière hypothétique confirme l'accroissement de la volatilité et des incertitudes avec le temps pour les investissements.

4.2.6. Conclusions

La synthèse de l'analyse des risques et du scoring attribué à la JIRAMA en guise d'illustration sur la période 2015-2021 aboutit à un score global pondéré de 84, ce qui correspond à une probabilité de performance opérationnelle et financière très hypothétique car inférieure à 20%.

Tableau 58 : Score prévisionnel global Industrie électrique Malagasy

		ELECTRICITY SECTOR'S UTILITY SCORE CARD			
Informations Générales					
Entité	JIRAMA				
Scénario	Prévisions				
Début	2023	Fin	2027		
Screening					
INDICATEUR CLE DE PERFORMANCE (KPI)	REF.	ACCEPTABILITE	NORME KPI	VALEUR KPI	SCORE NP
Prime de risque Pays	1.1	Inacceptable	3,3%	42,6%	100
Indice de fragilité	1.2	Intolérable	70	84	50
Global Climate Risk Index	1.3	Intolérable	100	20	100
Indice Doing Business	1.4	Permissible	66,03	48,89	65
Volatilité du cours du MGA vs. USD	2.1	Intolérable	0,00	0,06	100
Volatilité du cours du Baril de pétrole	2.2	Intolérable	0,00	0,24	100
Inflation locale	2.3	Inacceptable	5,9%	4,5%	40
Disponibilité des ouvrages de production	3.1	Intolérable	85,0%	66,4%	50
Consommations spécifiques des groupes	3.2	Intolérable	205	215	40
Risques de pertes techniques	3.3	Intolérable	15,0%	27,9%	100
Risques de pertes non techniques / commerciales	3.4	Intolérable	15,0%	27,9%	100
Défaillance du contrôle interne	3.5	Intolérable	5	10	100
Faible accès à l'électricité	3.6	Intolérable	75,0%	28,4%	80
Sous-capitalisation/insolvabilité	4.1	Intolérable	3,00	-0,71	100
Surendettement	4.2	Intolérable	67%	141%	100
Crédit fournisseurs	4.3	Inacceptable	45	349	100
Crédit clients (recouvrement)	4.4	Intolérable	95%	53%	65
Défaut/insuffisance de rentabilité	4.5	Intolérable	8%	-21%	100
Couverture du service de la dette	4.6	Permissible	100%	-580%	100
SCORE PREVISIONNEL GLOBAL PONDERE					84
Commentaire					
Performance opérationnelle et financière très hypothétique (<20%)					
Grille de Scoring					
Score	Commentaire				
Moins de 10	Très forte probabilité de performance opérationnelle et financière (>90%)				
Entre 10 et 25	Forte probabilité de performance opérationnelle et financière (>75%,<=90%)				
Entre 25 et 40	Bonne probabilité de performance opérationnelle et financière (>60%,<=75%)				
Entre 40 et 50	Probabilité de performance opérationnelle et financière (>50%,<=60%)				
Entre 50 et 65	Faible probabilité de performance opérationnelle et financière (>35%,<=50%)				
Entre 65 et 80	Probabilité de performance opérationnelle et financière hypothétique (>20%,<=35%)				
Plus de 80	Performance opérationnelle et financière très hypothétique (<20%)				

4.3. Suivi & Évaluation de la Régulation

4.3.1. Le cadre analytique de la régulation

La loi Malagasy No. 2017-020 portant Code de l'Électricité a pour objet de libéraliser l'industrie électrique en assurant une séparation fonctionnelle des segments qui la composent : la Production, le Transport, la Distribution et la Commercialisation. Les deux segments qui comportent une gestion des infrastructures, c'est à dire les réseaux de Transport et de Distribution d'électricité; présentent des caractéristiques de monopole naturel⁶¹.

Cela revient à dire qu'une entreprise qui intervient dans l'un ou l'autre de ces segments peut utiliser et abuser de son pouvoir de marché au détriment des consommateurs puisqu'elle n'a par définition pas de concurrent. Le gouvernement Malagasy a ainsi choisi de contrôler les monopoles naturels en les séparant des autres segments, et en le réglementant au travers d'un organe technique spécialisé dans le secteur de l'Électricité : l'Office de Régulation de l'Électricité⁶² (ORE).

La mission première et la raison d'être de tout organe de régulation dans le secteur de l'électricité, et de l'ORE en particulier est donc « d'assurer la réglementation économique et financière de l'industrie électrique, c'est-à-dire la régulation, en fonction de la structure du marché de l'électricité et dans l'optique d'offrir des services de qualité et à un prix raisonnable, à tous les consommateurs ».

Cela vise à concilier de la meilleure manière possible l'intérêt public, la protection des consommateurs ainsi qu'un traitement équitable des opérateurs du service de l'électricité (producteurs, transporteur et distributeurs et concessionnaires et permissionnaires)

Ce cadre analytique général sert de base à l'exercice d'évaluation des fonctions du Régulateur, c'est-à-dire du mode d'exercice de la régulation par l'ORE, dans le paysage électrique Malagasy. Cela va nous permettre d'analyser la situation et de faire des propositions et/ou des recommandations dans le cas spécifique de l'ORE, pour lui permettre de réaliser les fonctions qui lui incombent de la réforme, au travers de la mise en œuvre :

- Des analyses économiques et financières, desquelles découlent les questions de détermination des tarifs et de régulation tarifaire ;
- Des analyses techniques et environnementales, desquelles découlent les orientations en matière de qualité du service, de sécurité et de fiabilité des approvisionnements en énergie, d'investissements en infrastructures de transport et de distribution d'électricité, de maîtrise de l'énergie, de prise en compte et d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique Malagasy;
- Des analyses juridiques et des questions d'ordre légal, lesquelles sont essentielles pour permettre à l'ORE d'assumer efficacement ses tâches et responsabilités dans le cadre juridique et institutionnel en vigueur.

⁶¹ On dit d'une industrie qu'elle possède les caractéristiques d'un monopole naturel lorsque la recherche de l'efficacité technique est incompatible avec un partage de l'industrie entre plusieurs producteurs. Deux particularités essentielles d'un monopole naturel méritent l'attention. Une analyse des caractéristiques du monopole naturel est fournie dans le Chapitre 1 qui traite des segments de la structure du marché.

⁶² Dans les faits l'organisme régulateur dénommé plus tard Office de Régulation de l'Électricité (ORE) avait été institué par la loi 98-032. La loi 2017-020 portant Code de l'Électricité (CODELEC) a érigé cette entité en Autorité de Régulation de l'Électricité (ARELEC) afin de faciliter l'exercice de ses missions et de mieux asseoir son indépendance. Dans ce rapport, nous parlons de l'ORE mais l'analyse se fait sur la base des attributions du CODELEC.

4.3.2. L'indice de Réglementation de l'Électricité de la Banque Africaine de Développement

La Banque africaine de développement (BAD) a conçu et développé en 2018, un Indice de Réglementation de l'Électricité⁶³ (ERI) dont la dernière publication date de l'année 2021. L'ERI mesure le niveau de développement des cadres réglementaires du secteur de l'électricité dans les pays africains et la capacité des autorités de réglementation à s'acquitter efficacement de leurs missions.

Cet indice renseigne de manière édifiante sur les nombreux défis auxquels est confrontée la mise en œuvre de la réglementation économique, financière et technique de l'industrie électrique en Afrique. En termes d'évaluation, il propose une échelle de 0,000 à 1,000 pour rendre compte des résultats de la régulation des pays analysés.

L'ERI est un indice composite dont l'évaluation repose sur les indicateurs principaux suivants :

5. L'indice de gouvernance réglementaire⁶⁴ (RGI), qui évalue dans quelle mesure les lois, procédures, normes et politiques régissant le secteur de l'électricité fournissent un cadre réglementaire transparent, prévisible et crédible qui répond aux normes internationales.

Sous cet indice, Madagascar a obtenu un score de 0,715 qui se situe légèrement en-dessous de la moyenne du continent qui est à 0,735. Le score malagasy signifie toutefois que le pays a mis en place le cadre juridique nécessaire dans sa législation réglementaire primaire pour créer des régulateurs indépendants dans le cadre de la gestion de l'industrie électrique (CODELEC 2017).

6. L'Indice de Substrat Réglementaire⁶⁵ (RSI) évalue dans quelle mesure les régulateurs du secteur de l'électricité s'acquittent de leur mandat et mettent en œuvre les pratiques et les processus qui influent sur les résultats réglementaires.

Sur ce point, Madagascar a obtenu un score 0,565, là encore légèrement en dessous de la moyenne du continent qui se situe à 0,575. Ce score signifie que le régulateur malagasy, l'ORE doit s'améliorer pour accroître la performance de la mise en œuvre de son mandat réglementaire, de ses instruments et de ses procédures de régulation.

7. L'indice de réglementation de l'électricité pour la gouvernance et le substrat⁶⁶ (ERIGs) est calculé en faisant la moyenne des scores agrégés sur le RGI et le RSI. Le RGI et le RSI évaluent ensemble l'efficacité d'un environnement réglementaire pour soutenir les réformes du secteur de l'électricité, promouvoir l'efficacité et atteindre les objectifs nationaux.

Sur ce point, Madagascar a obtenu un score de 0,640, toujours légèrement en-dessous de la moyenne du continent qui se situe à 0,655. Cela implique que l'environnement réglementaire global doit être amélioré pour être en mesure de soutenir avec succès la réforme de l'industrie électrique Malagasy.

8. L'Indice des Résultats Réglementaires⁶⁷ (ROI) mesure, du point de vue des opérateurs (concessionnaires, permissionnaires et détenteurs de licences de fourniture) et/ou des

⁶³ ERI : Electricity Regulatory Index for Africa – 2021.

<https://africa-energy-portal.org/sites/default/files/2021-12/08122021%20ERI%20report%202021.pdf>

⁶⁴ Regulatory Governance Index (RGI)

⁶⁵ Regulatory Substance Index

⁶⁶ Electricity Regulatory Index for Governance & Substance

⁶⁷ Regulatory Outcome Index

consommateurs, la mesure dans laquelle le régulateur a un impact positif ou négatif dans sa supervision et son contrôle de l'ensemble de l'industrie.

Il repose sur des indicateurs de : (a) la performance financière et la compétitivité ; (b) la qualité de la prestation de service (commerciale et technique) ; et (c) la facilitation de l'accès à l'électricité sur le territoire malagasy.

Madagascar présente un score très médiocre de 0,069 qui est largement en-dessous de la moyenne du continent qui se situe à 0,339. Ce score qui place Madagascar dans les cinq dernières places du classement indique que bien que le cadre réglementaire légal soit en place et qu'il y ait eu un certain niveau de mise en œuvre, les impacts attendus aussi bien sur les performances de opérateurs, et notamment du plus important d'entre eux, la JIRAMA; qu'au bénéfice des consommateurs sont pour le moins dérisoires

En définitive, le score ERI global de Madagascar est de 0,210. Ce qui classe l'industrie Malagasy au 38^{ème} rang sur les 43 pays évalués de l'échantillon⁶⁸.

4.3.3. Le Suivi / Évaluation de l'ORE dans la mise en œuvre de la régulation à Madagascar

L'objectif général de la réforme du secteur malagasy de l'électricité, objet de la loi No. 2017-020 portant Code de l'Électricité, est d'améliorer le bien-être de la population au travers de l'accroissement de l'accès à ce service essentiel, et également de l'amélioration de la qualité de service.

La traduction de ces objectifs poursuivis pour l'ORE se résume à viser la mise sur pied d'un environnement réglementaire adéquat pour mener à bien les réformes sectorielles, promouvoir l'efficacité globale du système électrique Malagasy et partant, atteindre les objectifs énoncés dans la Nouvelle Politique Énergétique 2015 – 2030.

La figure qui suit montre bien que les objectifs poursuivis restent les mêmes, quelle que soit l'institution « Principale⁶⁹ » analysée. Dans le cas de l'ORE, nous reprenons la taxonomie des trois (3) objectifs fondamentaux poursuivis dans le processus des réformes sectorielles et nous la mettons en adéquation avec la décomposition proposée par la BAD, pour le calcul de l'ERI global.

⁶⁸ À titre d'information, L'Ouganda qui occupe la 1^{ère} a obtenu un score de 0,823 parmi les 43 pays évalués en tant qu'industrie électrique la mieux réglementée d'Afrique suivant les indicateurs clés retenus par la BAD.

⁶⁹ Le chapitre qui traite des options institutionnelles présente la notion de « relation d'agence » qui met en scène le « Principal » qui est l'État Malagasy ou un de ses démembrements, ici l'ORE et « l'Agent » qui ici sont les opérateurs Malagasy (JIRAMA et les autres concessionnaires, Permissionnaires et détenteurs de licences de fourniture).

Figure 19 : Objectifs poursuivis par l'ORE dans le cadre de ses missions

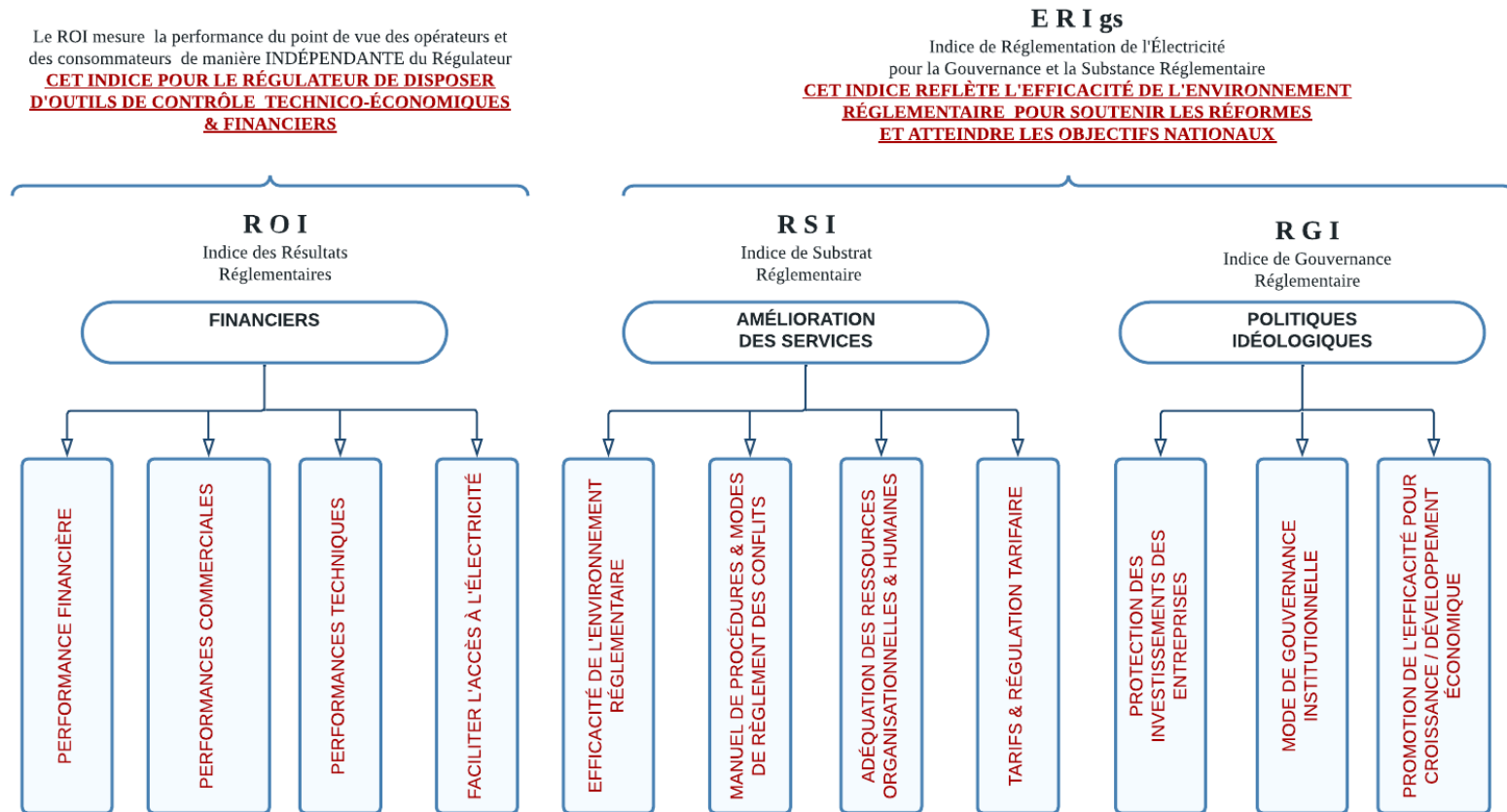


Figure adaptée par le Consultant à partir de ERI 2021 de la BAD

Taxonomie des objectifs fondamentaux poursuivis dans le processus des réformes sectorielles :

1. Objectifs financiers (ROI : Indice des Résultats Réglementaires)
 - Accroître les revenus
 - Réduire les coûts
 - Réduire les subventions
 - Générer des cash-flows

N.B. Il est à noter que ces objectifs sont « externes » à l'ORE, c'est-à-dire que leurs performances dépendent de la JIRAMA et des autres opérateurs. L'ORE est ainsi dans l'obligation de se doter d'outils de contrôle pour être en mesure de juger de la performance des activités des opérateurs, et donc des résultats réglementaires.
2. Objectifs d'amélioration des services (RSI : Indice de Substrat Réglementaire)
 - Efficacité de l'environnement réglementaire
 - Manuel des procédures & Modes de règlement des conflits
 - Adéquation des ressources organisationnelles (Matérielles et financières) et humaines
 - Tarifs & Régulation tarifaire
3. Objectifs politiques / idéologiques (RGI : Indice de Gouvernance Réglementaire)
 - Protection des investissements des entreprises & protection des consommateurs
 - Mode de gouvernance institutionnelle (dans le cas Malagasy)
 - Promotion de l'efficacité pour impulser la croissance / développement économique

N.B. Ces deux indices servent à déterminer l'indice de Réglementation de l'Électricité pour la gouvernance et le substrat (ERI_{gs}) qui juge si les indicateurs retenus permettent de juger de l'efficacité de la performance réglementaire de l'ORE pour soutenir les réformes sectorielles de l'industrie électrique Malagasy.

Nous allons donc passer en revue les résultats intrinsèques de l'ORE à la lumière des informations obtenues sur le terrain, et des indicateurs et des résultats fournis dans le rapport ERI 2021⁷⁰.

4.3.3.1. Objectifs financiers (ROI : Indice des Résultats Réglementaires)

Le score obtenu par Madagascar pour le ROI est médiocre puisqu'il se limite 0,069. Cela correspond aux mauvaises performances affichées par la JIRAMA⁷¹ aussi bien pour ce qui est de la performance financière, que pour ce qui concerne la qualité de service commercial et technique.

La question ici est de savoir si l'ORE dispose des instruments de contrôle qui lui permettent d'assurer le suivi qui lui incombe de l'ensemble des opérateurs de l'industrie électrique Malagasy. C'est en effet parce que l'ORE disposera des outils adéquats de contrôle qu'il sera en mesure de fixer des seuils réalistes aux concessionnaires, permissionnaires et détenteurs de licences de fourniture. L'étape suivante étant d'arriver à inciter ces opérateurs à des jalons convenus d'un commun accord, qui vont dans le sens d'une amélioration de la performance.

⁷⁰ <https://africa-energy-portal.org/sites/default/files/2021-12/08122021%20ERI%20report%202021.pdf>

⁷¹ Ces mauvaises performances sont reprises aussi bien dans le chapitre 1 qui traite du diagnostic, que dans l'analyse des risques qui est menée dans le présent chapitre.

Cela est d'autant plus important en ce qui concerne par exemple la performance financière que c'est par là que sont collectés la totalité des recettes du secteur, et sans lesquelles ni l'exploitation / entretien, ni les investissements de développement ne peuvent être assurés.

Il en est de même des performances techniques et commerciales qui présentent respectivement des taux de pertes de près de 25 % et un rendement global de réseau lui aussi médiocre, ainsi que des incidents trop fréquents sur les réseaux qui se traduisent par des délestages fréquents dans le cas de la JIRAMA.

L'ORE a rôle primordial à jouer pour arriver, en accord avec les opérateurs; à mettre en place des actions correctrices de ces constats préjudiciables à l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité. Or un programme d'actions correctrices suppose de disposer des informations nécessaires l'évaluation de la situation, puis à son suivi de manière récurrente.

Or, il ressort des échanges intervenus avec l'ORE que cette institution de régulation ne dispose pas actuellement d'outils de contrôle qui lui permettraient d'établir un véritable « dialogue régulateur » avec les opérateurs en général, et la JIRAMA en particulier. Il est capital que ce chantier puisse être enclenché au plus tôt et que de façon minimale la batterie d'indicateurs spécifiques à chacun des segments de la chaîne de valeur de l'électricité soit mise sur pied en concertation avec les opérateurs.

Les opérateurs doivent en effet faire l'effort de fournir à l'ORE, les informations et données correspondant à leurs obligations liées⁷² :

- À la disponibilité du service,
- À la qualité du service technique,
- À la qualité du service commercial, ou encore
- À l'amélioration de la desserte.

4.3.3.2. Objectifs d'amélioration des services (RSI : Indice de Substrat Réglementaire)

Adéquation des ressources organisationnelles et humaines de l'ORE

Le score de 0,565 obtenu par Madagascar pour le RSI a amené à énoncer que l'ORE doit s'améliorer pour accroître la performance de la mise en œuvre de son mandat réglementaire.

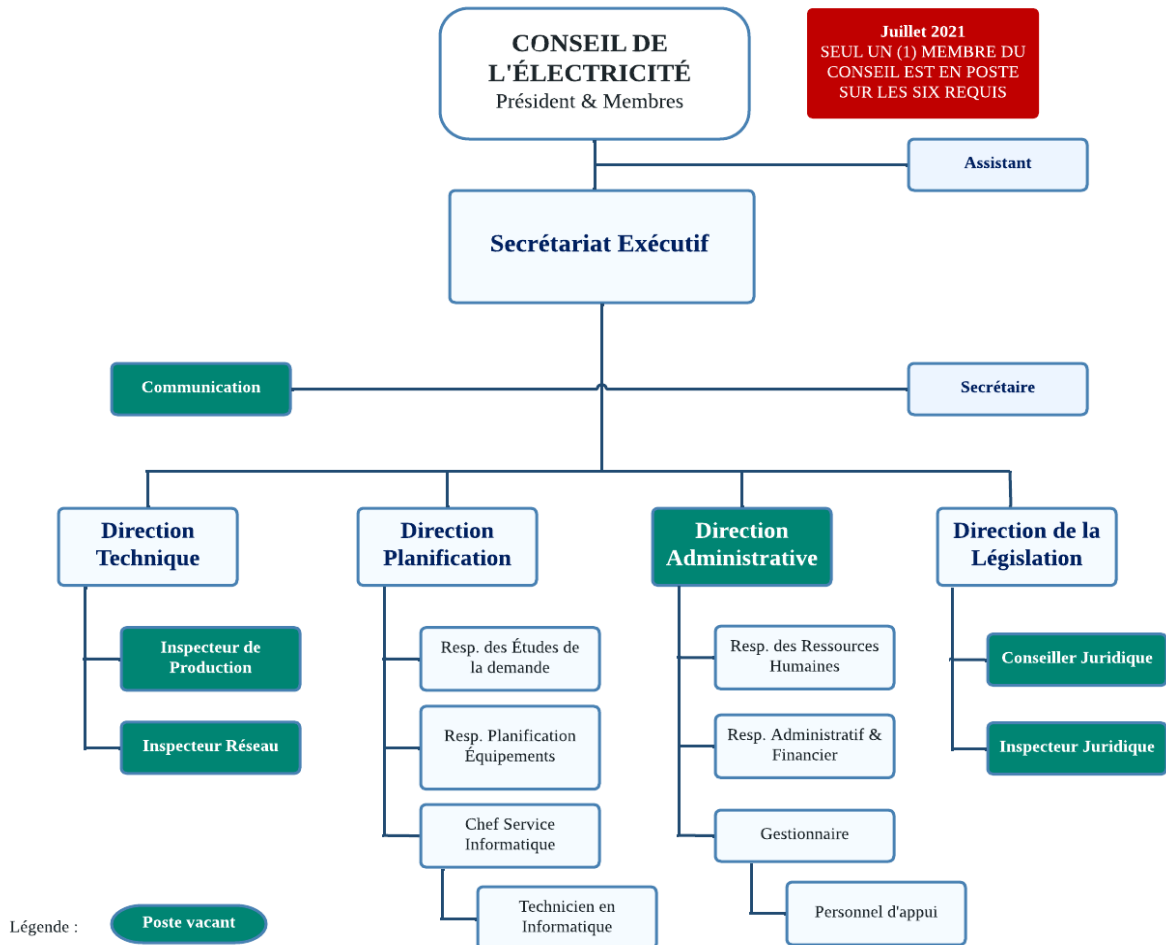
Il y a assurément une nécessité d'adéquation des ressources humaines aux tâches et missions dévolues au régulateur Malagasy. L'article 67 du CODELEC 2017, énonce que l'autorité de régulation⁷³ est constituée

1. D'un Collège de Commissaires (le Conseil de l'Électricité), organe délibérant et
2. D'un Secrétariat exécutif, organe administratif et technique d'exécution; qui constitue l'expertise dont a besoin le Conseil de l'Électricité pour rendre ses décisions.

⁷² À titre d'illustration, nous fournissons en Annexe, un résumé des outils du contrôle technique des opérateurs.

⁷³ Décret No. 2001-803 précisant l'organisation et le fonctionnement de l'organisme régulateur du secteur de l'Électricité.

Figure 20 : Organigramme de l'ORE – Juillet 2021



L'organigramme de l'ORE est fourni ci-dessus et il appelle les remarques suivantes :

- Au niveau du Conseil de l'Électricité : l'article 68 du CODELEC 2017 stipule que le Collège est une unité collégiale de six (6) membres dénommés individuellement « Commissaire de l'Électricité » en précisant l'origine de chacun des six (6) commissaires :
- Un (01) du Ministère en charge de l'Énergie,
 - Un (01) du Ministère en charge de la Recherche Scientifique,
 - Un (01) de l'Ordre des Ingénieurs désigné par l'Ordre,
 - Un (01) des exploitants du secteur de l'Électricité,
 - Un (01) de l'Association des usagers ou des consommateurs,
 - Un (01) des clients industriels, désigné les groupements du secteur privé.

À l'heure actuelle, le Conseil de l'Électricité n'a plus de Président depuis plus de six (6) mois alors que les textes prévoient que la nomination du nouveau Président doit intervenir dans un délai maximum de trois (3) mois.

Un seul des six (6) membres prévus est actif actuellement, en contradiction avec les textes qui prévoient que le remplacement d'un membre du Conseil de l'Électricité doit intervenir dans un délai maximum de trois (3) mois.

Cette situation constitue une irrégularité fondamentale, puisqu'elle pose le problème du quorum requis de ce Collège pour que le Conseil de l'Électricité puisse délibérer. Cela remet également en cause la validité même de ladite délibération. Les actes, décisions, injonctions ou sanctions prises actuellement par le Conseil peuvent systématiquement faire l'objet de recours devant le Conseil d'État du fait de cette irrégularité et avoir de façon quasi-certaine gain de cause pour vice de procédure.

→ Au niveau du Secrétariat exécutif : Il y a actuellement sept (7) positions non comblées parmi lesquelles celles des deux (2) experts de la direction Technique, ainsi que les deux (2) experts également de la direction de la Législation. Compte tenu de l'importance de ces deux directions pour l'étude des dossiers gérés par le Secrétariat exécutif, il est permis d'insister sur l'urgence qu'il y a, à combler au plus tôt ces quatre (4) positions.

Cette remarque qui fait référence au nombre quantitatif d'experts est doublée de l'aspect qualitatif dans la mesure où les experts actuels ne disposent pas au sein de l'ORE d'un programme explicite de renforcement et de développement de l'expertise concernant les cœurs de métier de la régulation économique et technique⁷⁴.

Sur la base des deux constats précédents, la situation actuelle de l'ORE pose un problème pour ce qui concerne l'exercice de l'activité de cette institution. L'irrégularité constatée pour l'unité collégiale des six (6) membres du Conseil, y compris l'absence d'un Président; est de nature à légitimement remettre en cause le mandat légal de cette institution et donc, sa crédibilité.

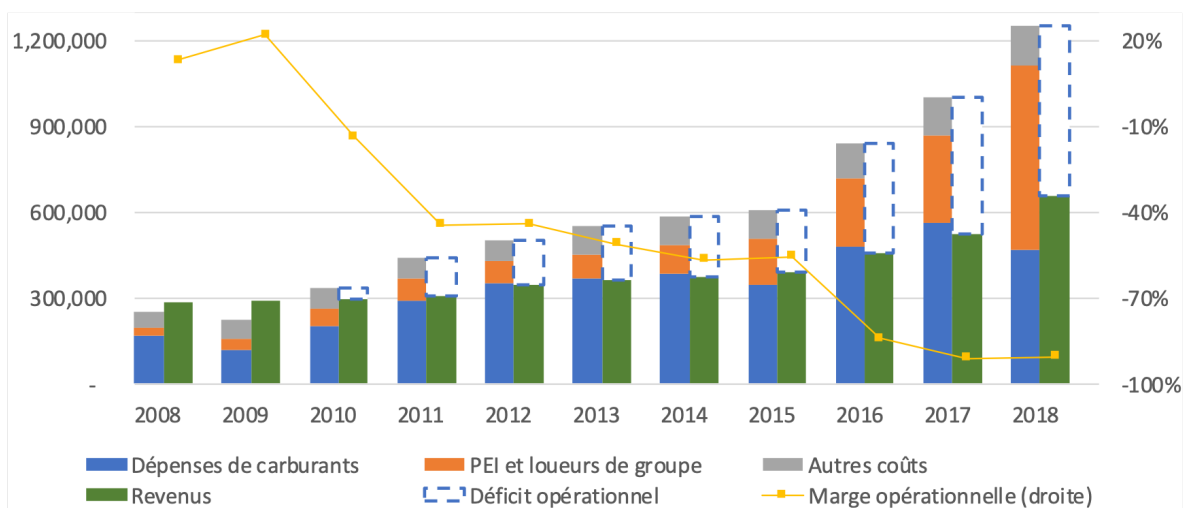
Régulation économique et financière : les tarifs et la régulation tarifaire

Les tarifs actuellement appliqués sur le territoire Malagasy « OPTIMA 2021 » datent du 4 juin 2021, et sont l'objet de la Note de publication ORE/NP01/2021. Le Consultant n'a toutefois pas eu accès à des documents lui permettant de comprendre la méthodologie tarifaire sous-jacente, même si le décret No. 2001-849 portant conditions et modalités de fixation des prix de l'électricité en indique les contours.

En tout état de cause, les tarifs moyens actuellement appliqués ne couvrent pas les coûts du service de l'électricité⁷⁵. Les revenus de la JIRAMA ne lui permettent pas de couvrir ses coûts opérationnels. La société nationale d'électricité est en déficit opérationnel depuis 2010, et ce déficit n'a cessé d'augmenter depuis, comme le montre la Figure 16 ci-dessous.

⁷⁴ Des propositions sont faites à l'ORE dans la partie consacrée au développement institutionnel.

⁷⁵ Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA – Rapport CASTALIA, Octobre 2019

Figure 21 : Déficit (à gauche en 10³ MGA) et marge (à droite en %) opérationnels de la JIRAMA


Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA – Rapport CASTALIA, Octobre 2019.

Le déficit opérationnel a été multiplié par 25 entre 2010 et 2018, principalement en raison de l'augmentation des dépenses de carburant et du coût des Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) et loueurs de groupes. Les dépenses de carburant ont plus que doublé et le coût des PIE et loueurs de groupes a été multiplié par 10 alors que les revenus n'ont augmenté que de 76% comme l'indique le détail des chiffres du tableau repris ici.

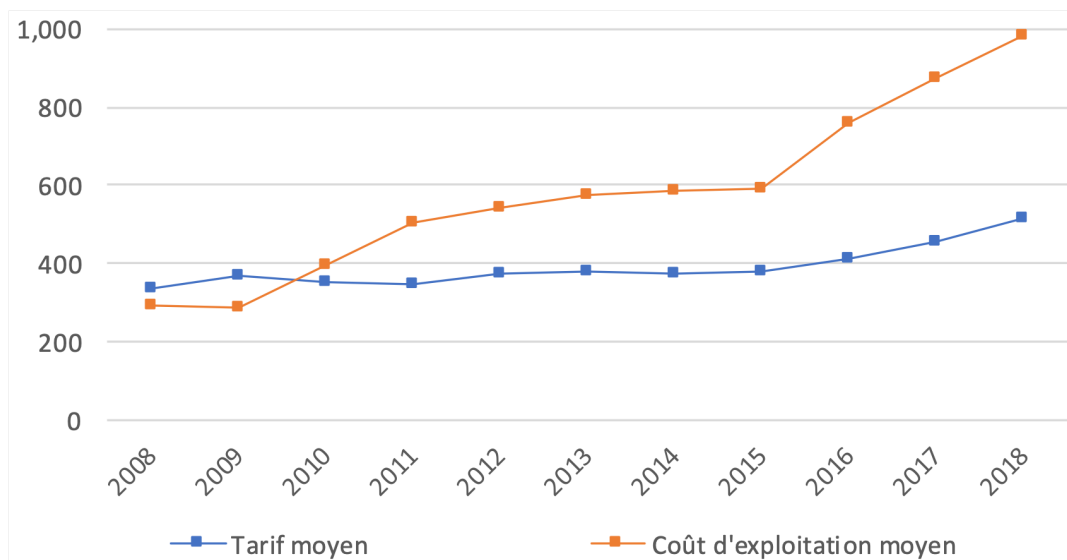
Tableau 59 : Extrait des comptes d'exploitation pour l'activité Électricité de la JIRAMA (mds MGA)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Dépenses de carburants	167,8	116,2	201,6	290,0	352,1	369,5	386,0	346,1	480,1	564,2	471,0
PIE et loueurs de groupes	29,2	43,0	64,5	79,3	76,6	83,1	102,2	159,5	241,4	304,7	640,0
Autres coûts	53,1	66,4	71,2	74,2	74,2	97,1	100,1	100,4	119,1	132,3	143,0
Revenus	288,0	289,3	297,3	307,4	348,8	363,7	375,6	389,7	456,5	524,0	658,0

Source : Comptes d'exploitation de la JIRAMA, 2008-2018

La JIRAMA perd de l'argent pour chaque kWh vendu. Le coût de revient de la JIRAMA est supérieur au revenu moyen depuis 2010 comme il ressort de la figure suivante. En 2018, le tarif moyen de 516 MGA / kWh couvrait à peine la moitié du coût de revient de 983 MGA / kWh.

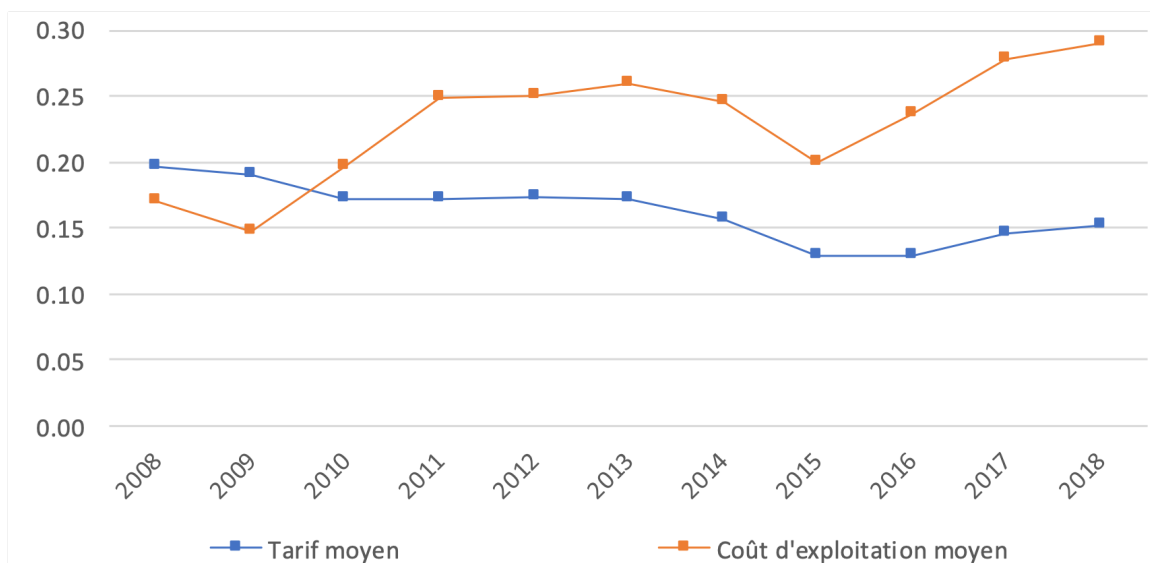
Figure 22 : Comparaison du coût de revient et tarif moyen (MGA / kWh)



Source : Comptes d'exploitation électricité de la JIRAMA, 2008 à 2018

Une partie de cette situation s'explique par la dépréciation du MGA et l'absence d'indexation des tarifs sur le taux de change. La Figure 18 montre le coût opérationnel moyen et le tarif moyen en USD par kWh. L'Ariary a perdu quasiment la moitié de sa valeur sur la période, de 1 766 MGA par USD (au 31 décembre 2007) à 3 446 MGA par USD (au 31 décembre 2018). Le tarif moyen en USD a diminué de près de 25% sur la période. Globalement, les coûts opérationnels en USD ont quasiment doublé sur la période, même si cette augmentation est plus faible qu'en MGA (en MGA, les coûts ont triplé). La diminution du coût moyen en 2015 est due à une forte dépréciation du taux de change entre 2014 (2 395 MGA par USD en moyenne sur l'année) et 2015 (2 964 MGA par USD en moyenne sur l'année).

Figure 23 : Comparaison du coût de revient et tarif moyen (USD / kWh)



Source : Comptes d'exploitation électricité de la JIRAMA, 2008 à 2018 ; US Bureau of the Fiscal Service, taux de change entre 2008 et 2018

4.3.3.3. Objectifs politiques / idéologiques (RGI : Indice de Gouvernance Réglementaire)

Cet indice est celui pour lequel Madagascar a obtenu le meilleur score, avec une valeur de 0,715 qui confirme avec la promulgation du CODELEC 2017, l'existence du cadre juridique nécessaire dans la législation réglementaire primaire Malagasy pour la création d'un régulateur de l'électricité indépendant.

Pour autant, est-il possible d'affirmer que le cadre réglementaire de cette autorité de régulation de l'électricité est pleinement mis en œuvre et aboutit à des résultats ?

L'ORE a adopté un mode de régulation institutionnelle en opposition à un mode régulation contractuelle⁷⁶. Cela signifie qu'elle a la responsabilité de superviser la totalité des opérateurs de la chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar et de s'attacher à contrôler de façon précise les normes de performance, les niveaux et la qualité du service, l'efficacité et la tarification.

Tableau 60 : Régulation institutionnelle Vs contractuelle - Avantages et désavantages

	AVANTAGES	DÉSAVANTAGES
RÉGULATION INSTITUTIONNELLE	<ul style="list-style-type: none"> - Souplesse d'approche : sur la base de principes pré-spécifiés, il est possible de modifier la régulation quant au contrôle des tarifs et des normes de services à la lumière des changements de circonstances imprévues au moment où les contrats de services ont été mis en place. Cette souplesse est bénéfique tant pour l'opérateur que pour les clients - La régulation est exécutée par un groupe d'experts pointus avec une compréhension exhaustive aussi bien des aspects économiques & financiers que des aspects techniques relative à l'exploitation. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dans les pays où il n'y a pas une forte tradition de régulation effective et indépendante, cela peut être perçu par les soumissionnaires potentiels comme un risque important et de ce fait diminuer leurs intérêts à soumissionner - Il est plus coûteux d'établir et d'administrer une régulation institutionnelle que contractuelle.
RÉGULATION CONTRACTUELLE	<ul style="list-style-type: none"> - En principe, ce mode de régulation permet un cadre plus clair pour les normes à respecter les coûts / tarifs. Ce qui minimise l'incertitude pour l'opérateur. - Repose sur les lois en vigueur pour les contrats et sur les tribunaux pour faire respecter les contrats - Ne requiert pas de changements institutionnels 	<ul style="list-style-type: none"> - Relativement rigide, requiert la renégociation du contrat dans des situations non prévues ou en cas de nouvelles exigences, - Bien qu'il puisse y avoir une provision de recruter un expert dans des cas de résolution de conflit, le recours ultime est le tribunal selon la loi des contrats. Lesquels tribunaux peuvent être mal équipés pour gérer des éléments techniques et économiques liés à l'industrie électrique. - Des efforts considérables sont requis pour le design initial d'un contrat afin de s'assurer que les exigences réglementaires sont entièrement et correctement stipulées.

Cette forme de gouvernance présente une contrainte majeure sans laquelle l'exercice peut se révéler vain : elle requiert un très haut degré de professionnalisme aussi bien pour le Conseil de l'Électricité, que pour l'ensemble des ressources humaines du Secrétariat exécutif. Ce dernier organe spécifiquement, doit disposer d'un corps compétent d'experts qui doit sur la base de cette expertise pointue, jouir d'une autonomie en matière réglementaire.

⁷⁶ Contrairement à la gouvernance institutionnelle, le mode de régulation contractuelle ou la gouvernance contractuelle prend sa source dans une entente bilatérale entre parties. Cela englobe l'ensemble des mécanismes et des provisions contractuelles insérées dans une entente entre un gouvernement central (Autorité concédante) d'une part, et un opérateur d'autre part (concessionnaire).

Dans le cas de l'ORE, le point soulevé plus haut concernant les ressources organisationnelles et humaines de l'institution est susceptible de laisser croire à une politisation du processus puisque les six (6) Commissaires de l'électricité sont nommés par décret, mais sur la base d'un choix qui reste discrétionnaire et qui est constaté par le ministre en charge de l'énergie (Article 69 du CODELEC 2017).

Cette façon de procéder constitue un désavantage lié à la crédibilité de l'ORE et au manque d'indépendance qui en découle vis-à-vis du pouvoir politique. Ce manque d'indépendance peut très facilement entraîner une « politisation » des décisions, qui se traduit pratiquement toujours par une dégradation de la qualité du service (technique et commercial) et des investissements. Une illustration de cette politisation concerne par exemple la non-intervention de l'ORE par rapport au développement des achats d'électricité par la JIRAMA au travers de contrats de locations opaques et qui renchérissent les coûts de production du kWh, au lieu de l'adoption systématique de règles de passation des marchés basées uniquement sur des enchères concurrentielles et conduits dans la transparence.

La remarque précédente participe d'une démarche perdant-perdant. En effet d'un côté l'autorité de régulation perd progressivement sa crédibilité vis-à-vis aussi bien des opérateurs que des clients, et de l'autre côté, l'opérateur principal qu'est la JIRAMA réduit constamment son efficacité et sa qualité de service tout en accroissant ses coûts, et en perdant simultanément la confiance de ses clients.

4.3.4. ANNEXE : Outils de contrôle technique des opérateurs

Il est indispensable que les outils retenus pour le contrôle technique des opérateurs de réseaux permettent à l'ORE d'évaluer et de faire un suivi de la performance des opérateurs quant à la qualité de la prestation du service aux clients.

Il est proposé que ce contrôle se fasse par le biais d'indicateurs de performance qui seraient fournis annuellement par les opérateurs. Ainsi l'Agence sera en mesure d'évaluer l'évolution de la performance de l'opérateur, de comparer leur performance avec celle d'autres opérateurs et de définir des cibles d'amélioration⁷⁷.

4.3.4.1. Indicateurs spécifiques au transport et à la distribution de l'électricité

Le prochain Plan d'affaires de la JIRAMA devrait inclure des obligations liées :

- A la disponibilité du service ;
- A la qualité du service technique ;
- A la qualité du service commercial
- A l'amélioration de la desserte ;
- Et des obligations spécifiques.

4.3.4.1.1. Les Obligations liées à la disponibilité du service.

Le Plan devra mentionner que la disponibilité du service devra être mesurée à travers l'Energie non Fournie (ENF) en attendant que d'autres indicateurs soient définis.

Dans le même document, l'opérateur présente un historique de l'ENF pour le transport et pour la distribution de l'électricité en précisant les principales causes qui provoquent la rupture de la fourniture.

⁷⁷ Les indicateurs d'efficience proposés ci-après, sont principalement ceux afférents à performance des opérateurs au plan technique, économique et commercial. Ils ne couvrent pas l'univers complet d'indicateurs dont un régulateur pourra vouloir se doter pour remplir sa mission. À titre d'exemple, les indicateurs en matière d'environnement ne font pas partie de la présente section.

Selon le Consultant cette mesure est nécessaire et l'information fournie est pertinente. Cependant il y a lieu de spécifier l'unité de mesure des tableaux et des figures ainsi que le pourcentage de l'ENF par rapport aux ventes totales annuelles pour les zones desservies par la JIRAMA. De plus, il serait nécessaire que l'opérateur explique la méthodologie qu'il utilise pour estimer la valeur de l'ENF.

Enfin, il apparaît au Consultant qu'il serait utile de spécifier la quantité d'énergie non fournie à cause d'un déficit de production. De plus, en se référant à ce qui se fait dans certains autres réseaux sur le continent africain, le Consultant propose d'ajouter un indicateur qui mesure le nombre moyen de minutes d'interruption de service par client (Indicateur de continuité ou IC) (pannes et interruptions programmées). L'indicateur se calcule selon la formule suivante :

$$IC = \frac{\sum(\text{Clients Interrompus} \times \text{Minutes d'interruption en MT}^{78})}{\sum(\text{Clients alimentés en MT})}$$

Cette mesure est fournie selon l'origine de l'interruption, soit :

- Une défaillance d'équipements (transformateur, disjoncteur, pylône, isolateur, ...)
- Un incident, par exemple une fausse manœuvre ;
- Des travaux programmés ;
- Des facteurs climatiques
- Des facteurs liés à la faune ou à l'environnement ;
- Des facteurs autres.

Cet indicateur permet de bien cerner la disponibilité du service en ramenant l'information en minute d'interruption par client, ce qui est plus significatif pour un client que l'ENF.

Il est aussi possible de fixer une cible que l'opérateur doit atteindre, mais il faut être prudent car il y a des coûts associés soit à des investissements supplémentaires ou à des programmes de maintenance supplémentaires qui seraient requis pour atteindre la cible ainsi fixée.

Il est également pertinent que l'opérateur fournisse à un horizon raisonnable, les indicateurs SAIDI⁷⁹ et SAIFI⁸⁰. Ceux-ci mesurent respectivement la durée moyenne et la fréquence moyenne des interruptions. Ces indicateurs sont complémentaires à l'indicateur ENF et à l'indicateur IC. En effet, le même ENF ou IC peut être le résultat de plusieurs pannes de courte durée ou de quelques pannes de longue durée. Cette information plus précise permet de mieux définir les mesures d'amélioration à apporter s'il y a lieu.

Le Consultant propose également que l'opérateur fournisse un indicateur qui présente le Nombre de pannes et interruptions planifiées, ainsi que la Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées. Cette information permet de suivre la performance de l'opérateur et l'état du réseau et permet de compléter l'information requise pour évaluer la performance de l'opérateur quant à la qualité du service.

⁷⁸ Pannes et interruptions programmées en MT

⁷⁹ Le **System Average Interruption Duration Index** (« SAIDI »), soit le nombre de minutes d'interruption de clients par le nombre total de clients desservis ou raccordés.

⁸⁰ Le **System Average Interruption Frequency Index** (« SAIFI »), soit le nombre d'interruptions de clients par le nombre total de clients desservis ou raccordés

4.3.4.1.2. Les Obligations liées à la qualité du service technique

Le prochain Plan d'affaire devra mentionner que les indicateurs de mesure de la qualité du service technique sont la fréquence et la tension et que, pour chacune des catégories d'utilisateurs d'électricité, la tolérance de la fréquence est de plus ou moins 5% alors que la tolérance de la tension est de plus ou moins 10%. Le non-respect des standards conduira au paiement d'une pénalité par JIRAMA si des mesures correctives appropriées n'ont pas été mises en œuvre dans les délais.

Selon le Consultant ces indicateurs sont les plus importants pour évaluer la qualité du service technique et sont suffisants pour le moment.

4.3.4.1.3. Les Obligations liées à la qualité du service commercial

Le prochain Plan d'affaire indiquera que la JIRAMA a l'obligation de fournir des prestations ou des réponses aux demandes des utilisateurs dans des délais clairement définis dans un règlement de service. Ces délais portent sur :

- Les demandes de devis branchement ;
- L'exécution des branchements ;
- La remise de la première facture aux clients ;
- L'annulation de factures erronées ;
- La remise du courant après coupure ;
- Le déplacement de compteur ;
- La vérification du compteur ;
- Etc.

En se référant à ce qui se fait dans d'autres réseaux sur le continent africain, le Consultant propose que la qualité du service commercial soit mesurée par le Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus, qui mesure le pourcentage des demandes d'alimentation des clients réalisées aux dates convenues avec le client ou à l'intérieur des délais normalisés par l'entreprise, et par un indicateur qui présente le Délai moyen de raccordement, soit le nombre de jours moyens entre la date de réception d'une demande de raccordement et la mise sous tension. Cette dernière information pourrait permettre à l'ORE de faire des comparaisons avec d'autres réseaux et, s'il y a lieu de fixer des délais.

4.3.4.1.4. Les Obligations liées à l'amélioration de la desserte

Il serait indiqué de disposer des objectifs annuels et quinquennaux de branchements par région en relation avec les objectifs chiffrés de la Nouvelle Politique de l'Énergie 2015 – 2030 aussi bien pour la JIRAMA que pour les opérateurs des zones rurales. Dans la mesure du possible, il serait bon de spécifier que la non atteinte des objectifs quinquennaux, avec une tolérance de 10%, donnerait lieu au paiement d'une pénalité dont les modalités de calcul sont à définir dans les contrats de concession.

4.3.4.2. Autres indicateurs

4.3.4.2.1. Pour le transporteur

En plus des indicateurs mentionnés plus haut, il apparaît nécessaire de fournir des indicateurs à portée économique. À cet effet, il apparaît plus pertinent d'analyser l'évolution des coûts unitaires plutôt que le

total des coûts engagés pour réaliser cette activité. En effet, la charge de travail d'un opérateur et, par conséquent, ses charges d'exploitation sont grandement influencées par l'évolution de la capacité de son réseau et par le vieillissement de son parc d'actifs. Cette information est fournie en faisant le ratio des charges d'exploitation par la capacité du réseau de transport.

De plus, étant donné que des investissements peuvent avoir comme justification de réduire les charges d'exploitation, il est approprié de définir un indicateur complémentaire à celui mentionné ci-haut. Il s'agit du ratio du coût de service total excluant les taxes, en fonction de la capacité du réseau de transport.

Le suivi de ces indicateurs en le comparant, par exemple, à l'indicateur des prix à la consommation, permet de tirer des conclusions quant à la performance de l'opérateur concernant le contrôle de ses coûts.

Dans les deux cas, des indicateurs complémentaires peuvent être établis en utilisant, par exemple, l'énergie transitée sur le réseau (kWh), pour analyser la performance de l'opérateur sous un autre aspect. Il revient au régulateur d'établir l'étendue de la gamme d'indicateurs à retenir en fonction des problématiques observées dans sa juridiction.

Il pourrait également être intéressant de se doter d'indicateurs reliés aux immobilisations, par exemple, le coût de lignes par km de circuit selon le niveau de tension. Bien que le coût d'une ligne dépend des caractéristiques du tracé où elle est érigée, plusieurs composantes dont le coût d'approvisionnement peuvent être comparées à celles d'autres projets localement ou à l'étranger.

4.3.4.2.2. Pour le Distributeur

Pour le Distributeur, le Consultant identifie quelques indicateurs d'efficacité internes qui permettent à l'opérateur de rendre compte de sa performance sur le plan des coûts. Ces indicateurs portent sur les activités liées aux services à la clientèle (SALC) et au réseau de distribution considérées globalement.

Deux indicateurs sont propres aux activités liées aux SALC et deux autres traitent spécifiquement des activités liées au réseau de distribution.

Ces indicateurs sont :

- Coût total Distribution et SALC par abonnement
- Coût total Distribution et SALC par kWh vendu
- Coût total de Distribution par abonnement
- Coût total de SALC par abonnement
- Charges d'exploitation de Distribution par abonnement
- Charges d'exploitation de SALC par abonnement

L'objectif est de viser à contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs sous l'inflation tout en conservant, le même niveau de qualité de service.

Comme dans le cas du transport, il pourrait être intéressant de se doter d'indices reliés aux immobilisations, par exemple le coût unitaire de raccordement d'un client,

Il est utile de mentionner que les indicateurs d'efficacité doivent être appréciés sur une période plus longue qu'une seule année pour dégager une tendance. En effet, les impacts ponctuels de certains éléments de coûts peuvent affecter de façon importante les résultats annuels et s'atténuer par la suite.

4.3.4.2.2.1. Indicateurs spécifiques à la production

En plus des indicateurs qui concernent les réseaux de transport et de distribution, il apparaît nécessaire de définir un critère de fiabilité en énergie et un critère de fiabilité en puissance. Il ne s'agit pas d'indicateurs de performance comme telle, mais de définir des conditions qui sont liées à la qualité de la fourniture d'électricité et à la satisfaction de l'alimentation des clients. De tels critères sont habituellement définis et exigés par les organismes de régulation car ils ont un impact sur la détermination des tarifs.

Selon le Consultant cet exercice ne permet pas d'apprécier la fiabilité de la fourniture de l'électricité. En effet, le parc hydraulique Malagasy se compose en majeure partie d'aménagements au fil de l'eau. Dans ces conditions, qu'arrive-t-il si les apports hydrauliques sont inférieurs à la moyenne et quelle est la probabilité que cela se produise ?

À cet effet, il apparaît pertinent que l'ORE définisse un critère de fiabilité en énergie et un critère de fiabilité en puissance.

1. Critère de fiabilité en énergie

L'utilisation d'un critère de fiabilité en énergie est une particularité d'un parc de production qui est composé quasi exclusivement de moyens de production hydroélectriques dont les apports énergétiques sont soumis à des aléas. Dans les réseaux où une forte proportion des moyens de production fonctionne aux combustibles fossiles, cette problématique ne se présente pas. En effet, dans ce dernier cas, la conformité au critère de fiabilité en puissance, est suffisante pour satisfaire à la fois les besoins en énergie et en puissance, en tenant pour acquis que l'approvisionnement en combustible est assuré.

Ainsi, il sera possible de gérer les approvisionnements du parc de production hydraulique de JIRAMA, et de s'assurer que ces centrales sont en mesure de répondre aux obligations de l'opérateur tout en respectant les critères de fiabilité retenus par l'ORE.

L'ORE doit donc définir un critère de fiabilité en énergie qui prend en considération la variation des apports annuels en eau car ceci affecte le productible énergétique annuel des équipements de production. Il est proposé qu'une étude spécifique soit réalisée afin de définir un tel critère. Dans cette étude, il faut considérer entre autres, les apports hydrauliques et leur probabilité, les caractéristiques du parc de production actuel, et notamment la forte présence de centrales thermiques, et les caractéristiques des centrales qui y seront ajoutées dans le futur.

2. Critère de fiabilité en puissance

Pour assurer la fiabilité en puissance, il est nécessaire de maintenir une réserve suffisante pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité des équipements de production. À cet effet, le concessionnaire responsable de la distribution doit démontrer à l'ORE qu'il dispose de suffisamment de ressources pour répondre aux besoins à satisfaire.

Un critère de fiabilité en puissance doit être défini et la JIRAMA doit démontrer que les ressources dont elle dispose, en propre ou par contrat, lui permettent de le satisfaire.

Le niveau de réserve requise pour rencontrer la demande peut être défini de plusieurs façons. Le critère de fiabilité en puissance peut être :

- Un certain pourcentage de la capacité installée (percent reserve margin) basé sur l'expérience passée, par exemple entre 15 et 25 %,

- Le groupe de plus grande taille
- Le plus grand groupe plus un certain pourcentage de la demande
- La probabilité de perte de charge (LOLP)

La probabilité de perte de charge est la méthode la plus utilisée dans les réseaux interconnectés de moyenne et grande taille. La méthode de probabilité de perte de charge est une méthode probabiliste qui mesure la probabilité de panne simultanée de plusieurs groupes et qui, compte tenu du patron de la demande et des exigences de l'entretien des groupes, détermine le nombre de jours par année où la charge ne peut être satisfaite.

Le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, des caractéristiques des moyens de production déployés par les opérateurs ainsi que par le niveau des contraintes sur les investissements.

De plus, il apparaît pertinent d'envisager pour les zones rurales, un balisage qui permettrait de situer la performance des opérateurs par rapport à celle d'autres opérateurs.

4.3.4.3. Résumé

Les tableaux suivants présentent un résumé des indicateurs mentionnés et retenus dans cette section.

4.3.4.3.1. Indicateurs reliés à la disponibilité du service

IC : indicateur de continuité, soit la durée d'interruption par client	Indicateur facile à comprendre pour les clients. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'amélioration de la performance de l'opérateur
ENF : énergie non fournie à cause d'une défaillance du réseau de transport ou de distribution	Mesure utile sur le plan commercial. Permet de mesurer les revenus additionnels possibles. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'amélioration de la performance de l'opérateur
Indicateur SAIDI soit le nombre de toutes les minutes d'interruption non planifiées de clients par le nombre total de clients desservis ou raccordés.	Indicateur qui permet de connaître l'état du réseau et d'identifier les améliorations à apporter. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'amélioration de la performance de l'opérateur
Indicateur SAIFI, soit le nombre d'interruptions de clients par le nombre total de clients desservis ou raccordés.	Indicateur qui permet de connaître l'état du réseau et d'identifier les améliorations à apporter. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'amélioration de la performance de l'opérateur

Nombre de pannes et d'interruptions programmées	Indicateur qui permet de connaître l'état du réseau et la gestion de la maintenance de l'opérateur
Durée moyenne des pannes et interruptions programmées	Indicateur qui permet de connaître l'état du réseau et la gestion de la maintenance de l'opérateur

4.3.4.3.2. Obligations liées à la qualité technique

Mesure de la fréquence	Mesure usuelle qui permet de constater le bon fonctionnement du réseau
Mesure de la tension	Mesure usuelle qui permet de constater le bon fonctionnement du réseau

4.3.4.3.3. Indicateurs liés au service commercial

Taux de réalisation des demandes d'alimentation dans les délais convenus,	Permet de mesurer la performance de l'opérateur. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'amélioration de la performance de l'opérateur
Délai moyen de raccordement	Permet de mesurer la performance de l'opérateur. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'amélioration de la performance de l'opérateur

Indicateurs économiques pour le transporteur

Charges d'exploitation / la capacité du réseau	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix.
Coût de service total excluant les taxes / la capacité du réseau	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix.

4.3.4.3.4. Indicateurs économiques pour le distributeur

Coût total de distribution et SALC / abonnements	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de
--	---

	l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix
Coût total de distribution et SALC / kWh vendus	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix
Coût total de distribution / abonnements	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix
Coût total de SALC / abonnements	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix
Charges d'exploitation de distribution / abonnements	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix
Charges de SALC / abonnements	Permet de mesurer la performance de l'opérateur quant au contrôle de ses coûts. L'évolution de cet indicateur permet de constater l'efficacité de l'opérateur par rapport, par exemple, à un indice général des prix

4.3.4.3.5. Critères liés à la production

Fiabilité en énergie : probabilité de la capacité à fournir l'énergie prévue	Critère qui oriente l'opérateur quant aux engagements qu'il doit contracter pour satisfaire les besoins prévus en énergie
Fiabilité en puissance : LOLP probabilité de d'avoir la capacité suffisante pour satisfaire la demande	Critère qui oriente l'opérateur quant aux engagements qu'il doit contracter pour satisfaire les besoins prévus en puissance

4.3.4.3.6. Amélioration de la desserte

Quantité de nouvelles dessertes par région	Permet de vérifier si les objectifs annuels et quinquennaux de branchement par région définis dans le contrat de concession ont été respectés.
--	--

5. Options institutionnelles

Le présent chapitre traite des options institutionnelles et propose un cadre d'analyse des institutions qui va permettre d'évaluer la performance relative des différentes options proposées pour le fonctionnement et la gestion du secteur de l'électricité Malagasy.

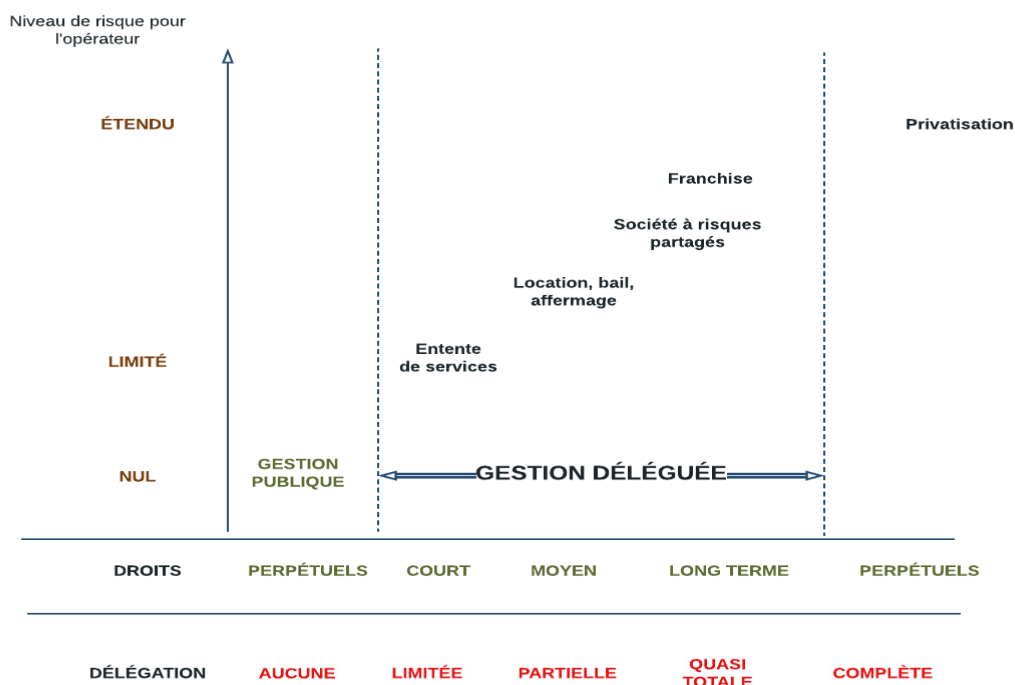
Après avoir fait une présentation du cadre analytique sur la base duquel pourront se discuter les alternatives institutionnelles, nous nous attachons dans un second temps à traiter des options proprement dites en identifiant dans le cas Malagasy les opportunités et contraintes relative à la réforme institutionnelle. Cela permettra de mettre en perspective les problèmes posés et de voir comment les pistes proposées seraient à même d'aider à corriger certains dysfonctionnements et faire avancer le secteur électrique Malagasy.

Le chapitre se termine par un résumé des conclusions en matière d'options institutionnelles et de politiques pour le secteur électrique Malagasy.

5.1. Les éléments fondamentaux de l'analyse

Les débats sur les options institutionnelles en vue de l'organisation du secteur nécessitent de bien comprendre les enjeux et les rôles des différentes parties prenantes. Cela suppose de se pencher sur, et de clarifier de la meilleure manière possible, les choix qui s'offrent aux pouvoirs publics en termes d'arrangements institutionnels. Les mérites respectifs des différents arrangements proposés doivent en effet, pour être retenus, être évalués à l'aune du bien-être des populations, qui sont les consommateurs finals.

Figure 24 : Options institutionnelles pour la gestion de l'électricité



Pour être en mesure d'avoir une vue globale des différentes solutions institutionnelles répertoriées, la figure ci-dessus positionne chacune des options selon la nature des droits et l'étendue de la délégation conférée à un opérateur privé d'une part (horizontalement), ainsi que le degré d'engagement et de risque assumé par l'opérateur (verticalement) d'autre part. Bien que le niveau d'implication du secteur privé s'accroisse le long de la diagonale de la Figure 1, il ne faut jamais perdre de vue que l'État ne peut se désengager totalement. En réalité, il est capital de garder à l'esprit que la nécessité du développement de mécanismes réglementaires croît avec le degré d'implication du secteur privé.

Les infrastructures et les équipements de la chaîne de valeur de l'électricité sont des biens publics qui fournissent un bien essentiel. C'est la raison pour laquelle les décideurs à travers le monde en sont arrivés à la conclusion que leur gestion devait revenir aux pouvoirs publics. La question est donc d'évaluer divers types de gouvernance des dites infrastructures sur la base de modèles qui, tout en respectant la spécificité de chaque pays, vont permettre d'augmenter de façon significative la valorisation ces infrastructures et équipements.

5.1.1. Le cadre conceptuel

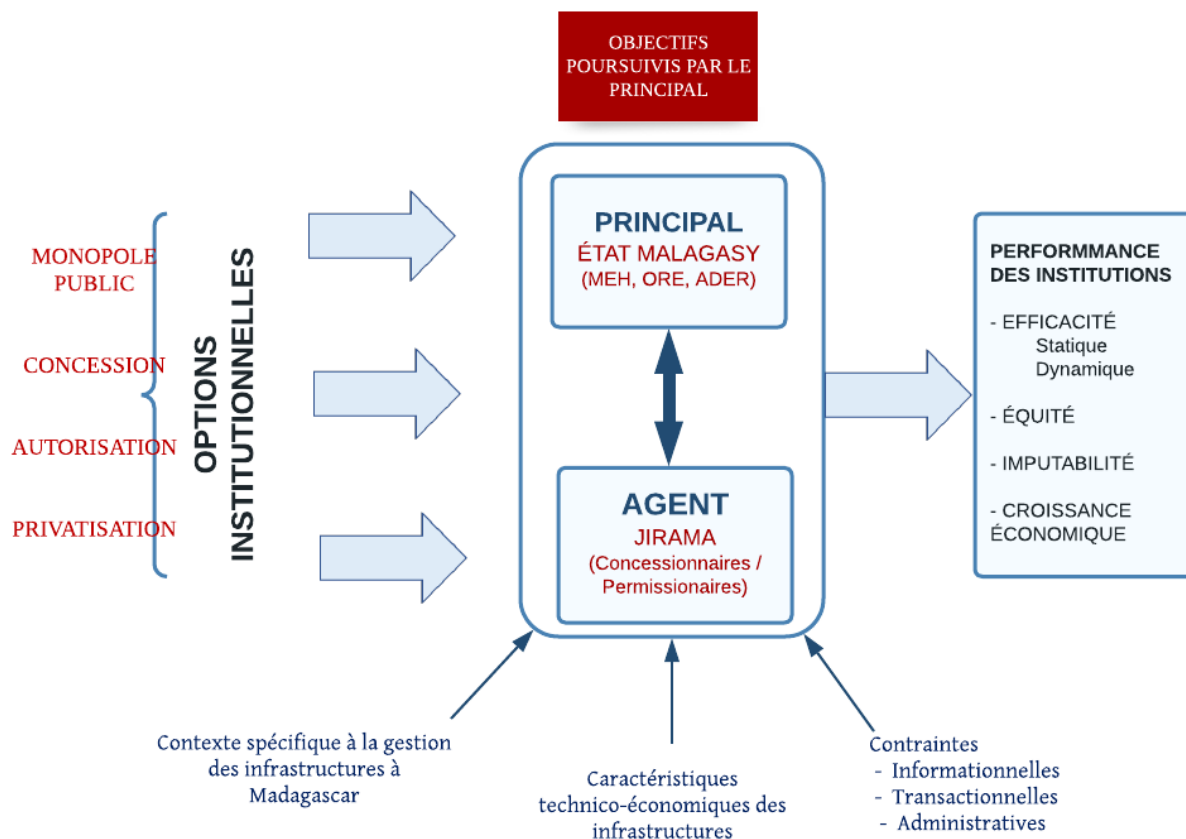
Le cadre conceptuel d'analyse des mécanismes et des outils de gestion doit permettre d'éclairer les pouvoirs publics, les usagers des infrastructures et les opérateurs en charge de l'exploitation et de l'entretien des infrastructures, dans leurs choix d'options pour répondre de la meilleure manière possible aux objectifs fondamentaux de la société. Ce cadre d'analyse met en jeu plusieurs éléments qui comme nous le verrons campent le décor pour être ensuite en mesure de proposer et d'analyser des options institutionnelles.

Par conséquent, la nécessaire comparaison des alternatives institutionnelles, quoique complexe, doit être faite en regard de critères de performance sociale. En d'autres termes, une option institutionnelle sera considérée comme plus performante qu'une autre si elle permet d'atteindre mieux qu'une autre les objectifs fondamentaux que poursuivent les pouvoirs publics, pour la collectivité.

Le socle du cadre conceptuel de l'analyse est la « **relation d'agence** ». Par définition une relation d'agence se réfère à une situation dans laquelle une personne morale (le principal) a recours aux services d'une autre personne morale (l'agent) en vue d'accomplir en son nom une tâche quelconque entraînant une délégation de décision (relation d'agence). Cette relation d'agence désigne notamment la relation entre les actionnaires, les mandants, et les dirigeants, les mandataires. Il est capital de bien retenir qu'il s'établit une relation d'agence quand le « principal », (l'État ou Autorité concédante) demande quelque chose à un autre individu, « l'agent », **sans avoir à sa disposition et sans connaître toute l'information pertinente**⁸¹.

⁸¹ Nous revenons plus loin sur la question de l'information pertinente parce qu'elle est au centre de la relation d'agence. Il se trouve en effet que l'agent en charge de l'exploitation et de l'entretien des infrastructures va in fine, détenir des « secrets de fabrication » grâce auxquels il sera en mesure d'avoir un comportement non forcément en cohérence avec les objectifs poursuivis par le principal.

Figure 25 : Le processus de choix des options institutionnelles



Toute la question sera donc de savoir à quelles conditions une telle relation fonctionnera bien, et d'arriver à estimer les coûts associés à la relation d'agence ainsi que leur impact sur la performance. Les coûts d'agence correspondent aux coûts associés au maintien de la relation d'agence et au contrôle des résultats des décisions prises dans l'intérêt du concédant ou du délégant.

Description des étapes de la relation entre un « Principal » et son « agent » :

Étape No. 1 :

1. Une collectivité nationale, le « **principal** » confie à ses représentants élus, les pouvoirs publics / les décideurs « **l'agent** » la responsabilité de la fourniture de services d'électricité,
2. Ces pouvoirs publics, l'autorité concédante (le « **principal** ») délègue suivant un contrat quelconque à un (des) organisme(s) publics, parapublics et/ou privés en partie ou en totalité la gestion de la chaîne de valeur de l'électricité, c'est-à-dire la production, le transport et la distribution d'électricité.

Étape No. 2

Le cadre conceptuel définit quatre critères d'évaluation de la performance des organisations :

- i. Efficacité,
- ii. Imputabilité,
- iii. Équité, et

iv. Croissance économique.

Étape No. 3

Finalement, le cadre conceptuel identifie trois ensembles de facteurs qui vont influencer sur les choix des arrangements institutionnels :

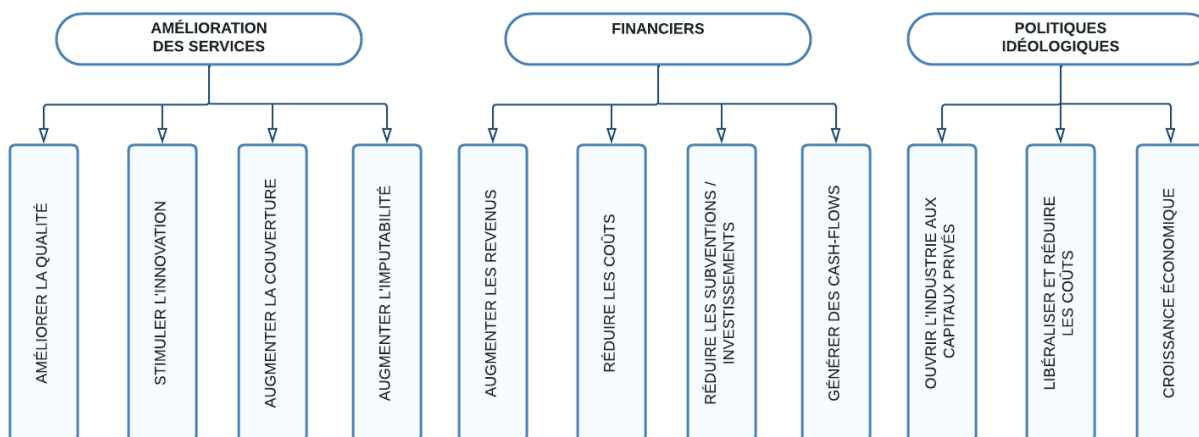
- i. Le contexte spécifique à la gestion de l'infrastructure dans le pays,
- ii. Les caractéristiques technico-économiques des infrastructures et des équipements, et
- iii. Les contraintes informationnelles, transactionnelles et administratives.

5.1.2. Les objectifs poursuivis

Dans le cadre d'une réforme du secteur de l'électricité, l'objectif général consiste en l'amélioration du bien-être des populations. Ce qui dans les faits correspond à la poursuite de plusieurs objectifs fondamentaux. Ces objectifs poursuivis sont au nombre de trois suivant la taxonomie ci-après :

4. Objectifs d'amélioration des services
 - a. Améliorer la qualité de la fourniture
 - b. Augmenter la couverture (taux d'accès)
 - c. Augmenter l'imputabilité
 - d. Stimuler l'innovation
5. Objectifs financiers
 - a. Accroître les revenus
 - b. Réduire les coûts
 - c. Réduire les subventions
 - d. Générer des cash-flows
6. Objectifs politiques / idéologiques
 - a. Ouvrir l'industrie aux capitaux privés
 - b. Libéraliser et réduire les coûts
 - c. Croissance économique

Figure 26 : Taxonomie des objectifs poursuivis dans le processus de réforme



Cela suppose donc de disposer d'une définition opérationnelle de la performance des institutions en charge du fonctionnement et de la gestion des segments de la chaîne de valeur de l'électricité. De cette définition opérationnelle va découler un choix de mode d'organisation, c'est-à-dire une manière de coordonner les comportements et les décisions des parties prenantes pour arriver à maximiser la performance sociale des institutions et partant, répondre de la meilleure façon possible aux consommateurs finals.

5.1.3. Les outils d'évaluation de la performance

Une particularité de l'électricité est qu'elle est à la fois un bien économique et un bien social, c'est-à-dire un bien essentiel pour l'ensemble des activités quotidiennes et dont la demande fluctue en fonction de son prix. Lorsque le prix de ce bien est trop bas - du fait de subventions directes ou croisées - et ne reflète pas les coûts, le signal tarifaire envoyé aux consommateurs finals les incite à consommer sans réellement avoir conscience du gaspillage de la ressource⁸². Il y a en effet un transfert de recettes de l'État vers les consommateurs finals d'électricité, et c'est donc la totalité des citoyens Malagasy qui subventionnent ainsi chaque mois les 26% de leurs compatriotes qui sont raccordés à l'électricité.

La gestion (exploitation et fourniture) d'un tel bien se révèle donc complexe du fait de la nécessité de répondre à plusieurs critères distincts. Ces critères fondamentaux d'évaluation pour être à même de mesurer la performance de la gestion de ce bien en les croisant avec les objectifs poursuivis, sont au nombre de quatre :

1. L'efficacité,
2. L'équité,
3. L'imputabilité, et
4. Le développement économique.

Ces quatre critères ne sont pas forcément toujours compatibles entre eux, et une fonction essentielle et fondamentale des pouvoirs publics consiste à trouver le compromis socialement désirable entre ces critères.

L'État a notamment comme rôle de procéder à un arbitrage entre ces critères et également veiller à l'établissement d'un cadre institutionnel, juridique et réglementaire qui conduise à l'atteinte des objectifs de la société en matière de gestion de la chaîne de valeur de l'électricité

5.1.3.1. L'efficacité

Parvenir à une gestion efficace de la totalité de la chaîne de valeur de l'électricité représente un défi majeur pour le secteur public. On peut décomposer l'efficacité de la gestion de l'électricité en deux grandes composantes : l'efficacité statique et l'efficacité dynamique.

a. L'efficacité statique

En terme économique, la gestion d'un service sera efficace si et seulement si il n'existe aucune technique de production qui permettrait de générer autant d'output en utilisant moins d'inputs (capital, main d'œuvre, etc.). **L'efficacité statique peut être plus succinctement définie comme l'absence de gaspillage des ressources, ou la minimisation des coûts.**

⁸² Ce constat est aussi valable pour les tarifs appliqués aux consommateurs considérés comme ayant le moins de capacité à payer. Dans le cas Malagasy, il s'agit de la tranche T1 du tarif social au sein duquel l'électricité est facturée à 130 MGA / kWh pour les consommations mensuelles inférieures à 50 kWh, et 764 MGA / kWh pour celles qui excèdent la barre de 50 kWh. Source : Tarifs JIRAMA – Juin 2021.

L'efficacité allocative implique cependant plus que la minimisation des coûts. Elle exige également qu'une ressource rare soit allouée aux usages pour lesquels la valeur de cette ressource est plus grande, d'où l'attrait de la tarification qui incite les utilisateurs à faire un usage raisonné de la ressource pour satisfaire leurs besoins.

Par ailleurs, la recherche du bien-être social implique que l'électricité soit de la meilleure qualité possible, qu'elle soit accessible à tous et non gaspillée. Ceci exige que des standards de qualité soient établis et respectés.

Le fait que l'électricité soit à la fois un bien vital du point de vue de la santé, de l'hygiène et de l'alimentation rend compliquée (tout au moins sur le plan politique) l'implantation d'une tarification « rémunératrice ». Néanmoins, comme nous le verrons plus avant, dans la section qui traite de l'équité, la tarification est capitale pour une bonne gestion des ressources.

5.1.3.2. L'efficacité dynamique (critères et choix d'investissements)

L'efficacité n'est pas que statique, elle est également un processus évolutif. Il est nécessaire de s'adapter afin de maintenir un système de production, de transport et de distribution/commercialisation efficace. Pour être efficace de façon dynamique, le secteur doit se donner les moyens de réhabiliter, d'améliorer et de développer ses infrastructures, de pourvoir à la formation d'une main d'œuvre toujours plus qualifiée et être en mesure d'investir pour le futur.

Les innovations jouent un rôle potentiellement très important dans la production de l'électricité. C'est le cas par exemple de la technologie des cycles combinés qui génère les meilleurs rendements énergétiques parmi toutes les solutions thermiques classiques de production d'électricité. À titre d'exemple, les plus récentes centrales à cycles combinés de grande taille (300 MW et plus) utilisant un combustible supérieur (le gaz naturel) atteignent des rendements de 56 à 58%, comparativement à des valeurs à peine supérieures à 40% pour les autres solutions thermiques équivalentes. Ce type de progrès technologique a une incidence sur la qualité et la durabilité des infrastructures⁸³, sur les procédés de production de l'électricité, sur sa gestion et partant sur la minimisation des coûts.

5.1.3.3. L'équité

1. Accès universel

Le principe de l'équité en ce qui concerne la distribution et la commercialisation de l'électricité repose sur une accessibilité universelle de ce bien essentiel. Cette accessibilité n'implique absolument pas des prix de fourniture du service de l'électricité qui ne rémunèrent pas les coûts. Bien au contraire, il est important de comprendre que des tarifs inadéquats et donc qui profitent à une (des) catégorie(s) de consommateurs finals n'engendrent pas nécessairement une situation socialement équitable.

2. Le principe de l'utilisateur-payeur

Le principe de l'utilisateur-payeur est généralement accepté comme un principe d'équité fondamental. Selon celui-ci, l'utilisateur paye pour ce qu'il utilise. Chacun est ainsi incité à contrôler sa propre consommation et à l'orienter vers les usages économiques de plus grande valeur. Pour cela, il est crucial de faire en sorte

⁸³ Même si dans le cas malagasy, ce type de centrale peut se révéler trop coûteux et trop délicat pour être exploité dans des petites tailles (inférieures à 80-100 MW). De plus, le combustible de base d'une centrale à cycle combiné est le gaz naturel qui nécessiterait l'introduction d'une nouvelle chaîne logistique de gestion des combustibles.

que l'électricité soit comptabilisée à sa pleine valeur économique et qu'un recouvrement complet des coûts de la totalité des segments de la chaîne de valeur soit obtenu.

Dans le cas Malagasy, l'examen de la grille de la JIRAMA en vigueur depuis le 4 juin 2021, montre clairement que la tarification de l'électricité est indépendante de la contribution réelle du consommateur à la formation des coûts de production, de transport et de distribution / commercialisation de l'électricité. Ce scénario pour lequel le coût marginal pour le client final de la consommation d'un kWh ne reflète absolument pas les coûts d'investissements et les coûts d'exploitation, entraîne une surconsommation de l'électricité et un surinvestissement dans les infrastructures⁸⁴.

Le rejet de ce principe de l'utilisateur-payeur entraîne un transfert de richesse des contribuables dans leur ensemble vers les consommateurs finals actuels d'électricité, en particulier vers les gros consommateurs. D'aucuns estiment que de tels transferts sont en fait désirables. Mais est-ce réellement le cas ?

a) Effets redistributifs

La vision qui prévaut actuellement est que les tarifs dits « sociaux » de l'électricité qui reposent sur des subventions croisées ou directes, et qui ne rémunèrent pas les coûts sont essentiels pour assurer un accès universel à ce bien vital. Or, la consommation d'électricité peut être considérée comme une fonction croissante du revenu. En effet, il est vraisemblable qu'un ménage à faible revenu (qui ne dispose que de quelques ampoules et d'un ventilateur par exemple) aura une consommation d'électricité inférieure à un ménage ayant un revenu élevé (vivant dans une maison avec piscine et possédant plusieurs climatiseurs etc.). Ainsi, ceux qui bénéficient le plus d'un coût marginal de consommation « négligeable » sont les plus grands consommateurs, à savoir les ménages à revenu élevé. Une tarification indépendante du moment où se fait la consommation est assez peu en accord avec une notion de justice distributive, puisqu'elle équivaut à une subvention de la société dans son ensemble vers les mieux nantis.

Il faut tout de même reconnaître que cette instauration d'une tarification par bloc, en établissant le prix du premier bloc de consommation (tarif social) à un niveau jugé équitable pour les plus démunis se justifie à Madagascar pour tenir compte des différences de revenus qui sont réelles. La question est donc plutôt que ce mode de tarification progressive par tranches, forfaitaire puis progressive soit faite de manière que la totalité des tranches prises ensemble rémunèrent les coûts sans les subventions phénoménales de l'État. En d'autres termes, il y aurait lieu de supprimer les subventions directes de l'État qui représentent près de 2% du PIB Malagasy⁸⁵, pour privilégier et utiliser exclusivement les subventions croisées entre les différentes catégories de consommateurs

b) Transferts de richesse.

Un aspect de la redistribution des revenus qui est souvent négligé dans l'analyse comparative de différents arrangements institutionnels est celui des transferts de richesse entre employés, actionnaires et citoyens. Dans le cas d'une gestion « parapublique », comme c'est le cas pour la JIRAMA; la rente économique est partiellement récupérée par les employés de l'entreprise, malgré la réglementation opérée sur le secteur par l'ORE. Le régulateur ne dispose pas de l'information sur aussi bien le suivi de la performance de l'opérateur, que du suivi de la qualité de la prestation du service aux clients⁸⁶.

⁸⁴ Ce point est repris dans en 2.2.4 qui parle de la tarification.

⁸⁵ Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA. Rapport Castalia & Mazars Fivoarana – Octobre 2019.

⁸⁶ Ce point est développé dans le chapitre précédent qui propose un Suivi-Évaluation de l'action du régulateur Malagasy et duquel il ressort que l'ORE n'est pas en capacité pour le moment de vérifier les obligations liées aussi bien à la qualité du service technique, que la qualité du service commercial ou encore l'amélioration assurée de la desserte.

3. Équité intertemporelle

Lorsque les programmes de maintenance préventive et curative dans les infrastructures sont continuellement négligés et reportés dans le futur comme c'est le cas actuellement à la JIRAMA⁸⁷, le risque de devoir faire face à une crise majeure ou de devoir réparer à grand frais des infrastructures est très largement accru.

Les plans d'urgence ne sont absolument pas des moyens efficaces de gestion des infrastructures et leur mise en œuvre est toujours extrêmement dispendieuse. Ce problème nous amène à parler de l'imputabilité.

5.1.3.4. L'imputabilité

3. L'impossible démission de l'État

Étant donné les caractéristiques du marché de l'électricité (monopole naturel, impact sur le bien-être social, etc.), l'État a un rôle incontournable à jouer, notamment à travers la réglementation et ce, quel que soit le mode de gestion privilégié.

4. Transparence des coûts

La transparence des coûts est nécessaire à l'imputabilité d'un système de gestion efficace. L'estimation de tels coûts demande non seulement que l'on connaisse le coût d'installation des lignes et des postes, de leur entretien et de leur réparation, ainsi que le coût de la main d'œuvre, mais encore que l'on ait des données précises sur l'état des infrastructures, une connaissance sur les taux de pertes et leurs conséquences, etc. Une mauvaise maintenance des réseaux et des équipements provoque des coûts indirects importants, qui doivent être pris en compte.

5. Accessibilité aux données sur la qualité

Mais le problème de la transparence déborde le domaine des coûts. En effet, étant donné l'asymétrie d'information concernant la qualité de l'électricité, les consommateurs sont en droit de recevoir une information précise et continuellement mise à jour sur la qualité de l'électricité.

Dans le cas Malagasy, le consultant souligne tout particulièrement ce point du fait des difficultés avérées qu'il a eu pour avoir accès aux informations de la JIRAMA.

6. La réglementation et la sélection des partenaires

La participation d'un partenaire (public et/ou privé) à la gestion de l'électricité implique nécessairement trois parties : l'État, l'entreprise et la population. Les parties impliquées doivent s'entendre pour privilégier une entente de longue durée, étant donné l'ampleur des investissements nécessaires. Comme consommateurs et citoyens, l'ensemble de la population tiendra toujours l'État imputable de la saine gestion de l'électricité. En cas d'insatisfaction, d'injustice ou d'apparence d'injustice, la population peut toujours « congédier » le gouvernement et confier à de nouveaux élus le mandat de revoir la gestion de l'électricité, dans l'intérêt du public.

⁸⁷ Cela est attesté par l'analyse des risques faite par le Consultant dans le chapitre précédent.

Cette présence constante des consommateurs-citoyens dans les réseaux économiques et politiques force l'état à concevoir un cadre légal et réglementaire de suivi et de sélection des fournisseurs ou partenaires qui soit à la fois transparent et digne de la confiance du public.

Ces exigences de transparence et de justice s'étendent naturellement à la gestion de la transition lorsque le secteur public décide de procéder à une réforme de la gestion du secteur de l'électricité, comme c'est le cas à Madagascar avec le CODELEC. L'imputabilité impose alors aux pouvoirs publics le devoir de débattre de la question, de faire participer à ce débat toutes les parties intéressées et, éventuellement, de se préoccuper du sort des parties dont le bien-être serait significativement affecté par la réforme⁸⁸.

5.1.3.5. Le développement économique

Madagascar possède de façon indéniable un potentiel important en matière d'énergies renouvelables (hydroélectricité, énergie solaire, énergie éolienne ...). La valeur de ces ressources est donc élevée, et il est par conséquent souhaitable que le pays développe une expertise nationale en matière de production d'électricité à partir de ces sources. Cela est de toutes les façons totalement en phase avec la Nouvelle Politique de l'Énergie qui soutient la transition vers un mix énergétique qui utilisera à l'horizon 2030, 80% de ressources renouvelables, contre environ 45% en 2021.

Une telle expertise nécessite une mobilisation des ressources afin de dresser un plan stratégique qui permettrait de ce fait à Madagascar de réduire les coûts de production grâce au « local content ». Un tel plan implique toutefois non seulement une collaboration entre le public et le privé, mais également un investissement dans les champs scientifiques et technologiques via des partenariats avec l'extérieur. Bien entendu une telle mise en œuvre va générer des emplois, et créer de la valeur ajoutée au travers d'indicateurs économiques tels que le revenu et la croissance industrielle.

5.2. Les autres fondements de l'analyse

5.2.1. L'organisation de la coopération

La dernière loi de l'électricité, le CODELEC Malagasy de 2017 vient compléter la loi de 1998 (98-032). Le CODELEC reflète les mutations associées au mouvement de réforme de la réglementation de l'industrie électrique et qui a été véhiculé dans la majorité des pays du continent africain, avec l'objectif affiché de libéraliser la chaîne de valeur de l'électricité. L'objectif affiché est d'inciter les opérateurs privés à investir dans le segment de la production d'électricité. Le segment de la distribution bénéficiant lui aussi d'un cadre juridique et réglementaire qui permet de le libéraliser, même s'il avait été décidé en 1998, de maintenir le monopole public de la JIRAMA pendant une période transitoire de dix années supplémentaires.

En tout état de cause, la loi de 1998 a ouvert une brèche. Elle a introduit d'importants changements dans la compréhension qu'avaient les décideurs publics et privés Malagasy du rôle et de la portée de la réglementation économique. En particulier, la conviction des législateurs et des régulateurs omniscients qui contrôlent des entreprises parfaitement informées a été complètement remise en cause. La complexité organisationnelle tant de l'État et de ses démembrements que de l'entreprise en position de monopole verticalement intégré (la JIRAMA), ont engendré de nouvelles approches aussi bien en termes d'organisation, que de réglementation économique. Cette complexité s'est encore accentuée en 2017,

⁸⁸ Cela renvoie à la question de l'acceptabilité sociale.

avec le CODELEC qui a complété le texte de 1998 en se penchant notamment sur la réglementation du segment du transport, qui est central pour le développement à grande échelle du système électrique.

Les évolutions de la théorie économique ont consacré l'émergence de cette nouvelle façon de concevoir les rapports entre les consommateurs (qui sont également des citoyens contrôlant en partie les processus politiques), les agences publiques (ministères, agences de réglementation, etc.). Le rôle de l'État dans le secteur productif a été considérablement modifié. En dehors de la JIRAMA, il existe actuellement à Madagascar plus d'une vingtaine de concessionnaires comme l'atteste le tableau de la page suivante, fourni par l'ORE.

De producteur ou acteur politique profondément impliqué dans la gestion des entreprises, il s'est mué en régulateur et pourvoyeur d'incitations. Ce nouveau rôle requiert un cadre conceptuel renouvelé pour concevoir les réformes tarifaires, rendre les entreprises plus responsables de leurs coûts, faciliter la concurrence pour ou dans le marché sans exproprier les opérateurs historiques, ou encore résoudre les problèmes liés au manque d'engagement de l'État et à sa capture éventuelle⁸⁹.

À la base de ce développement théorique majeur, on retrouve l'intuition que la prospérité d'une société, son efficacité, sa capacité à s'adapter à un environnement en mouvement dépendent étroitement non seulement de ses ressources naturelles et humaines, mais également de la qualité de ses institutions. Institutions qui ont pour mission essentielle de coordonner les décisions des agents économiques — donc d'organiser la coopération — et de motiver les agents économiques à utiliser leurs ressources, dont l'information à leur disposition, de manière efficace. Coordination, incitation, information sont les maîtres mots de la théorie économique des organisations.

⁸⁹ J.-J. Laffont et J. Tirole, *Théorie des incitations et réglementation* – Éditions Economica, 2012.

Année	Ordre	Opérateurs	Références		Durée (ans)	Puissance installée	Mode de production	Agglomérations desservies / à desservir		
			Numéro du Contrat	Décret				Communes	District	Région
2001	1	HYDELEC	ND	N° 2001-182 du 05/03/01	30	10 000 kW	HYDRO	RI Antananarivo		
	2	JIRAMA	ND	N° 2011-76 du 09/02/11	2			Toutes Exploitations JIRAMA		
	3		ND	N° 2011-77 du 09/02/11	2					
	4		ND	N° 2011-78 du 09/02/11	2					
2004	5	HENRI FRAISE FILS & Cie	Contrat sans référence du 12/05/04	ND	10	20 000 kW	Thermique Diesel	RI Antananarivo		
2006	6	HENRI FRAISE FILS & Cie	Contrat sans référence & date	ND	10	5 250 kW	HYDRO	RI Antananarivo		
2011	7	ERMA	N° 04/2011-MdE du 27/12/11	N° 2012-708 du 17/07/12	30	700 kW	HYDRO	Sahambano, Ambia, Ankily, Ihosy	Ihosy	IHOROMBE
2012	8	TECTRA	N°01/2012-MdE du 11/07/12	N°2012/707 du 17/07/12	30	600 kW	HYDRO	Ampasimbe Onibe	Toamasina II	ATSINANANA
2014	9	MAHITSY HYDRO	ND	Avenant N° 2015-916 du 03/06/15	30	18 000 kW	HYDRO	RI Antananarivo		
2015	10	MADO Sarl	N° 377/15/MEH du 24/03/15	Avenant N° 2016-092 du 27/01/16	30	2 000 kW	HYDRO	RI Antananarivo		
	11	SYMBION POWER MANDROSEZA Sarl	Contrat version finale à signer le 09/10/15	ND	20	40 000 kW	Thermique HFO	RI Antananarivo		
	12	JOVENNA MADAGASCAR	Contrat version finale à signer le 03/11/15	ND	11	48 000 kW	Thermique TAC	RI Antananarivo		
	13	JIRAMA	ND	N° 2015-1204 du 11/08/15	20			Toutes Exploitations JIRAMA		
	14		ND	N° 2015-1205 du 11/08/15	20					
15	ND		N° 2015-1206 du 11/08/15	20						
2016	16	BETC NANALA	N°03/2016/MEH du 31/03/16	N°2016-707 du 15/06/16	30	1 600 kW	HYDRO	Imerimandroso, Androba, Andrebakely Nord, Vohimena, Amboavory, Ambodimanga, Beanana, Vohitsara, Ambohijanahary, Ambohitrarivo	Ambatondrazaka Amparafaravola	ALAO TRA MANGORO
	17	BETC NANALA	N°04/2016/MEH du 31/03/16	N°2016-716 du 15/06/16	30	700 kW	HYDRO	Morarano Chrome, Sahamamy, Andrebakely Sud, Ambohiamandroso, Ambatomainty, Ampasikely		ALAO TRA MANGORO
2018	18	First Energy	N°01/2018/MEH du 24/10/18		20	800	TH	Port bergé	Port-Bergé	SOFIA
	19	First Energy	N°02/2018/MEH du 24/10/18		20	914	TH	Mampikony	Mampikony	SOFIA
	20	First Energy	N°03/2018/MEH du 24/10/18		20	2 140	TH	Antsohihy	Antsohihy	SOFIA
	21	JOVENA	N°05/2018/MEH du 29/10/18		20	500	TH	Belo-sur Tsiribihina	Belo-sur Tsiribihina	MENABE
	22	JOVENA	N°06/2018/MEH du 29/10/18		20	4 000	TH	Morondava	Morondava	MENABE
	23	VESTOP ENERGIE	N°07/2018/MEH du 29/10/18		10	7 500	TH HFO	RI Antananarivo		
	24	VESTOP ENERGIE	N°08/2018/MEH du 29/10/18		12	7 000	HYDRO	RI Antananarivo		
	25	VESTPOWER	N°09/2018/MEH du 29/10/18		10	3 000	TH HFO	Foulpointe	Toamasina II	ATSINANANA
	26	VESTOP ENERGIE	N°10/2018/MEH du 29/10/18		10	5 000	TH HFO	Mahajanga		BOENY
	27	VESTOP ENERGIE	N°11/2018/MEH du 29/10/18		10	6 500	TH HFO	RI Toamasina	Toamasina	ATSINANANA
	28	GREEN YELLOW Mcar	N°12/2018/MEH du 09/11/18		20	4 000	TH	Sambava	Sambava	SAVA
	29	GREEN YELLOW Mcar	N°13/2018/MEH du 09/11/18		20	4 000	TH	Antalaha	Antalaha	SAVA
	30	GREEN YELLOW Mcar	N°14/2018/MEH du 09/11/18		20	1 600	TH	Vohemara	Vohémar	SAVA
31	GREEN YELLOW Mcar	N°15/2018/MEH du 09/11/18		20	1 300	TH	Andapa	Andapa	SAVA	

5.2.2. La théorie économique des organisations et la nouvelle théorie de la réglementation

L'économie des organisations voit les entreprises privées et publiques comme des ensembles organisés complexes. Ces entreprises sont des arrangements institutionnels dont la mission sociale est de coordonner et de motiver les agents économiques. Le comportement de ces organisations est alors vu comme le résultat d'un processus complexe d'interactions entre les différentes parties constitutives de ces corps — parties qui ont des perceptions différentes de leur environnement et des intérêts seulement partiellement convergents — et leur environnement externe.

Le problème de la coordination et de la motivation se pose dans un contexte d'information asymétrique. On dit d'une structure d'information qu'elle est asymétrique lorsque les agents économiques qui sont en relation disposent d'informations incomplètes et différentes sur leur environnement, leurs caractéristiques ou leur comportement. **L'asymétrie d'information est la règle plutôt que l'exception.** En absence d'asymétrie d'information, on peut imaginer que le problème de l'organisation efficace de l'activité économique serait banal.

À titre d'illustration, prenons le cas de l'ORE Malagasy qui désire contrôler la JIRAMA. Cette volonté de contrôle est tout à fait légitime puisque le CODELEC 2017 l'y autorise dans un grand nombre de circonstances :

- Parce que la JIRAMA jouit d'un pouvoir monopolistique, ou encore
- Parce que le fonctionnement de l'entreprise entraîne des conséquences indésirables (délestage, mauvaise qualité du service etc.)

Ce contrôle prend normalement la forme d'une réglementation économique, financière et technique de l'activité de l'entreprise.

La théorie économique suggère que cet effort de réglementation doit composer avec trois types de contraintes : des contraintes informationnelles, des contraintes transactionnelles et des contraintes administratives. L'existence de ces contraintes, ainsi que leur caractère irréductible, réduit la capacité de l'autorité réglementaire d'implanter parfaitement une politique donnée.

Ces contraintes créent essentiellement une tension entre deux agents : le principal qui est l'ORE, qui désire poursuivre pour le compte de l'État, la Nouvelle Politique Énergétique 2015 - 2030, et implanter celle-ci; et l'agent (la JIRAMA ou chacun des autres concessionnaires / permissionnaires) qui est l'entreprise réglementée et dont l'intérêt n'est pas totalement convergent avec celui du principal.

La divergence des intérêts des agents couplée à l'asymétrie d'information débouche sur le risque de comportements qualifiés d'opportunistes. L'opportunisme se définit comme la recherche par les individus dans leurs relations économiques de leur intérêt personnel en recourant à la dissimulation ou à la manipulation d'information⁹⁰. Un gestionnaire se comporte de manière opportuniste lorsqu'il déforme, falsifie, cache ou ne révèle qu'une partie de l'information qu'il sait utile à une gestion efficace et ce afin de promouvoir ses intérêts personnels.

Par exemple, les responsables techniques de la JIRAMA connaissent les sources des pertes techniques élevées actuelles. Lesquelles Inefficiences sont en revanche, inconnues du public. L'entreprise qui a obtenu

⁹⁰ Le Consultant se permet d'insister sur cet aspect du fait de la difficulté qu'il a eu à obtenir des informations de la JIRAMA pour l'exécution du présent mandat.

des pouvoirs publics un contrat pour la distribution et la commercialisation de l'électricité connaît bien mieux que l'ORE, le véritable coût de la fourniture d'électricité.

En tout état de cause, la présence d'asymétries d'information ouvre la porte à la manifestation de comportements opportunistes : la JIRAMA ne voudra pas révéler l'étendue réelle de ses inefficiences de peur d'être sanctionnée, et de ne pas recevoir les subventions directes de l'État dont elle a besoin pour équilibrer son budget.

La question centrale qui est celle de choisir parmi un ensemble d'options institutionnelles, peut donc être reformulée ainsi : **comment trouver l'arrangement institutionnel qui minimise les effets pervers induits par les contraintes informationnelles, transactionnelles et administratives/politiques**. Un arrangement institutionnel est essentiellement un ensemble de mécanismes de coordination, de motivation et de responsabilisation des agents économiques qui mène à une performance organisationnelle. Le choix d'un mode d'organisation est nécessairement un exercice d'analyse comparée de la performance attendue ou observée de différents arrangements institutionnels.

Dans le cas de la chaîne de valeur de l'électricité, chacune des grandes options — monopole public, partenariats avec le secteur privé, privatisation, etc. — représente un arrangement institutionnel donné auquel correspondent certaines forces ainsi que certains effets pervers. Dans un contexte donné (environnement global, juridique, politique et informationnel), un arrangement particulier recèle des avantages marqués. Le but de l'analyse est de cerner le contour de cet arrangement de façon à le mettre en adéquation avec le compromis socialement désirable basé sur les quatre critères d'évaluation de la performance.

5.2.3. Les contraintes informationnelles, transactionnelles et administratives

1. Les contraintes informationnelles

Les contraintes informationnelles empêchent le principal, c'est-à-dire l'État Malagasy (le MEH) ou l'autorité de régulation de l'électricité (ORE), en charge du contrôle du secteur⁹¹, d'utiliser l'information de la JIRAMA, limitant par le fait même le dit contrôle de l'autorité réglementaire. Cette situation décrit également l'asymétrie informationnelle qui existe entre le MEH (ou l'ORE) et l'entreprise publique, la JIRAMA; que celui-ci est censé « contrôler ».

Cet état de fait peut s'illustrer au travers des relations de la JIRAMA avec les concessionnaires / concessionnaires considérés comme des Producteurs Indépendants d'Énergie⁹² (PIE) et qui disposent d'un contrat pour livrer l'énergie qu'ils produisent. Certains d'entre eux parviennent à migrer de ce contrat d'achat qui est légal puisque prévu par le CODELEC, à un contrat de location qui lui, n'est pas prévu dans le CODELEC. Cela a notamment été le cas de la centrale thermique d'Ambohimambola dont le contrat de concession est arrivé à expiration en 2014, et pour laquelle un contrat de location de cinq (5) années a été signé par la JIRAMA⁹³ sans que le MEH ou l'ORE ait été consulté au préalable.

La location n'est pas définie dans les textes réglementaires, alors que dans les faits elle remplit la même fonction que le PIE et son contrat d'achat d'Énergie. Elle permet en effet au « loueur » de bénéficier des

⁹¹ Article 58 du CODELEC 2017

⁹² Article Premier du CODELEC 2017

⁹³ Source : AIDESH - Programme de révision du cadre juridique du secteur électrique Malagasy – Résultat de l'enquête.

mêmes avantages que le PIE, sans avoir à investir⁹⁴. Compte tenu de l'impact de ce type de contrat sur la comptabilité réglementaire, il est primordial que l'ORE soit totalement informé de ces situations pour être en mesure d'en assurer le contrôle.

Ce seul exemple confirme la réalité d'asymétrie d'information. Ce qui ouvre la porte à la manifestation prévisible de comportements opportunistes qualifiés de risque moral. Lequel risque moral renvoie aux décisions prises par l'entreprise qui influencent les coûts d'une manière « opportuniste » ou discrétionnaire, c'est-à-dire d'une manière telle qu'il est très difficile et coûteux pour l'ORE (et encore plus pour le MEH) de détecter ce comportement. L'entreprise décide ainsi de poursuivre ses objectifs plutôt que celui ou ceux que voudraient lui imposer l'autorité de régulation. L'effet des problèmes de risque moral est de réduire le contrôle effectif exercé par le principal (MEH, ORE) sur les comportements de l'agent (la JIRAMA).

2. Les contraintes transactionnelles

La nouvelle théorie de la réglementation fait une grande place à la reconnaissance de l'incertain d'une part et de la rationalité limitée des parties d'autre part. La présence d'incertitude fait qu'il est difficile d'énumérer et de décrire de façon exhaustive tous les états de la nature, toutes les situations possibles. C'est en ce sens que l'on dit que la plupart des contrats sont « incomplets ». Les transactions entre le principal et l'agent ne pourront être entièrement gouvernées par des contrats. Les travaux récents en théorie de la réglementation montrent que l'allocation des droits résiduels de décision joue un rôle clé dans l'efficacité à long terme des entreprises réglementées. Ceci suggère que le design des institutions doit notamment avoir pour objectif de minimiser les coûts de transaction : les coûts de négocier, de rédiger et de policer les ententes. Cette question est particulièrement importante dans le cas de l'industrie électrique où la présence d'externalités suggère que les coûts de transaction peuvent être très importants. Les coûts de transaction intègrent la recherche de l'information, la négociation des contrats, les honoraires des conseils juridiques, les coûts d'opportunité qui (comme la caution) garantissent le respect des clauses contractuelles, les coûts de surveillance et d'exécution, etc. Le cumul de tous ces coûts accroît les charges de l'entreprise.

3. Les contraintes administratives et politiques

Enfin, les relations entre l'agence de régulation et l'entreprise sont également enchâssées dans un réseau complexe de contraintes administratives, légales et politiques. Ces contraintes sont trop souvent ignorées par les analyses économiques qui elles, se concentrent uniquement sur l'évaluation des coûts et des bénéfices.

La procédure d'appel d'offres définie dans le CODELEC 2017 constitue une illustration parfaite de ce type de contrainte. Le texte de loi énonce que cette procédure constitue la règle pour le choix des propositions techniques et financières évaluées sur la base de critères objectifs préalablement portés à la connaissance des candidats.

Dans le cas de Madagascar, si le respect des règles énoncées dans le CODELEC 2017 est censé garantir la transparence et l'égalité de traitement des soumissionnaires. L'existence de ces contraintes vise à limiter la discrétion du principal et de l'agent dans le but de limiter l'importance des activités d'influence : corruption, échange de faveurs, etc. C'est l'imputabilité de la gestion du secteur public qui est ici

⁹⁴ Il y a lieu de garder à l'esprit qu'il y a une différence fondamentale entre ces deux notions. Le PIE est en effet une concession donnée par l'Autorité concédante. Cela signifie que les biens de ce concessionnaire sont des biens de retour qui reviennent donc à l'État à la fin de la concession. Alors que les biens du loueur lui reviennent au terme du contrat de location.

recherchée.

Le constat sur le terrain montre en effet que dans bien des cas le développement des projets prend plusieurs années parce qu'il n'y a pas de délai impératif pour instruire le dossier d'appel d'offres à chaque étape de la procédure. Pour certains, les appels d'offre ne sont qu'une formalité dans la mesure où l'entreprise choisie est déjà ciblée d'avance. L'absence de transparence est notée par exemple encore une fois, pour l'octroi des contrats de location de groupes en ce qui concerne la JIRAMA. Il ressort des enquêtes faites sur le terrain que les responsables locaux des centrales thermiques de la JIRAMA ne sont même pas informés des procédures en amont : les procédures d'appels d'offre ainsi que le dépouillement. L'information ne leur est transmise qu'ex-post, c'est-à-dire une fois le contrat conclu.

Le contournement de ces contraintes vient donc limiter l'étendue et la nature des interventions du principal (MEH, ORE) dans son effort de contrôle de l'agent (JIRAMA). Et finalement, ces contraintes elles-mêmes sont le produit d'un effort de régulation et que, dans certains cas, ces contraintes pourraient être avantageusement modifiées.

5.3. Le contexte et les spécificités Malagasy

5.3.1. Le contexte légal et réglementaire

Le texte de loi fondamental qui encadre actuellement le secteur de l'électricité actuellement est la loi No. 2017-020 portant Code de l'électricité (CODELEC) qui se situe dans le prolongement de la loi 98-032 adoptée en 1998. Au cours des quinze dernières années, l'industrie électrique Malagasy opère une restructuration pour prendre en compte les caractéristiques de « monopole naturel » des segments du transport et de la distribution d'électricité. Les textes de loi adoptés se caractérisent par une volonté de changement des modes d'intervention de l'État Malagasy. Cela se traduit par une déréglementation et une libéralisation du secteur pour une introduction de la concurrence, de la privatisation dans les segments de la production et de la concrétisation du segment de la commercialisation avec le concept de la fourniture aux articles 49 à 54 du Titre V du texte de loi.

Ces mutations impactent bien évidemment la « relation d'agence » entre l'État (Le Principal) et les concessionnaires / permissionnaires (l'Agent). En d'autres termes, les mutations viennent redéfinir les relations et les modalités au travers desquelles l'État va recourir aux services des concessionnaires / permissionnaires pour accomplir en son nom les tâches pour accroître in fine le taux d'accès à l'électricité des populations malagasy.

Ces réformes prônées par les institutions de financement du développement, comme condition à l'octroi de prêts ont entraîné la mise en place des principaux éléments suivants sur le continent africain :

- La commercialisation des sociétés d'électricité et la privatisation de leur gestion,
- La restructuration des sociétés verticalement intégrées en situation de monopole national de manière à dissocier les activités des trois segments de la chaîne de valeur électricité : Production, Transport et Distribution,
- La création d'un système de régulation indépendant et l'adoption de tarifs de l'électricité qui reflètent les coûts,
- L'ouverture du secteur à la participation du secteur privé.

Ces changements profonds sont en partie attribuables à des modifications dans la perception que les gouvernements ont de leur rôle et en partie à la compréhension que les analystes ont développé du

fonctionnement des entreprises réglementées, notamment des entreprises opérant dans les conditions de monopoles naturels.

Dans le cas de Madagascar, l'État a décidé de maintenir encore la JIRAMA comme monopole d'état verticalement intégré pendant une période transitoire qui est toujours en vigueur actuellement. Il n'en reste pas moins que la modification du cadre institutionnel et réglementaire indique que l'État Malagasy en est lui aussi venu à la conclusion que sa mission consiste davantage à déterminer ce qui doit être fait qu'à réaliser lui-même des opérations.

Cet état de fait se traduit par la création de l'autorité de régulation (ORE, puis ARELEC), mais également de l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER). En d'autres termes, l'État entrepreneur a, dans bien des cas, cédé sa place à un état stratège : un État qui considère que sa mission consiste à procéder aux arbitrages fondamentaux entre valeurs et objectifs concurrents, à déterminer ce qui est socialement désirable et à mettre en place les conditions nécessaires à l'atteinte de ces objectifs.

Une manifestation tangible de cette tendance est l'importance grandissante d'investissements de permissionnaires / concessionnaires privés dans le développement de l'électrification rurale qui viennent compléter le développement de l'accès à l'électricité et qui expliquent en partie que le taux d'accès qui était aux alentours de 10% il y a une dizaine d'années est aujourd'hui évalué à 26%⁹⁵.

Face à ces évidences, la question à laquelle le présent chapitre tente de répondre se révèle encore plus cruciale : les arrangements institutionnels actuels permettent-ils (ou permettront-ils) d'atteindre les objectifs de la Nouvelle Politique de l'énergie de l'État Malagasy de 70% de ménages raccordés à une source d'électricité ou à un éclairage moderne à l'horizon 2030 ? Ces objectifs fondamentaux devront bien entendu être évalués à la lumière des quatre critères de performance déjà énoncés : efficacité, équité, imputabilité et développement économique.

5.3.2. Les particularités de l'électricité

Il est essentiel de tenir compte des caractéristiques propres pour être certain de proposer des arrangements institutionnels qui tiennent compte des particularités technico-économiques spécifiques à l'électricité.

5.3.2.1. La nature particulière de l'électricité

Les caractéristiques propres de l'électricité doivent être bien comprises parce qu'elles font de ce bien essentiel un produit spécifique :

- L'électricité est aujourd'hui utilisée pour l'éclairage, mais aussi pour alimenter un nombre croissant d'appareils électroniques et elle présente la spécificité de ne pas avoir de substitut pour ces usages. Ce très faible niveau de rivalité la rend unique, et elle est empreinte d'une valeur symbolique et elle est cruciale pour ce qu'elle apporte sur le plan culturel et social,
- L'électricité est difficilement stockable en grande quantité et à des coûts abordables. La conséquence de cet état de fait est que la production doit donc être exactement adaptée à la demande à tout moment. Il y a donc un impératif d'une coordination technique accrue entre tous

⁹⁵ Source : Analyse spatiale des options d'électrification géospatiale au moindre coût pour un déploiement sur réseau et hors réseau. Août 2021

les segments de la chaîne de valeur au moment où la déréglementation et la libéralisation introduit des opérateurs distincts par segments;

La question du stockage est également centrale dans le développement des énergies renouvelables qui sont par définition, intermittentes.

- Le consommateur a un complet contrôle sur la quantité demandée. L'électricité est transmise instantanément du producteur au consommateur, et il n'y a pas de file d'attente. En d'autres termes un déséquilibre entre l'offre et la demande va aboutir à des délestages au sein du réseau.

Ces caractéristiques fondamentales exercent une influence directe sur l'offre, la demande et la tarification des services d'électricité.

5.3.2.2. L'offre : la prise en compte du monopole naturel

La chaîne de valeur de l'électricité se compose de plusieurs segments qui ont des caractéristiques différentes, et deux de ces segments ont des caractéristiques de monopole naturel, à savoir; le transport et la distribution d'électricité.

On dit d'une industrie qu'elle possède les caractéristiques d'un monopole naturel lorsque la recherche de l'efficacité technique est incompatible avec un partage de l'industrie entre plusieurs opérateurs. Deux particularités essentielles d'un monopole naturel méritent l'attention :

1. Les économies d'échelle, qui énoncent que le coût unitaire de production d'électricité est moindre si l'on produit en plus grande quantité,
Ce qui signifie qu'aussi bien dans le segment du transport, que de la distribution d'électricité il ne sera possible d'y avoir qu'un seul opérateur sur un territoire donné. La présence de plusieurs opérateurs utilisant un réseau unique pose plusieurs problèmes dont en particulier, l'hétérogénéité de la qualité de l'électricité et la difficulté de mesurer en continu cette qualité.
2. L'irréversibilité des coûts, qui fait référence au coût ou capital perdu par une entreprise si celle-ci devait se retirer du marché.

En d'autres termes, il est possible de démanteler les actifs (lignes et postes) des réseaux, mais les coûts encourus pour le faire dépassent vraisemblablement la valeur résiduelle de ces actifs. Lorsqu'il est facile d'entrer et/ou de sortir d'un marché (faible coût), on peut alors dire qu'on a un haut niveau de contestabilité. Le critère clé de la contestabilité est l'absence d'irréversibilité des coûts dans le cas d'une sortie. Par conséquent, le marché de l'électricité est peu contestable, ce qui limite le rôle que peut jouer la concurrence des firmes dans le marché. Bien entendu, ceci n'empêche en rien la concurrence de s'exercer au moment du choix d'un opérateur. Mais, ce choix effectué, l'opérateur se trouvera dans une situation asymétrique souvent avantageuse face à des concurrents potentiels.

En tout état de cause, une entreprise qui comme dans le cas de la JIRAMA à Madagascar possède le monopole des services d'électricité peut utiliser son pouvoir de marché au détriment du public. C'est la raison pour laquelle l'État a choisi au travers du CODELEC de superviser les activités de l'industrie, en réglementant non seulement les segments qui présentent des caractéristiques de monopole naturel, c'est-

à-dire les réseaux de transport⁹⁶ et de distribution, mais aussi en supervisant les autres segments qui permettent une introduction de la concurrence; la production et la commercialisation.

En conclusion, les caractéristiques spécifiques de la technologie de production de l'électricité sur sa chaîne de valeur justifient la présence d'un seul opérateur sur un marché donné. Il revient aux pouvoirs publics, à l'autorité concédante de déterminer si ce monopole doit être confié à une organisation publique ou à une entreprise privée ainsi que de choisir un mécanisme de contrôle et de réglementation de ce monopole, qu'il soit public ou privé.

5.3.2.3. La demande intertemporelle

La demande d'électricité n'est pas distribuée de façon uniforme ou aléatoire dans le temps et possède des périodes de pointe et des périodes creuses. La particularité de la planification des réseaux électriques est qu'ils sont dimensionnés pour les périodes de pointes. Il n'est pas possible d'élargir momentanément un réseau. Le consommateur ou la collectivité doit par conséquent payer pour éviter que l'offre ne puisse pas répondre en temps réel à la demande. Cette « réduction » des écarts temporels s'effectue par une tarification qui incite les clients à consommer plutôt dans les périodes creuses que dans les périodes de pointe.

Or cela pose un véritable problème dans les pays en développement en général et à Madagascar en particulier dans la mesure où les périodes de plus forte demande (les pointes de charge) se situent en soirée et sont causées en très grande partie par les petits consommateurs. Ce qui signifie que logiquement, il leur reviendrait de payer le tarif le plus élevé du kWh du fait de leur contribution maximale à la période de pointe (principe de l'utilisateur-payeur).

5.3.2.4. La tarification

La tarification de l'électricité soulève toujours des débats houleux. La raison est liée au fait qu'au nom du rôle essentiel de l'électricité, les gouvernements adoptent le plus souvent des grilles tarifaires qui sont remises en cause par les populations. En effet malgré les tarifs « sociaux » pour tenir compte de la faible capacité à payer des populations sur le continent africain, ces dernières estiment qu'ils devraient supporter une partie toujours moindre du coût, alors même que les tarifs qualifiés de « sociaux » sont très largement subventionnés comme c'est le cas à Madagascar⁹⁷.

Les tarifs ne rémunèrent pas les coûts dans le cas malagasy⁹⁸ du fait :

- a. Des tarifs sociaux et des autres tarifs appliqués aux petits consommateurs qui ne sont pas en adéquation avec les coûts,
- b. Des pertes techniques et non techniques qui culminent à 25% - 30% et qui dénotent de coûts d'exploitation non maîtrisés par la JIRAMA,
- c. Des coûts de combustibles anormalement élevés du fait de rendements médiocres des centrales thermiques de la JIRAMA (notamment les centrales en location), couplés à des consommations spécifiques en carburant des centrales qui sont jusqu'à 33% plus élevés que les valeurs

⁹⁶ Le texte de loi dans sa section II et aux articles 26 et 27 prévoit explicitement un encadrement du segment du transport sous la supervision de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, même si cette séparation fonctionnelle n'est pas encore mise en œuvre actuellement.

⁹⁷ Le besoin de subvention pour assurer l'équilibre de la trésorerie de la JIRAMA est évalué à 661 milliards MGA en valeur actualisée entre 2020 et 2030 ! Et cela en supposant une augmentation tarifaire moyenne de 10,8% en valeur réelle en moyenne entre 2020 et 2024.

⁹⁸ La JIRAMA perd de l'argent pour chaque kWh vendu. Son coût de revient excède largement le revenu moyen. En 2018, le tarif moyen de 516 MGA / kWh couvrait à peine la moitié du coût de revient établi à 983 MGA / kWh.

recommandées par fabricants des groupes.

En clair, la tarification de l'électricité n'est de ce fait, pas en rapport avec la consommation individuelle réelle des clients finals.

5.4. L'éventail des alternatives institutionnelles possibles

5.4.1. Introduction

Nous allons proposer dans cette partie de manière synoptique des solutions institutionnelles au problème que pose la gestion de l'électricité à Madagascar, à la lumière du CODELEC 2017 et sur la base des éléments conceptuels d'analyse de la situation. Il ne s'agira pas d'un inventaire complètement exhaustif, dans la mesure où l'exercice intégral aurait nécessité une analyse fine et détaillée des contrats réels au cas par cas. Or, notre démarche se fait sur la base des contrats type disponibles sur le site de l'ORE et nous n'avons eu accès à aucun contrat réel, ni pour ce qui concerne la JIRAMA, ni pour les concessionnaires / concessionnaires des zones rurales.

Nos propositions reposent sur l'identification des problèmes qui pourraient être résolus au moyen d'une gamme d'options institutionnelles dans le cadre de la réforme du secteur portée par la loi 98-032 d'abord, puis par le CODELEC 2017. Cela revient à se pencher sur la manière dont ces options contribueraient à résoudre les problèmes du secteur électrique Malagasy.

5.4.2. Le contrôle de la relation d'Agence

Le contrôle de la relation entre le « Principal » et « l'Agent » est au centre du processus de compréhension des choix de solutions institutionnelles. La réforme en cours actuellement à Madagascar avec l'adoption du CODELEC 2017 a rapport au processus de transition entre l'État « Entrepreneur » et l'État « Stratège » et partant, à une redéfinition importante des rôles. Pour l'État « Stratège », il s'agit de définir **une finalité** à atteindre et de se pencher ensuite sur **les moyens**, c'est-à-dire la manière de la réaliser. Comme cela a déjà été dit : l'objectif général de la réforme est d'améliorer le bien-être des populations, qui dans les faits correspondent à poursuivre plusieurs objectifs spécifiques.

L'ensemble de la démarche va reposer sur une structure d'analyse des processus d'adaptation aux contraintes de la réforme du secteur de l'électricité, et ensuite de faire l'analyse des options propres à la chaîne de valeur de l'industrie électrique Malagasy, en s'appuyant sur la Nouvelle Politique Énergétique (NPE), et le CODELEC 2017 qui en constituent la pierre angulaire.

Figure 27 : Objectifs poursuivis par l'État Malagasy pour la réforme du secteur électricité

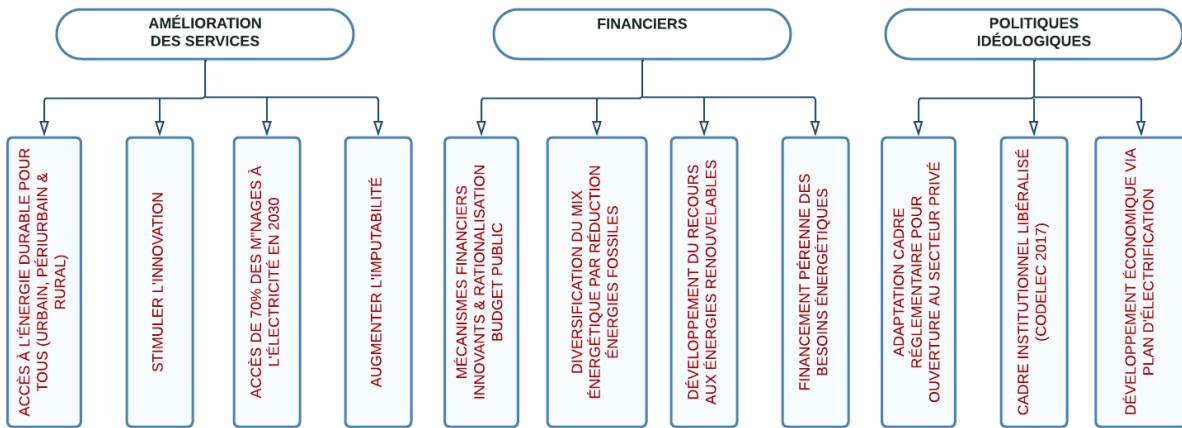


Figure adaptée par le Consultant à partir de la NPE 2015-2030 de l'État Malagasy

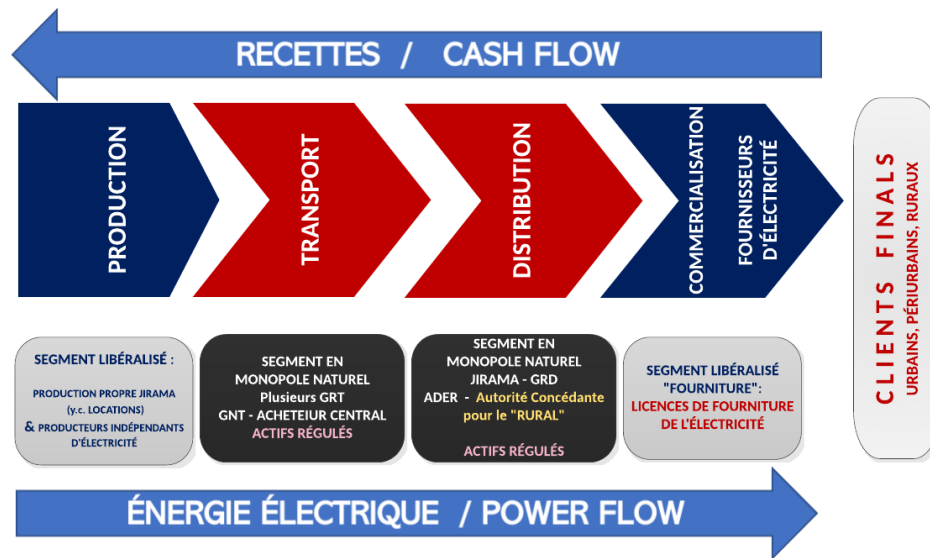
Suivant les objectifs que s'est fixé l'État Malagasy, il doit réformer les deux volets complémentaires qui permettent de conduire la mise en œuvre du processus de la réforme :

1. La structure du secteur de l'Électricité,
2. Les institutions

5.4.2.1. La structure du secteur de l'électricité

Tout d'abord, il convient de préciser que les mots utilisés eux-mêmes doivent être modifiés. La réforme dont il est question va concerner la totalité de la chaîne de valeur de l'électricité. Les pouvoirs publics Malagasy, au travers de la loi 98-032 d'abord, puis surtout du CODELEC 2017, ont fait un choix quant à la structure non pas du secteur, mais plutôt de la chaîne de valeur de l'électricité. Le terme secteur fait référence à un bloc monolithique, alors que la chaîne de valeur fait référence à plusieurs segments : la Production, le Transport, la Distribution et la Commercialisation de l'électricité. Ces quatre segments pris conjointement forment une entité qui incorpore différentes caractéristiques que nous approfondirons au cours du processus d'analyse.

Figure 28 : Chaîne de valeur de l'électricité



Au stade actuel, l'État Malagasy doit prolonger le choix effectué en se penchant sur trois dimensions qui ont trait à : l'efficacité, l'imputabilité et l'équité. Cela va nous permettre de mettre en relief divers degrés de centralisation (regroupement) ou de décentralisation (ou division). En conséquence, les prestations d'exploitation / maintenance des infrastructures qui en découlent peuvent être réalisées par des opérateurs nationaux ou régionaux suivant les segments de la chaîne de valeur, alors que les prestations de services de fourniture d'électricité peuvent être assurés localement.

Tableau 61 : Dimensions pour définir la structure optimale de la chaîne de valeur (1 / 2)

Dimensions	Critère à optimiser
Efficacité opérationnelle (Infrastructures et équipements)	Division de la chaîne de valeur suivant les segments de la chaîne de valeur de manière à en tirer les économies d'échelle optimales qui en découlent. <ul style="list-style-type: none"> - Segment de la Production : les permissionnaires (Article 23) et les concessionnaires (Article 19) sont les opérateurs désignés pour assurer en amont la transformation des sources d'énergie primaires en électricité. - Segments du Transport et de la Distribution: Les concessionnaires désignés (Article 27) ont l'obligation de veiller à assurer la fiabilité et l'efficacité du réseau <p>❑ Le choix actuel d'avoir une quinzaine d'unités thermiques de puissance inférieures à 40 MW (à l'exclusion de la centrale d'AKSAF de 66 MW dans le RIA) pour répondre aux 2/3 de la demande des zones urbaines (RIA, RIT, RIF) n'est pas optimum. Il serait plus avantageux de disposer d'un nombre de centrales moins important autour d'un ou deux modèles qui seraient sélectionnés en fonction des résultats d'exploitation (meilleurs rendements opérationnels)</p>

Tableau 62 : Dimensions pour définir la structure optimale de la chaîne de valeur (2 / 2)

Efficacité de gestion	<p>Le niveau actuel d'efficacité administrative dépend directement de chaque permissionnaire ou opérateur aussi bien en urbain / périurbain qu'en Rural</p> <p><input type="checkbox"/> Il pourrait être avantageux de mutualiser les services de gestion entre plusieurs opérateurs. Cela aboutirait à une réduction des coûts communs.</p>
Participation du secteur privé	<p>Niveau suffisant d'attraction commerciale pour inciter les opérateurs à investir dans l'électrification rurale avec peu de rentabilité toutefois du fait des tarifs bien plus élevés que dans les zones du réseau interconnecté</p> <p>Attraction commerciale dans Urbain & Périurbain nettement moindre avec JIRAMA qui ne peut pas fonctionner sans des subventions faramineuses.</p>
Contrôle régulateur (Imputabilité)	<p>Le contrôle et le suivi de l'exécution des contrats de Concession et d'Autorisation, des Déclarations ainsi que des Autorisations d'Autoproduction et des licences de Fourniture (Article 59), en coordination avec l'ADER pour les exploitants en zones rurales (Article 79)</p>
Solidarité sociale (Équité)	<p>Protection des consommateurs les plus démunis par une gestion socialement équitable (Tarif social)</p> <p><input type="checkbox"/> Cette disposition n'est pas valable dans les zones rurales.</p>

Adapté par le Consultant. N.B. Tous les articles cités dans le tableau proviennent du CODELEC 2017

Il est de plus nécessaire de faire un choix éclairé les diverses modalités institutionnelles quant à la relation entre l'État (Le « Principal ») et les opérateurs publics et/ou privés (« L'Agent »). Selon les modes de gestion (options), des influences et/ou incitatifs peuvent être plus ou moins importants.

Tableau 63 : Modalités institutionnelles selon les modes de gestion (options)

Mode de gestion	Opérateur	Indépendance politique	Incitatifs à l'efficacité
Prestation publique directe	ORE, ADER	Faible	Presque absents
Entreprise publique corporative	JIRAMA	Faible	Faiblement présents
Entreprise privée	Concessionnaires & Permissionnaires en zones rurales	Elevée	Présents

Adapté par le Consultant

L'examen de l'indépendance politique entre l'État et les opérateurs ou les régulateurs est un sujet toujours sensible⁹⁹, mais il est nécessaire pour arriver à maximiser le bien-être de la collectivité et cela, d'autant plus lorsque l'État poursuit un processus de réforme de la chaîne de valeur Électricité comme c'est le cas à Madagascar.

⁹⁹ Spiller P. et Savedoff D. Commitment and Governance in Infrastructure. Can Privatization deliver ? Inter-American Development Bank, 1999

L'opportunité gouvernementale dans sa forme la plus simple implique de faibles prix ou tarifs pour l'électricité (distribution et commercialisation) comme c'est le cas actuellement à Madagascar et en particulier pour la clientèle Basse Tension, et le tarif social particulièrement. Des niveaux de tarifs, qui sont combinées à des niveaux de pertes qui culminent dans la tranche 25% - 30%. Ces deux facteurs combinés, ne donnent pas à l'opérateur public qu'est la JIRAMA la capacité d'assurer le service de la dette, et de financer le développement de ses équipements actuels ou passés.

Il est à noter que le CODELEC 2017 ne prescrit pas de péréquation des tarifs sur la totalité du territoire Malagasy. De ce fait, les prix pratiqués par les concessionnaires / permissionnaires privés dans les zones rurales sont plus élevés que ceux de la JIRAMA puisqu'ils peuvent culminer à 15 US\$ par mois (soit environ l'équivalent de 2800 MGA / kWh) ce qui correspond quasiment au triple du tarif moyen de la JIRAMA. Cependant du fait d'une élasticité de la demande négative, l'expérience Malagasy montre qu'il existe un point de basculement où les clients se déconnectent s'ils trouvent les prix trop élevés. Le constat devient alors le même que pour la JIRAMA puisque ces derniers aussi n'arrivent pas dans le cas de prix trop élevés, à assurer le service de la dette¹⁰⁰.

Ces résultats se comprennent comme suit : lorsque les intérêts politiques à court terme se saisissent de l'opportunité des faibles prix, un cercle vicieux s'en suit, lequel est soutenu par des facteurs se renforçant mutuellement. On obtient ainsi un équilibre stable de faibles prix et de services de qualité médiocre. Les politiciens, en soutenant les faibles prix - en repoussant la facturation réelle ou la performance d'activités non rentabilisées - se targuent de servir des fins sociales tout en blâmant les opérateurs, privé et public, pour leurs performances inefficaces.

Ces transferts, à leur tour, limitent aussi bien l'opérateur dans ses opérations (maintenance à court et long terme) et ses expansions puisque les investissements ne sont pas évalués en relation avec leur rentabilité mais plutôt en concurrence avec d'autres utilisations des fonds publics nationaux. Cette dépendance financière des opérateurs les expose à des interventions et à des inspections substantielles, limitant ainsi leur autonomie tant budgétaire qu'administrative. Ainsi, quand cela devient politiquement rentable d'établir des prix opportunistes (i.e. faibles), les budgets de maintenance et d'investissement peuvent disparaître, laissant seulement le minimum nécessaire pour couvrir les salaires et l'opération minimale. Quant aux pressions exercées par les inspections, l'opérateur peut en venir à manipuler stratégiquement son information.

Le maintien de faibles prix non rémunérateurs des coûts n'incite aucunement les contribuables à soutenir les opérateurs dans leurs revendications quant aux investissements nécessaires pour maintenir la pérennité d'infrastructures invisibles, apparemment peu coûteuses et politiquement non rentables.

Les manifestations de ces problèmes d'incitatifs sont généralement similaires aussi bien pour la JIRAMA, que pour les concessionnaires des zones rurales - faible taux d'accès à l'électricité, investissements limités, et qualité de service médiocre. Ils diffèrent cependant sur d'autres points. Les concessionnaires / permissionnaires privés répondent aux ordonnances réglementaires de l'ORE (ou aux contrôles de l'ADER) et aux structures d'incitatifs de façon à maximiser leurs revenus et minimiser leurs risques. En revanche, l'opérateur public qu'est la JIRAMA est plus enclin à disperser ses rentes par des mécanismes administratifs

¹⁰⁰ La majeure partie des concessionnaires des zones rurales citent le nombre de clients et la quantité demandée comme facteur clé dans leurs décisions de tarification, plutôt que les obligations réglementaires ou contractuelles.

Source: Evaluation of Rural Electrification Concessions in sub-Saharan Africa. Detailed Case Study: Madagascar. The World Bank, December 2015

tels que les sureffectifs ou d'autres formes d'inefficacité dans l'utilisation des ressources, créant ainsi des moyens indirects de capturer ces rentes individuelles.

5.4.2.2. Les institutions

Le but premier du contrôle de la relation entre le « Principal » et « l'Agent » est la maximisation du bien-être collectif. Toutefois, aucune solution ou option n'est parfaite étant donné que les intérêts du principal et de l'agent ne pourront jamais être totalement convergents. C'est la raison pour laquelle ces intérêts doivent être encadrés par des mécanismes institutionnels et réglementaires et ce, que les services de fourniture d'électricité soient faits par un opérateur public comme la JIRAMA, ou par les concessionnaires / permissionnaires des zones rurales.

Dans le cas présent, le contrôle et la supervision des opérateurs est dévolu à l'ORE (article 59) qui a notamment pour mission de :

- Surveiller le respect des normes de qualité du service,
- Contrôler et faire respecter les principes de la concurrence,
- Assurer le suivi et le contrôle de l'exécution des contrats de concession et d'Autorisation, des Déclarations ainsi que des Autorisations d'Autoproduction et des Licences de fourniture, et
- Assurer la régulation tarifaire (Article 81)

Cette régulation économique, financière et technique est gérée par l'ORE qui est indépendante et dotée :

- D'un financement et d'un budget indépendants (Article 75),
- D'une structure indépendante : le Collège des Commissaires de l'Électricité (Article 67 à 70)
- D'un budget permettant le maintien de compétences adéquates et d'un système d'information indépendant;

Le CODELEC 2017 fournit donc les conditions légales pour que les populations ne soient pas prises en otage par une politisation de la régulation. Le rôle de la régulation économique, financière et technique assurée par l'ORE, est de protéger l'intérêt des consommateurs.

Cette régulation de l'ORE est qualifiée d'institutionnelle parce qu'elle repose à l'intérieur de l'institution sur un groupe d'experts (le Secrétariat exécutif (SE) de l'ORE – Articles 71 et 72) qui possède une compréhension exhaustive et complète de la régulation économique et financière et des questions d'exploitation des infrastructures et équipements de l'électricité (Article 58).

Il y a lieu toutefois de souligner que cette régulation institutionnelle est très coûteuse puisqu'elle nécessite une veille permanente et récurrente des experts de l'institution sur toutes les fonctions réglementaires. Ce qui n'est pas le cas pour le SE de l'ORE puisque le Suivi-Évaluation de la performance de l'institution exposée au chapitre précédent fait ressortir un certain nombre d'insuffisances en matière de renforcement permanent des compétences et de l'expertise.

5.4.3. La contrainte primordiale pour les propositions institutionnelles dans le cas Malagasy

Les succès des propositions institutionnelles qui pourront être faites dans le cas malagasy sont directement dépendantes de l'option retenue pour la JIRAMA. Cette option doit impérativement tenir compte de l'indispensable redressement de cet opérateur en tant qu' « Agent », et cela quel que soit le « Principal » dans la relation d'agence retenue.

Les problèmes récurrents de la JIRAMA depuis le début des réformes de l'électricité en 1998 (loi 98-032) constituent un facteur bloquant de la performance globale de toute la chaîne de valeur de l'électricité Malagasy. À titre d'illustration de ces blocages :

- Le mécanisme des subventions croisées entre les zones urbaines & périurbaines de la JIRAMA et les zones rurales pour servir de fonds de levier au financement des projets ruraux d'électrification n'a jamais fonctionné. Et à contrario, le Fonds National d'Électrification rurale (FNE) dans sa relation d'Agence avec l'État a même été amené à soutenir financièrement la société nationale,
- L'ORE qui constitue en tant que « Principal » de la Relation d'Agence avec les « Agents » que sont tous les autres Concessionnaires / Permissionnaires est également dans une situation de blocage. En effet l'Article 75 du CODELEC 2017, stipule que le budget nécessaire à l'accomplissement de ses missions est alimenté par une redevance de 1,2 % du chiffre d'affaires des entreprises Concessionnaires / Permissionnaires. Or le plus important concessionnaire est la JIRAMA qui, en ne s'acquittant pas entièrement de cette obligation ne permet pas à l'ORE de remplir sa mission.

Les décideurs politiques sont tout à fait conscients de cet état de fait puisqu'un processus de privatisation a été enclenché au début des années 2000. Il s'en est suivi un contrat de gestion entre 2005 et 2007 qui s'est terminé de manière acrimonieuse. Le résultat est que la JIRAMA reste la propriété de l'État et est en très mauvaise santé financière.

5.4.3.1. Propositions d'options institutionnelles

L'analyse pour aboutir à des propositions d'options institutionnelle part de la taxonomie des objectifs poursuivis invoqués dans le processus de réforme de la chaîne de valeur de l'électricité.

Figure 29 : Objectifs poursuivis par l'État Malagasy pour la réforme du secteur électricité

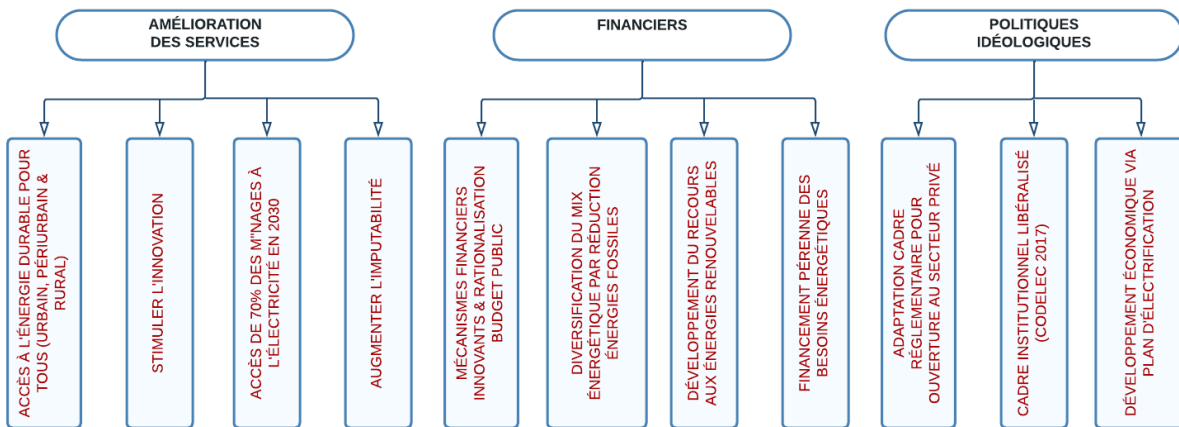


Figure adaptée par le Consultant à partir de la NPE 2015-2030 de l'État Malagasy

Sur la base des entrevues opérées par l'équipe du Consultant, ainsi que de la documentation reçue, il a été possible de déterminer un ordre de priorité des critères considérés comme les plus importants pour la mise en œuvre de la réforme.

Tableau 64 : Classement des objectifs poursuivis

Critères motivation	Ordre de priorité / Classement
Amélioration des services	
Accès à l'énergie durable pour tous	6
Stimuler l'Innovation	12
Accès de 70% des ménages à l'électricité en 2030	3
Augmenter l'imputabilité	7
Financiers	
Mécanismes financiers innovants	8
Diversification du mix énergétique / Réduire les coûts	1
Développement recours aux EnR	2
Financement pérenne des besoins énergétiques	9
Politiques / Idéologiques	
Adaptation cadre réglementaire pour secteur privé	4
Cadre institutionnel libéralisé	5
Développement économique	10

L'examen du tableau révèle que les objectifs financiers dominent largement le paysage. Et parmi ceux-ci, la réduction des coûts et le financement des investissements (recours aux EnR) sont les plus souvent et fortement évoqués. L'objectif d'accroître l'accès à l'électricité est également souvent évoqué et il est suivi de l'impératif d'adaptation du cadre réglementaire pour accroître l'insertion du secteur privé avec l'application du CODELEC 2017.

Soulignons également que l'objectif d'augmenter la responsabilisation (imputabilité) des décideurs est également invoqué.

Options institutionnelles : démarche proposée dans le cas Malagasy

Le processus de réforme de la chaîne de valeur de l'électricité est résolument entamé avec le CODELEC depuis 2017. Il doit se poursuivre en mettant un accent encore plus important sur la réduction des coûts et le financement des investissements dans les Énergies renouvelables pour réduire la dépendance du pays aux combustibles fossiles.

Le recours au secteur privé doit être de rigueur pour :

- Attirer des capitaux privés pour financer les nouveaux investissements,
- Encourager l'efficacité et améliorer les services disponibles,
- Accroître la capacité d'autofinancement des nouveaux investissements par la JIRAMA,
- Mobiliser des fonds pour l'État afin de renflouer le budget national de façon à permettre aux pouvoirs publics d'être en mesure de présenter les garanties requises par les bailleurs de fonds pour lui accorder des prêts.

L'intérêt de l'État à renforcer son implication pour les réformes repose sur la nécessité d'améliorer l'efficacité, ainsi que sur la réduction des coûts et partant, le prix de l'électricité.

Tout cela suppose d'arriver à répondre aux préoccupations suivantes :

5. Régime de propriété de actifs : Quelles sont les différentes options possibles pour le traitement de la question du régime de propriété des actifs (infrastructures et équipements) de la chaîne de valeur électricité ?
6. Structure organisationnelle et institutionnelle de la chaîne de valeur : Quelles sont les options envisageables pour l'effectivité de la séparation fonctionnelle des segments et pour assurer l'ouverture à la concurrence dans les segments qui le permettent (Production et commercialisation) ?
7. Régulation : quel est le mode de régulation qui doit être privilégié, non seulement dans les segments qui présentent des caractéristiques de monopole naturel (Transport et Distribution), mais également dans les deux autres segments qui permettent d'introduire de la concurrence pour ou dans le marché ?
8. Partenariat public-privé : Quelles sont les options envisageables pour l'implication de partenaires privés et à quels niveaux cette implication est-elle envisageable ?

1. Régime de propriété des actifs

Le souci premier du CODELEC 2017 est d'être en mesure d'attirer et de sécuriser les investissements privés, tout en rassurant également les prêteurs potentiels. Cela suppose donc d'être explicite sur le régime de propriété des actifs (réseaux de transport, réseaux de distribution, ainsi que les actifs de production existants et futurs) de la chaîne de valeur de l'électricité.

Le CODELEC 2017 est muet sur ces dispositions sur l'ensemble des segments de la chaîne de valeur. Cela signifie que la JIRAMA¹⁰¹ à l'heure actuelle traite l'ensemble des actifs de la chaîne comme lui appartenant en pleine propriété pendant la durée de(s) la concession(s)¹⁰² signée(s) avec l'État en tant qu'autorité concédante. Il n'est pas inutile de rappeler ici que l'appartenance d'un actif au domaine public de l'État a pour conséquence de le rendre inaliénable et insaisissable. Cette appartenance est donc incompatible avec le fait que la JIRAMA (ou tout autre concessionnaire / permissionnaire) en soit pleinement propriétaire.

L'absence de règlement de la question du statut et du régime de la propriété des actifs des segments de la chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar constitue donc une incertitude juridique sérieuse pour tout investisseur privé intéressé à investir à Madagascar et/ou à s'impliquer dans la JIRAMA. Cette incertitude sur le statut des actifs fera l'objet de demande de clarification par tout investisseur intéressé à s'impliquer dans la chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar.

En tout état de cause, une fois la clarification du régime juridique effectuée, il conviendra de s'assurer que les actifs en question sont protégés de manière optimale. En d'autres termes et parce que l'électricité est un service essentiel¹⁰³, il conviendra de s'assurer que l'État conserve le contrôle ultime de ces actifs afin d'assurer la pérennité de leur affectation au service public de l'électricité.

Le régime de protection des actifs devra également éviter toute appropriation privée définitive de ces derniers. La protection veillera à éviter tout risque de mauvaise gestion, d'inutilisation ou de cession incontrôlée de ces biens, que la cession soit la conséquence d'une décision volontaire de l'opérateur privé, ou qu'elle survienne dans le cadre d'une faillite de l'opérateur privé.

¹⁰¹ Cette remarque vaut également pour les concessionnaires / permissionnaires impliqués dans le développement de l'électrification rurale.

¹⁰² Le Consultant n'a eu accès à aucun contrat de concession, qui aurait pu lui permettre de prolonger l'analyse sur cette question. Il aurait en effet été possible d'analyser le (ou les) cahiers des charges actuel(s) pour arriver à fonder juridiquement la compétence de la JIRAMA (ou de tout autre concessionnaire) à exploiter le service public de l'électricité et le droit d'usage sur les actifs du secteur.

¹⁰³ Le CODELEC 2017, dans son exposé des motifs, énonce pour l'électricité le principe fondamental du moindre coût ainsi que cinq objectifs qualitatifs : l'accès de tous à l'énergie moderne, l'abordabilité, la sécurisation de la qualité et de la fiabilité des services, la sécurité énergétique et la durabilité.

En d’autres termes, il est indispensable que le statut des nouveaux investissements actuels (ligne d’interconnexion en 225 kV entre Antananarivo et Toamasina, les aménagements hydroélectriques de Volobe – 120 MW et de Sahofika – 200 MW ainsi que les lignes de transport connexes, etc.) aille de pair avec la mise en place d’une comptabilité des concessions à Madagascar, de sorte qu’au terme des contrats de concessions, tous ces biens soient effectivement retournés à l’État.

2. Structure organisationnelle et institutionnelle de la chaîne de valeur

Le CODELEC 2017 énonce clairement le type d’organisation structurelle de l’industrie avec :

- Une séparation verticale totale des segments de l’industrie (Production, Transport, Distribution et Commercialisation) gérés par des entités distinctes publiques ou privées,
- Une séparation horizontale territoriale entre zones urbaines et péri-urbaines et zones rurales

Au plan institutionnel, la JIRAMA est actuellement l’opérateur le plus important de par sa position d’Acheteur Central qui lui permet d’acheter l’électricité produite dans le segment de la production et d’en assurer le transport et la distribution avant sa commercialisation aux consommateurs, et cela aussi bien pour les zones urbaines et péri-urbaines que pour les mini réseaux des zones rurales ou les zones rurales dans lesquelles un réseau de Distribution MT et BT est implanté.

Il est à noter que dans les zones rurales, les concessionnaires / permissionnaires concernés sont responsables de la production, puis de la distribution et de la commercialisation de l’électricité dans les localités au sein desquelles ils détiennent une concession ou une autorisation.

Figure 30 : Chaîne de valeur de l’électricité à Madagascar – Urbains & péri-urbains

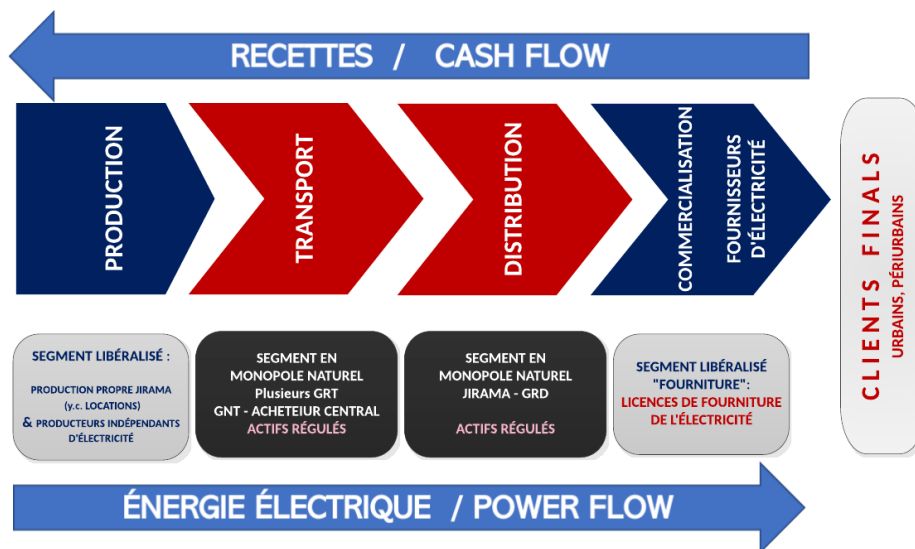
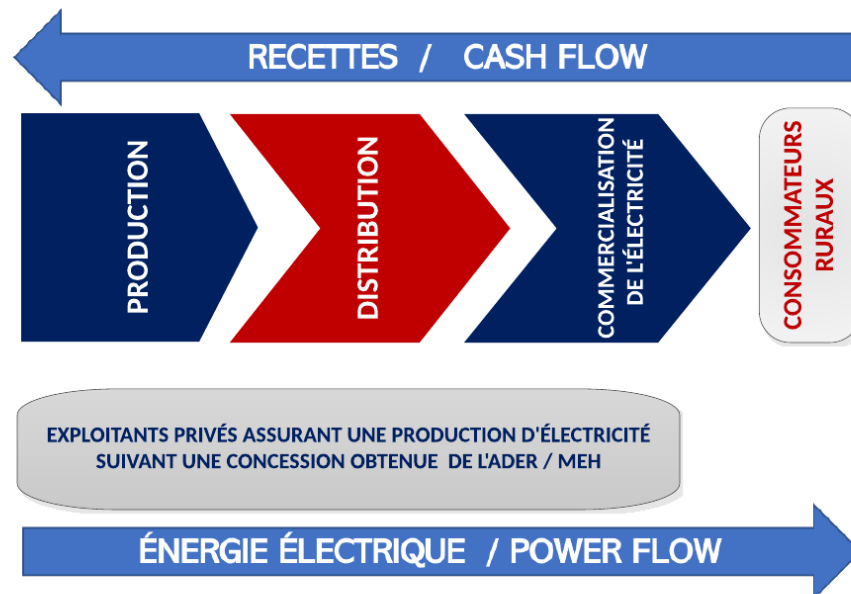


Figure 31 : Chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar – Zones rurales



3. Mode de régulation

Le CODELEC 2017 fait explicitement le choix d'une régulation de type institutionnel avec l'institution d'une autorité administrative indépendante (Titre VII), laquelle repose à l'intérieur de l'institution sur un groupe d'experts (le Secrétariat exécutif (SE) de l'ORE – Articles 71 et 72) qui possède une compréhension exhaustive et complète de la régulation économique et financière et des questions d'exploitation des infrastructures et équipements de l'électricité (Article 58).

4. Partenariat public-privé

Le choix des options institutionnelles optimales va se faire par rapprochement des différents modes de délégation aux principaux objectifs de la réforme, qui peuvent se conjuguer comme suit :

1. Amélioration des services, au travers
 - d'une amélioration de la rentabilité du secteur
 - d'une amélioration de la qualité du service,
2. Amélioration des conditions de financement permettant de financer les investissements prévus dans le PDMC Malagasy,
3. Objectifs politiques / idéologiques : Le gouvernement Malagasy accepte-t-il une perte de contrôle relative sur le secteur en contrepartie de l'introduction du secteur privé et des améliorations attendues ?

Ces critères d'évaluation ont été regroupés au sein d'une matrice de décision mettant en valeur l'intérêt de chaque mode de délégation sur la base d'une notation sur une échelle de 1 à 5 (1 étant la note la plus dégradée). L'utilisation de critères de pondération permet de refléter le caractère plus ou moins discriminant des objectifs :

	Peu Important	Important	Très important	Primordial
Pondération	25	50	75	100
1.1. Rentabilité du secteur			✓	
1.2. Qualité de service				✓
2. Moyens financiers & Investissements				✓
3. Perte de contrôle de l'Autorité politique	✓			

1. Amélioration des services

1.1. Rentabilité du secteur : ce critère répond à l'objectif d'équilibre financier du secteur électrique Malagasy en prenant en compte les cash-flows de trésorerie à générer suivant le scénario de mode de délégation à retenir : Scénario de référence

- Analyse de la rentabilité future du secteur avec une évolution basée sur une conservation du statu quo actuel de la JIRAMA,
- Analyse de la rentabilité future du secteur en réalisant des investissements -limités- proportionnels à la capacité de la JIRAMA à mobiliser des financements

Sachant que ces deux objectifs se révèlent identiques dans la mesure où ils ne permettent pas in fine, de répondre à l'objectif fondamental des pouvoirs publics en termes d'investissements à réaliser pour atteindre les 70% de taux d'accès à l'électricité en 2030.

1.2. Amélioration de la qualité du service : ce critère établit une gradation entre les différents modes de délégation de gestion en termes de perspectives d'amélioration et d'optimisation pérenne de la qualité de la fourniture du service de l'électricité.

2. Amélioration des conditions de financement permettant de financer les investissements prévus dans le PDMC Malagasy : le niveau et le coût du financement de l'État dépendent du degré de délégation concédé. L'engagement financiers des organismes bilatéraux, et surtout multilatéraux va se révéler plus important et à des taux préférentiels selon le degré d'implication du secteur privé.

Options concernant l'exploitation et le développement des actifs existants

Il existe différentes modes de gestion déléguée qui ont été utilisés dans le domaine de l'exploitation et du développement des actifs existants, à savoir : le contrat de prestations de services, le contrat de gestion, le contrat d'affermage et le contrat de concession. Chacun de ces contrats met en œuvre un mode de gestion différent présentant des caractéristiques propres en termes d'autonomie et de responsabilité du partenaire privé et des risques respectivement supportés par les secteurs public et privé.

→ Contrat de prestation de services ou d'assistance technique:

Dans ce mode de gestion déléguée, l'opérateur reste une entreprise publique, comme c'est actuellement le cas de la JIRAMA. L'intervention du partenaire privé porte sur tout ou partie des tâches d'exploitation et d'entretien, à l'exclusion de la facturation et des encaissements. Le partenaire privé ne prend pas la responsabilité du service et ne supporte pas de risque commercial. La durée de ce contrat est courte (en général 2 à 3 ans).

→ Contrat de Gestion :

Dans ce mode de gestion déléguée, l'opérateur reste une entreprise publique, comme c'est actuellement le cas de la JIRAMA. Le contrat porte sur l'ensemble des tâches d'exploitation et d'entretien y compris la facturation et les encaissements. Les ressources humaines d'encadrement de l'opérateur, dont la rémunération est forfaitaire, remplacent momentanément les ressources humaines d'encadrement existantes mais la stratégie de l'entreprise demeure sous la responsabilité du Conseil d'Administration. L'encadrement temporaire n'est donc pas responsable des résultats de l'entreprise, mais il y a lieu d'introduire une obligation de résultats sur certaines opérations telles que le taux de facturation et le taux de recouvrement, sanctionnée par bonus ou malus annuel.

Il est utile de rajouter au contrat une amélioration qui consiste en une première année « morte », c'est-à-dire sans obligation de résultats. Cela permet d'établir une « situation de référence » des principaux indicateurs de gestion de l'entreprise. Cette situation de référence est certifiée par un auditeur technique externe. Une grille d'amélioration des indicateurs est alors indexée au contrat qui servira de base à la rémunération variable lorsque le référentiel sera déterminé.

Un audit technique externe sera effectué chaque année pour mesurer l'écart des indicateurs obtenus avec la grille contractuelle.

→ Contrat d'Affermage :

Dans le cadre des contrats d'affermage, l'exploitant loue auprès de l'autorité publique tout ou partie des installations du système électrique pour une période fixe et est responsable de l'exploitation et de l'entretien de ces installations.

Le fermier exploite le service et est directement rémunéré par les clients.

L'autorité publique demeure propriétaire de tous les actifs et est responsable de tous les investissements. Le fermier peut néanmoins être chargé de réaliser certains investissements. La redevance payée par le fermier à l'autorité publique est généralement fixée de manière à couvrir le service de la dette et l'amortissement des actifs.

→ Contrat de Concession :

Dans un contrat de concession, le concessionnaire est responsable non seulement de l'exploitation et de l'entretien mais aussi de tous les nouveaux investissements. Les actifs demeurent la propriété de l'autorité publique mais ils sont confiés au concessionnaire pour la durée du contrat de concession. Le contrat stipule généralement que les actifs doivent être transférés à l'autorité concédante dans un bon état d'entretien au terme de la concession. LA concession permet ainsi de déléguer à une même entité la responsabilité conjointe de l'exploitation et de la réalisation des investissements.

C'est la situation actuelle de la JIRAMA, qui se caractérise par le fait que le niveau des recettes collectées auprès des consommateurs ne permettent pas d'assurer l'équilibre financier de la concession, ce qui oblige l'autorité concédante (l'État) à verser des subventions d'exploitation pour concilier la rentabilité de la concession et le maintien des tarifs (non rémunérateurs des coûts) à un niveau acceptable par les clients.

3. Perte de contrôle relative sur le secteur en contrepartie de l'introduction du secteur privé. Pour évaluer la perte de contrôle relative de l'autorité concédante, il faut tenir compte de l'importance des missions de service public (c'est-à-dire l'exploitation et l'entretien des actifs) qui sont concédées au partenaire

privé. En d'autres termes, les options d'implication des partenaires privés via la délégation de la réalisation des investissements n'entraîne pas de perte de contrôle significative des pouvoirs publics sur les missions de service public de l'électricité.

Deux types principaux de contrats sont à distinguer ici pour les options visant à introduire la participation du secteur privé pour le développement de nouveaux projets d'investissements, sous la forme de projets de Production Indépendante d'Électricité (PIE) :

- BOOT (Build-Own-Operate-Transfer ou Construire-Posséder-Exploiter-Transférer)
- BOT (Build-Own-Transfer ou Construire-Posséder-Transférer)

Dans le cadre d'un contrat BOOT, l'entreprise ou le consortium d'entreprises finance, construit et exploite un actif particulier pendant la durée du contrat. Typiquement ce type de contrat est conclu avec les Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) afin de construire une centrale électrique. Au terme du contrat, la propriété de l'installation est transférée aux pouvoirs publics. Les contrats BOOT sont en principe attribués à la suite d'appels d'offres. Les prêteurs exigent souvent une garantie souveraine avant de financer des projets BOOT, en particulier lorsque le risque politique de l'opération est élevé.

La durée du contrat BOOT est presque toujours égale à la période nécessaire pour rembourser la dette encourue et pour assurer aux investisseurs une rentabilité suffisante de leur investissement. Ces contrats constituent donc une forme particulière de convention d'achat d'énergie électrique¹⁰⁴. Le contrat BOOT détermine également les paiements à verser à l'exploitant en rémunération de la fourniture de la capacité de production et du productible, et il limite la propriété de l'exploitant à la période spécifiée dans le contrat. IL est à noter également que les paiements reçus par l'exploitant sont fonction de la performance de l'installation et sont conçus pour l'inciter à exploiter la centrale de manière efficace.

Le contrat de type BOT est similaire en termes généraux au contrat BOOT, à la différence toutefois que la propriété est transférée aux pouvoirs publics dès que la construction est terminée et la fonction de l'entreprise privée se limite à concevoir, financer, construire et à exploiter l'installation.

Un troisième type de contrat est à considérer pour l'option visant à introduire la participation du secteur privé pour le développement de nouveaux projets d'investissements en substitution des locations actuelles de groupes :

- BOO (Build-Own-Operate ou Construire-Posséder-Exploiter)

Le contrat de type BOO est lui aussi similaire en termes généraux au contrat BOOT, à la différence notable que l'exploitant privé est propriétaire de l'installation sans qu'il y ait de transfert de propriété au terme du contrat.

En définitive, ces trois types de contrats représentent des variantes d'un même thème, ils varient principalement dans leur structure de propriété, et présentent l'avantage :

- D'introduire les pratiques du secteur privé dans la production d'électricité dans le but de réduire les frais d'exploitation et les coûts de combustible,

¹⁰⁴ PPA – Power Purchase Agreement

→ De transférer, de manière générale, la responsabilité du financement de nouveaux investissements vers le secteur privé

Il est néanmoins capital de souligner que le choix du producteur indépendant soit issu d'un processus concurrentiel transparent. Les appels d'offres doivent prescrire que les soumissionnaires proposent des prix fermes, indexés, le cas échéant, aux coûts du combustible (le prix doit inclure des éléments fixes¹⁰⁵ et variables), pour l'achat d'énergie à partir d'un format établi en détail dans les documents d'appel d'offres.

Options institutionnelles : Matrice de décision dans le cas Malagasy

Les points suivants ressortent de l'analyse selon les hypothèses de financement (direct et indirect de l'État) que nous avons établies :

- Le mode de délégation optimal quel que soit le niveau de financement observé de l'État, se révèle être l'affermage,
- Le mode de gestion correspondant à la situation actuelle avec la JIRAMA¹⁰⁶ ne relève pas d'un schéma optimal comme il ressort des notes pondérées ou non obtenus pour les critères sur lesquels se base l'analyse.

Tableau 65 : Matrice de décision

	Pondération	75		100			25		100		Solution préconisée			
		Rentabilité du secteur		Financement par l'État			Perte de contrôle	Qualité service public	Financement par l'État					
			Faible	Moyen	Important			Faible	Moyen	Important				
Statu Quo actuel	Note	1	1	1	2	1	1							4
	Note pondérée	75	100	100	200	25	100	300	300	400				
Contrat de Gestion	Note	5	2	4	5	4	3							2
	Note pondérée	375	200	400	500	100	300	975	1175	1275				
Affermage	Note	5	2	4	5	3	5							1
	Note pondérée	375	200	400	500	75	500	1150	1350	1450				
Concession	Note	2	5	5	5	1	4							3
	Note pondérée	150	500	500	500	25	400	1075	1075	1075				

En conclusion, le scénario de délégation par affermage ressort en tant que scénario optimal dans le processus de notation décrit précédemment. Cette option constitue une solution satisfaisante :

- Qui autorise la prise en charge des difficultés de la gestion actuelle du secteur (distribution et commercialisation)
- Considérant qu'en l'état actuel du secteur, l'implication du secteur privé dans le financement des investissements dans le cadre d'une concession est très improbable.

Dans le cas Malagasy, le contrat d'affermage permettrait de fournir un cadre contractuel adaptable aux capacités de financement de l'État, susceptible d'évoluer en fonction de la rentabilité retrouvée du secteur électrique, vers un modèle concessif confiant plus de responsabilités au partenaire privé.

¹⁰⁵ Y compris les contrats d'achats fermes.

¹⁰⁶ La JIRAMA est concessionnaires des centrales de production, des réseaux régionaux de transport et du réseau de distribution puisqu'elle construit, exploite et maintient le réseau dans le périmètre de la concession. Trois concessions lui sont accordées par le Gouvernement pour les segments de la Production, du Transport et de la Distribution.

Il y a lieu de souligner que la notion d'affermage n'est pas prise en compte dans le CODELEC 2017 et devrait donc y être définie au préalable dans le cas où cette option est retenue. De même comme nous l'avons déjà souligné, le CODELEC 2017 est également muet sur le régime de propriété des actifs sur l'ensemble des segments de la chaîne de valeur.

Il y a lieu de souligner également qu'il sera essentiel de faire des prévisions réalistes lors de la négociation et de la mise en œuvre du contrat (prévisions de la demande, niveaux des tarifs & indexation, taux de recouvrement ...). De même le rôle de l'État sera capital en termes de respect de ses engagements contractuels, notamment en ce qui concerne les tarifs et de façon plus générale, pour ce qui est du respect de l'application de ses engagements.

6. Le développement institutionnel du secteur électrique Malagasy

6.1. Introduction

Le cadre institutionnel régi par le CODELEC 2017 relatif au secteur électrique Malagasy campe le décor pour la réforme de la chaîne de valeur de l'électricité, et pour s'aligner vers l'objectif ambitieux de taux d'accès à l'électricité de 70% à l'horizon 2030. Pour être capable d'être pleinement opérationnel, il est crucial de se pencher sur le programme de renforcement des capacités et d'appui organisationnel à destination des institutions publiques qui sont responsables de la mise en œuvre efficace de la stratégie sectorielle.

L'encadrement du secteur électrique assuré par le MEH, l'ORE et l'ADER doit pouvoir développer leurs capacités de planification, de conception et structuration des projets énergétiques en mettant spécifiquement l'accent sur le soutien du gouvernement Malagasy à la mise en place d'un cadre réglementaire solide, performant et attractif pour le secteur privé. Cela revient ainsi à se pencher sur le processus et les modalités par lesquels les ressources humaines malgaches vont assurer leur évolution continue dans cette optique.

Le développement institutionnel et organisationnel suppose pour les acteurs concernés, de partager la même compréhension du schéma institutionnel concernant la réforme de la chaîne de valeur de l'électricité malagasy (responsabilités respectives d'après le cadre réglementaire et le contexte Malagasy, enjeux, difficultés actuelles). Le développement institutionnel et organisationnel va s'acquérir au travers du renforcement des compétences et de l'expertise des acteurs (connaissances et savoir-faire techniques ou spécialisés) et des organisations, c'est à dire du processus qui vise à améliorer la performance des individus, des organisations et du système au sens large dans le but d'une amélioration des possibilités de gestion et de ressources et pour l'atteinte des objectifs sectoriels.

Le renforcement des compétences et de l'expertise est l'un des principaux piliers des activités à mettre en œuvre pour la réforme sectorielle. Les manques de connaissances et des compétences techniques sont en effet les principaux obstacles au processus de développement institutionnel du secteur. La stratégie formulée doit ainsi viser à renforcer les compétences et l'expertise d'un large éventail d'institutions ou d'organismes publics (mais aussi privés) dans le secteur de l'énergie durable. Il s'agit notamment des institutions publiques : les ministères (MEH, MEF), le régulateur (ORE), l'agence d'électrification rurale (ADER), mais aussi des entreprises qui fournissent les services (Concessionnaires et permissionnaires) et des associations de consommateurs).

Dans le cas de la réforme du secteur de l'électricité malagasy, l'objectif de réforme sectorielle se conjugue avec le choix d'une régulation institutionnelle et partant, le renforcement des compétences des acteurs dans les domaines de :

- La planification à long terme du secteur,
- Le choix des grandes options technico-économiques et l'approbation des investissements dans le secteur,
- La fixation des tarifs,
- La définition et le suivi des meilleures pratiques internationales en termes d'exploitation des infrastructures et des équipements,
- L'approbation effective des contrats d'achat d'électricité et des accords de concession,
- L'Octroi des licences,
- Le suivi et le contrôle des performances des opérateurs publics et privés.

6.2. Le rôle central de l'ORE pour le développement institutionnel

Nous avons mis l'accent sur le fait que la forme de gouvernance retenue à Madagascar, est celle de la régulation institutionnelle avec une régulation économique, financière et technique qui est gérée par l'ORE¹⁰⁷. Or, la contrainte majeure de ce mode de régulation est qu'il requiert un très haut degré de professionnalisme aussi bien pour le Conseil de l'Électricité, que pour l'ensemble des ressources humaines du Secrétariat exécutif (SE).

Ce dernier organe spécifiquement, doit disposer d'un corps d'experts expérimentés qui possède une compréhension exhaustive et complète de la régulation économique et financière et des questions d'exploitation des infrastructures et équipements de l'électricité¹⁰⁸. Autant dire que cette régulation institutionnelle est très coûteuse puisqu'elle nécessite une veille permanente et récurrente des experts de l'institution sur toutes les fonctions réglementaires.

Or, ce n'est clairement pas encore le cas pour le SE de l'ORE puisque le Suivi-Évaluation de la performance de l'institution exposée au chapitre précédent fait ressortir un certain nombre d'insuffisances en matière de renforcement permanent et continu des compétences et de l'expertise.

Comme énoncé dans le CODELEC 2017, le MEH définit la politique nationale en matière d'énergie et il dirige et coordonne la planification de tous les projets sur la base des plans indicatifs conçus par l'ORE + ADER + GRD (Art. 4 Alinéa 4). L'ORE a donc clairement un rôle d'Expert en support au MEH et c'est d'ailleurs la raison pour laquelle le CODELEC 2017 lui attribue explicitement un rôle de supervision de l'élaboration du Grid Code Malagasy (Art. 62) au sein du consortium appelé « Groupe d'utilisateurs du Réseau ».

D'autre part, l'Art. 64 Alinéa 2 dispose que l'ORE est chargé par le MEH (Maître d'Ouvrage) d'élaborer les appels d'offres d(AO) ans le secteur, ce qui suppose :

- Élaborer le dossier d'AO,
- Lancer et suivre l'AO,
- Participer avec le MEH, à la négociation et à la signature du contrat avec le prestataire retenu.

L'ORE a un rôle primordial à jouer pour arriver, en total accord avec tous les opérateurs; à mettre en place des actions correctrices de ces insuffisances, qui sont préjudiciables à l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité. La vocation première de l'ORE est de mettre en œuvre toutes les mesures pour favoriser le développement du marché national de l'électricité. Vu sous cet angle, le fait pour cet organisme public, de favoriser le renforcement des compétences et de l'expertise en son sein d'abord, puis plus généralement pour l'ensemble des acteurs et opérateurs nationaux participe bien des missions dont elle doit s'acquitter.

Le développement institutionnel et organisationnel de l'ORE est capital pour asseoir la crédibilité de l'office de régulation et lui permettre de complètement jouer son rôle dans le processus de réforme du secteur de l'électricité Malagasy. Cela représente un véritable investissement en ressources humaines, matérielles et financières. Mais ce moyen se révèle incontournable pour mieux armer la totalité des ressources humaines du secteur dans l'exercice de leurs fonctions pour une exécution plus efficace de leurs missions.

D'où la recommandation de faire de l'ORE l'organe central de la mise en œuvre de la stratégie de renforcement des compétences et de l'expertise en matière de développement institutionnel du secteur électrique Malagasy. Les défis sur ce plan sont en effet moins réglementaires et organisationnels, que

¹⁰⁷ Articles 59, 67 à 70, 75 et 81 du CODELEC 2017.

¹⁰⁸ Article 58 du CODELEC 2017.

centrés sur la capacité des acteurs à être performants et atteindre les résultats par rapport au succès de la réforme sectorielle, avec notamment :

- Une amélioration de la performance et du fonctionnement de l'ORE et partant, une amélioration des relations inter-institutionnelles à travers un dialogue continu entre les différents acteurs,
- Une amélioration de l'environnement institutionnel par son adaptation au cadre réglementaire en mutation,
- Une modernisation de la structure de l'ORE pour plus d'adéquation à ses missions et partant, une crédibilité beaucoup plus importante qui légitime sa position centrale dans le renforcement des compétences et de l'expertise de l'ensemble des acteurs nationaux à Madagascar.

Parce que ce développement institutionnel et organisationnel représente un véritable investissement en ressources humaines et financières, il est indispensable qu'il soit encadré et piloté par une institution qui puisse en assurer le Suivi-Évaluation. Ce rôle doit être dévolu à l'ORE qui jouera un rôle de facilitateur et de coordinateur pour la préparation et mise en œuvre du processus.

6.3. Plan de renforcement des compétences et de l'expertise et modalités de mise en œuvre

Le renforcement des compétences et de l'expertise répond à l'impératif pour l'ORE de s'appropriier et de maîtriser l'ensemble des thématiques liées à son cœur de métier. Cette appropriation et cette maîtrise servent de cadre d'action à l'exercice d'une saine régulation basée sur la mise en œuvre des principaux objets de décision de l'ORE. Lesquels objets de décision sont au centre du succès du processus de mise en œuvre de la réforme sectorielle du secteur de l'électricité Malagasy.

Ce renforcement des compétences est étroitement lié à la mise en œuvre des activités fondamentales du métier de régulateur et partant, l'instauration d'une compétence collective au sein de l'institution, et de façon plus large au sein des acteurs de la chaîne de valeur de l'électricité à Madagascar. Au premier rang des compétences à maîtriser figurent : la fixation des tarifs et la régulation tarifaire, le contrôle des investissements de remplacement ou de développement des infrastructures ou encore la supervision du jeu concurrentiel au sein du marché de l'électricité avec bien entendu la protection des intérêts des consommateurs.

Dans le cas de l'ORE, un tel plan n'existe pas actuellement. La présente proposition destinée à assurer un développement institutionnel et organisationnel du secteur électrique Malagasy va reposer et mettre l'accent sur les actions réalisées pour apporter des réponses aux décisions de régulation qui découlent des trois fonctions fondamentales de toute agence de régulation.

Sur la base de l'analyse des textes énonçant les missions fondamentales de l'ORE, les actions de régulation qui sont au cœur des fonctions de l'organe de régulation se traduisent ultimement par une série d'actes de régulation ayant des fonctions distinctes, lesquelles sont nécessairement prévues par le cadre normatif applicable :

1. Fonction réglementaire : Il s'agit de toutes les fonctions qui attribuent à l'ORE le pouvoir d'établir, de participer à l'établissement ou de participer à l'imposition d'une norme par le biais d'une règle ou d'un règlement qui sera mis en œuvre par l'ORE et appliqué au secteur de l'électricité à Madagascar.
2. Fonction décisionnelle : Dans le cadre de ses fonctions, l'ORE est notamment appelée à exercer un contrôle sur de nombreux processus décisionnels, contrôle pouvant être assimilé à une fonction

juridictionnelle¹⁰⁹. Cette fonction décisionnelle ou juridictionnelle s'exerce notamment lorsque l'ORE contrôle l'application de la loi, l'interprète, la surveille et sanctionne son non-respect, ainsi que lorsque qu'elle se prononce dans le cadre d'arbitrages ou de conciliations de différends qui lui sont soumis relativement à l'application de la loi.

Les fonctions décisionnelles se subdivisent en cinq (5) sous-sections :

- Décisions sur les Régimes: Décisions relevant uniquement de l'ORE et sur lesquelles elle a une juridiction directe (licences de fourniture d'électricité), et décisions relevant du MEH et sur lesquelles l'ORE a une juridiction indirecte (concessions et autorisations);
- Décisions sur le Contrôle: Contrôle, surveillance et sanctions, et notamment
 - Le suivi de la programmation des moyens de production, de transport et de distribution,
 - Le contrôle des phases d'exploitation des centrales de production d'électricité de toutes les sources,
 - Le contrôle des phases de développement des centrales de production d'électricité de toutes les sources,
- Décisions relatives aux Tarifs et à la régulation tarifaire,
- Décisions sur les Investissements,
- Décisions sur les Différends :
 - Conciliation de différends entre clients et opérateurs,
 - Arbitrage de différends entre opérateurs.

3. Fonction exécutive : Il s'agit de toutes les fonctions qui attribuent à l'ORE des pouvoirs administratifs, budgétaires, ainsi que des pouvoirs lui permettant d'émettre des avis et des recommandations, de même que de gérer les affaires courantes du secteur de l'électricité à Madagascar

Les fonctions exécutives peuvent également, selon le contexte, être sous la responsabilité de l'Administration chargée de l'électricité (MEH), ou de l'État Malagasy.

6.3.1. Identification des besoins

L'identification des besoins est la première étape du processus de conception du Plan de renforcement des compétences et de l'expertise. Cette identification a comme objectif affiché, le développement des compétences et de la performance collective de l'ORE, et plus généralement dans le cas présent, des institutions publiques du secteur électrique. Il s'agit de mettre l'accent sur la performance de l'institution dans son ensemble, et sur son efficacité (qualité, coûts, délais ...) pour l'atteinte des objectifs fondamentaux qui conduit à la réforme sectorielle. Ces objectifs coïncident avec les trois fonctions fondamentales de l'institution de régulation, et cela revient à énoncer qu'il sera spécifiquement tenu compte de la capacité pour l'ORE à mener à bien ses principaux objets de décision.

6.3.1.1. Approche collective Vs approche individuelle

L'exercice concerne spécifiquement ici, la performance collective, entendue comme un accroissement substantiel du cognitif du secteur dans son ensemble. Le Consultant ne prévoit pas de procéder à une évaluation qualitative individuelle des ressources humaines, mais plutôt, sur la base des résultats de la

¹⁰⁹ C'est la raison pour laquelle l'article 60 du CODELEC 2017, stipule que « les actes, décisions, injonctions ou sanctions prononcés par l'Autorité de régulation ont force exécutoire et sont susceptibles de recours devant le Conseil d'État.

revue des missions de l'ORE ; de faire des propositions concrètes des thématiques, cœurs de métier de la régulation; parce qu'elles sont indispensables à l'établissement et au renforcement de l'efficacité de l'ORE, et ensuite de l'ensemble du secteur du fait du rôle de facilitateur et de coordinateur de l'ORE pour la préparation et mise en œuvre du processus de réforme sectorielle.

La formulation du plan de renforcement des compétences et de l'expertise va reposer sur le croisement des ressources documentaires et informations centrées sur les cœurs de métier de la régulation, et sur les analyses reliées à la revue des missions de l'ORE et aux objets et actes de décision qui en découlent dans le cadre des trois fonctions fondamentales de la régulation.

Les orientations stratégiques de l'ORE servent de référentiel à la structure opérationnelle qui sert de support à la mise en œuvre des activités de toute agence de régulation, à savoir :

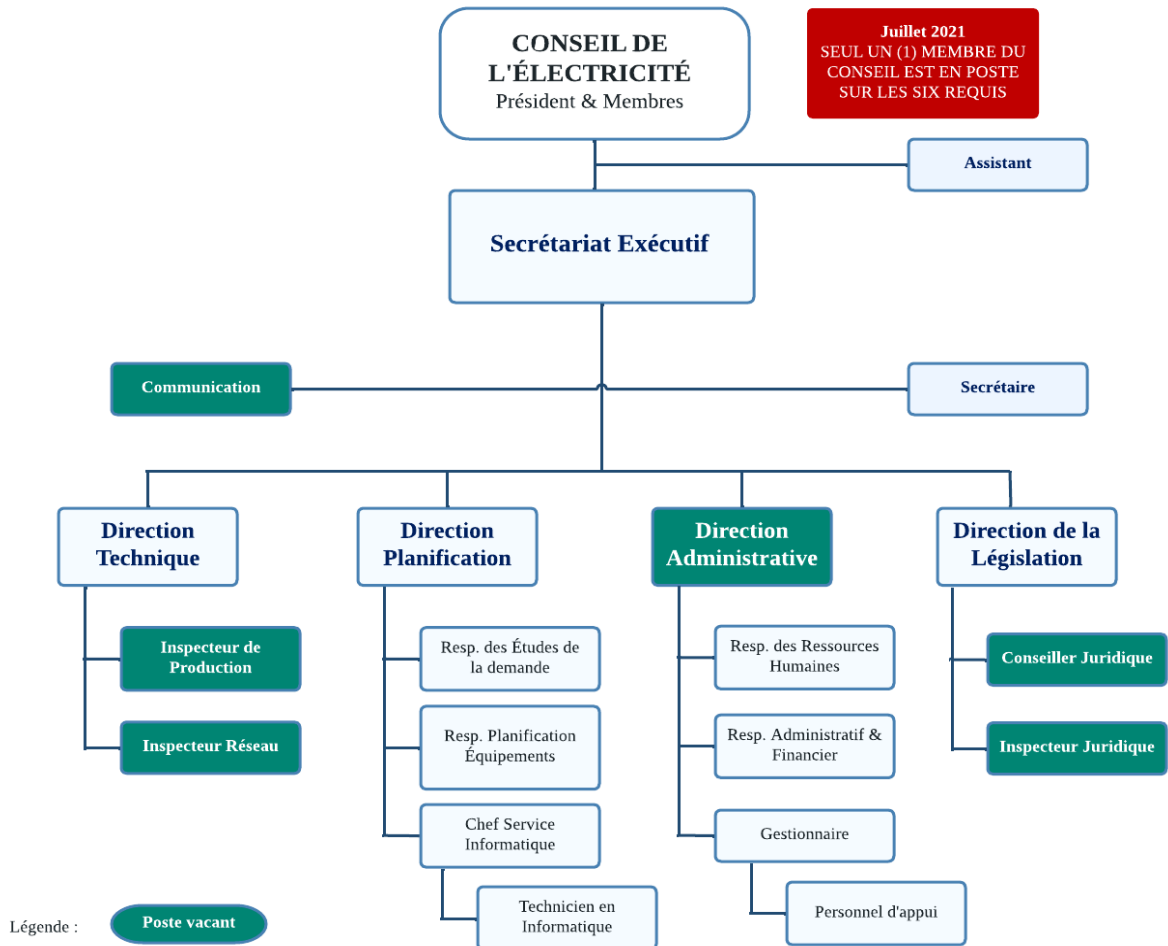
- Veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité,
- Veiller aux intérêts des consommateurs et assurer la protection de leurs droits pour ce qui est du prix, de la fourniture et de la qualité de l'énergie électrique,
- Promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente de l'énergie électrique dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

La réalisation de ces objectifs exige dans l'ensemble des institutions publiques du secteur, et en particulier au sein de l'ORE; une affectation des effectifs nécessaires aux tâches opérationnelles d'analyse, ainsi qu'une responsabilisation des unités opérationnelles par rapport aux objectifs qui leur sont assignés.

6.3.1.2. Examen de la macrostructure actuelle de l'ORE

La macrostructure actuellement en application à l'ORE se présente sous la forme d'un organigramme fonctionnel centralisé. Il correspond à une organisation au sein de laquelle la hiérarchie organisationnelle, à savoir les directeurs de départements peuvent se concentrer sur les objectifs fonctionnels.

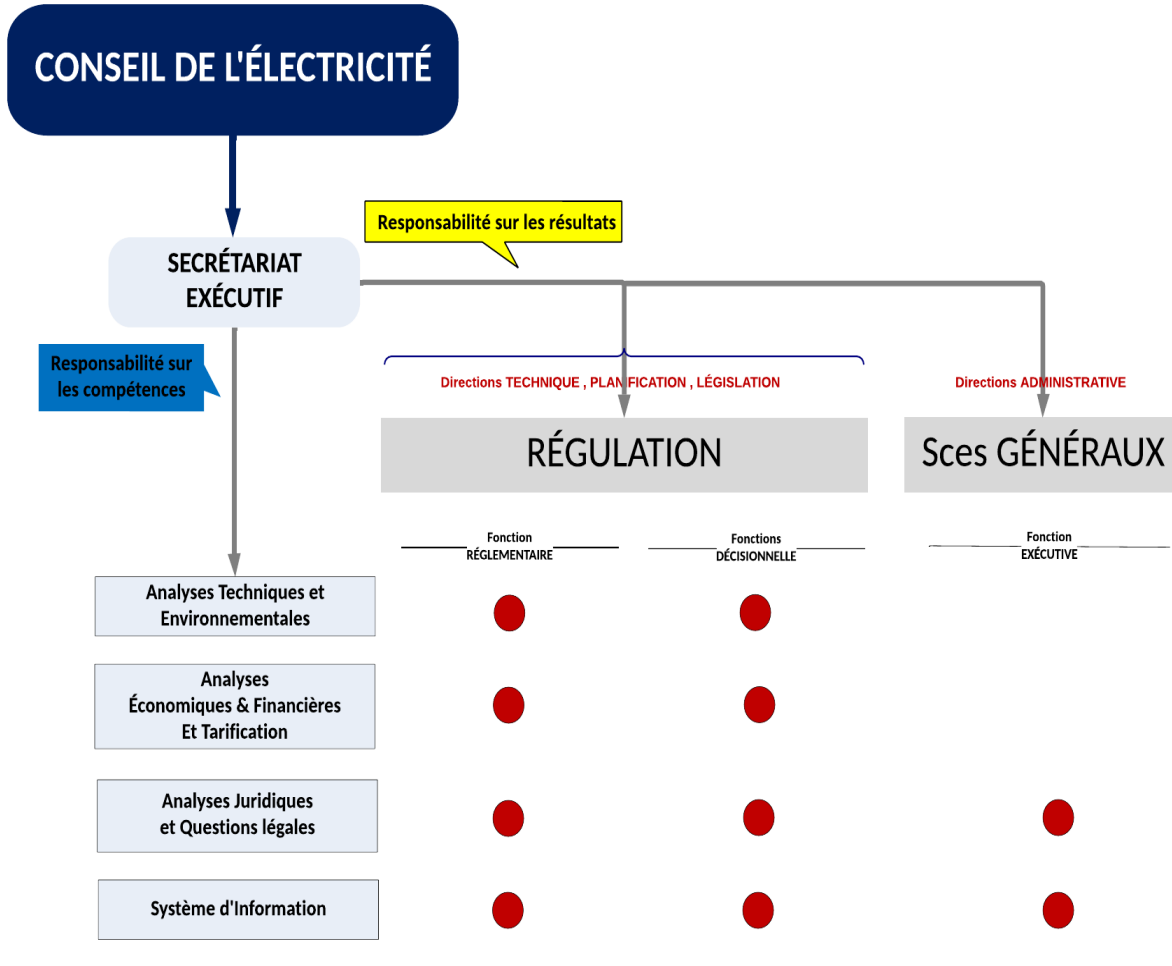
Figure 32 : Organigramme de l'ORE



Ce type d'organisation est tout à fait indiquée pour une institution dont la crédibilité dépend des compétences avérées de ses ressources humaines comme l'ORE, parce qu'elle va de pair avec une bonification de l'expertise. Cette organisation matricielle se caractérise en effet par le fait de privilégier l'impératif d'accumulation de valeur ajoutée intellectuelle dont l'ORE a besoin pour mener à bien les missions qui lui sont confiées et partant, justifier clairement les décisions de régulation à prendre par le Conseil de l'Électricité dont c'est la fonction.

Ce type de schéma organisationnel est considéré comme l'un des plus efficaces dans le cas des autorités de régulation, parce qu'il met l'accent sur les fonctions opérationnelles liées au cœur de métiers de la régulation, comme il ressort de la figure suivante. Cette organisation repose sur des unités d'experts ou de spécialistes à même de rendre des avis techniques, même sur les sujets/thématiques les plus complexes.

Figure 33 : Organisation matricielle de l'ORE Malagasy



Dans une organisation de ce type, il est tout à fait possible d'affecter les experts suivant une logique de « gestion de projet », en fonction de leurs compétences et des besoins du projet considéré. De plus, les projets en question sont alors placés sous le leadership de l'expert le plus expérimenté qui est en même temps le responsable de la capitalisation des acquis et de la diffusion continue des informations.

À la lumière des informations qui ont été transmises au Consultant, il apparaît que le nombre d'experts affectés à la préparation et à la mise en œuvre des actes et décisions de régulation n'est réellement pas très élevé et donc il apparaît aujourd'hui quantitativement insuffisant si l'ORE doit encadrer et piloter le développement institutionnel et organisationnel du secteur électrique Malagasy. L'amélioration des performances nécessaire à la mise en œuvre du processus de réforme sectorielle ne pourra pas se faire sans un accroissement du nombre d'experts (Économistes, financiers, juristes et ingénieurs) au sein de l'institution, qui sont affectés aussi bien aux analyses fondamentales centrées sur les cœurs de métier de la régulation¹¹⁰ qu'aux tâches dédiées au développement institutionnel et organisationnel.

¹¹⁰ Dans le cas de l'ORE, les experts affectés aux cœurs de métiers de la Régulation sont les ressources humaines de la direction de la Législation, de la direction Technique et de la direction de la Planification.

Cette situation nécessite d'être corrigée à moyen terme pour que l'institution soit outillée au regard des tâches qu'elle doit mener à bien.

6.3.1.3. Le fonctionnement de l'ORE en « tête de réseau »

Le déficit quantitatif signalé peut toutefois être surmonté en misant sur l'aspect qualitatif des ressources humaines de l'institution. Il est en effet possible de viser la garantie d'atteinte des résultats, en assimilant le fonctionnement de l'institution à celui d'un réseau.

En d'autres termes, au sein du noyau de ressources humaines directement affectées aux tâches et activités de régulation proprement dites, les experts qui sont en position de « leader » dans la logique de gestion de projet de l'approche matricielle adoptée par l'ORE, vont servir de « têtes du réseau » sous le contrôle du Secrétaire exécutif et bien entendu sous l'autorité du Conseil de l'Électricité, pour :

- i. Assurer la circulation fluide et l'échange des informations, et
- ii. Encadrer et superviser les activités de renforcement de l'expertise, tout en y participant eux aussi.

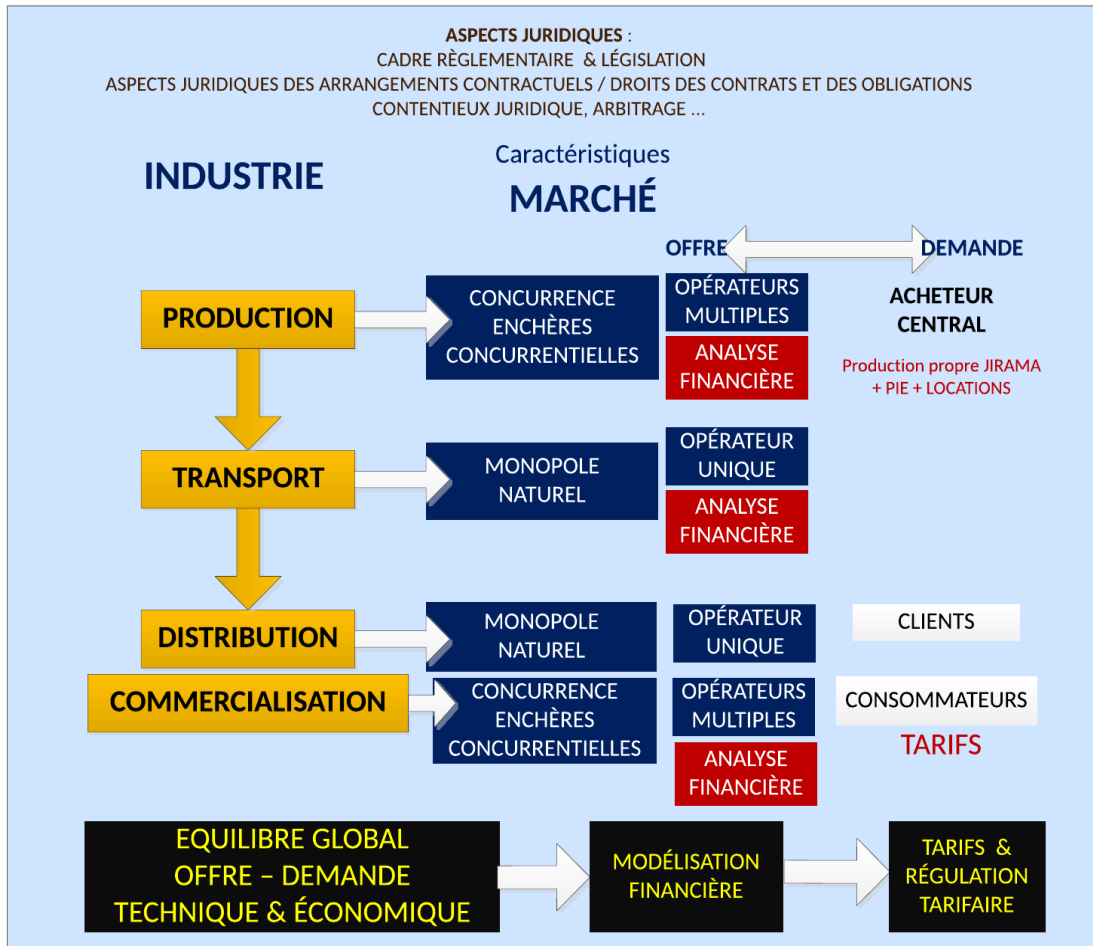
Abordé de cette façon, la question devient donc moins celle de la quantité de ressources humaines, que celle de leur qualité, c'est à dire leur performance et leur efficacité. Ces « têtes du réseau » doivent être en mesure d'organiser et de coordonner entièrement la circulation de l'information et le fonctionnement des activités et des actions conjointes dans l'optique de formulation, puis de la mise en œuvre des activités de renforcement des compétences et de l'expertise.

6.3.1.4. Éléments de repérage des cœurs de métiers de la régulation.

La grille reprise plus bas, reprend les enchainements explicatifs des principaux axes d'expertises requis pour le fonctionnement optimal d'un organe de régulation du secteur de l'électricité comme l'ORE, et plus généralement pour l'implémentation de la réforme sectorielle telle que définie dans le CODELEC 2017.

L'analyse part du processus de fourniture à la clientèle de services électriques fiables, et à un coût abordable. Pour ce faire, l'industrie électrique se fonde sur une chaîne de valeur, dans une relation de fournisseur à client, de quatre (4) segments d'activités, qui constituent autant de « métiers » par le professionnalisme qu'ils exigent.

Figure 34 : Grille d'analyse du repérage des thématiques d'expertises



Leur description d'amont en aval suivant la chaîne de valeur de l'industrie électrique, c'est-à-dire de la production vers le marché et donc le consommateur se présente comme suit :

1. Le segment de la production, qui inclut l'exploitation et la maintenance des ouvrages de production d'énergie électrique d'origine hydraulique, thermique ou autre ;
2. Le segment du transport, qui inclut l'exploitation et la maintenance du réseau haute tension de transport d'électricité d'une part et les mouvements d'énergie et le dispatching de cette énergie d'autre part¹¹¹ ;
3. La distribution, qui comprend le transfert de l'énergie électrique du réseau de transport aux consommateurs moyenne et basse tension, via un réseau de distribution
4. La commercialisation qui est le pilier principal de l'activité parce qu'elle justifie financièrement le déploiement des autres activités. C'est le segment qui collecte la quasi-totalité des cash-flows de l'industrie. Ce segment inclut notamment la négociation et la signature des contrats, la mise en

¹¹¹ Dans le cas de Madagascar, bien que le CODELEC 2017 l'ait déjà prévu, le Gestionnaire National du Transport n'est pas encore en place du fait que la séparation juridique n'a pas encore été opérée entre la JIRAMA et le futur GNT. Il y a actuellement 3 réseaux de transport localisés : RIA, RIF et RIT

service des nouveaux abonnés, le relevé des consommations d'électricité ou encore, la facturation et le recouvrement.

Ces quatre segments de la chaîne de valeur constituent le socle de la mise en œuvre et de l'exercice de la régulation et partant ; de l'équilibre global technico-économique et financier du système. La configuration de l'industrie, les caractéristiques de marché qui en découlent ; puis l'encadrement ou la supervision de la confrontation entre les offreurs et les demandeurs constituent l'objet même de la régulation. Tous les développements relatifs aussi bien aux actions collectives, qu'individuelles de renforcement des capacités découlent de ce schéma.

Le Consultant tient à ce stade à souligner que les actions liées au management¹¹² à la gestion et/ou l'administration ne font pas directement partie des cœurs de métiers de la régulation. Elles ne font à ce titre pas véritablement l'objet d'analyses spécifiques. Elles seront toutefois incluses et internalisées en apportant les justifications qui s'imposent.

Le renforcement et le développement des niveaux de compétence du personnel d'encadrement de l'ORE doit être au centre de tout le développement institutionnel. Ces considérations renforcent le constat déjà énoncé, que le nombre d'experts de l'ORE est moins le sujet de préoccupation, que la qualité du groupe concerné. La question centrale se résume à la prééminence de l'ORE dans la dynamique institutionnelle du paysage électrique Malagasy. Le « noyau dur » de spécialistes reconnus de l'ORE sera en mesure d'assurer directement, ou en pilotant ponctuellement une expertise externe; les tâches et activités à eux confiés, au travers :

- les principes de comptabilité régulatoire,
- la base tarifaire,
- le rendement sur fonds propres des opérateurs (cessionnaires et permissionnaires),
- le suivi des charges d'exploitation des opérateurs (cessionnaires et permissionnaires),
- la méthodologie tarifaire
- les principes de répartition (fonctionnalisation et classification) des coûts,
- détermination de la structure des tarifs
- détermination du niveau des tarifs : les prix
- régulation tarifaire (incitations à l'amélioration de la performance)
- les enjeux technico-économiques de l'adéquation Offre - Demande,
- la programmation, la nature et le coût des investissements dans les segments de l'industrie électrique
- les pertes techniques et commerciales et les enjeux du recouvrement,
- les appels d'offre,
- les aspects juridiques des régimes et de la délivrance des titres,
- les accords commerciaux et les systèmes financiers,
- la résolution des différends et l'arbitrage,
- la protection des consommateurs.

Le tableau suivant fait une mise en adéquation de ces objets de décision avec les trois fonctions fondamentales.

¹¹² Le management inclut ici tout ce qui est en rapport avec la gestion et l'administration des RH et des processus.

Tableau 66 : Fonctions fondamentales et principaux objets de décision de régulation

Fonction RÉGLEMENTAIRE	Établissement base tarifaire (Décret ...)
	Plan d'équilibre Offre - Demande
Fonction EXECUTIVE	Enjeu au niveau de la détermination de la demande
	Enjeu au niveau de l'offre
	Équilibre Offre - Demande
	Appels d'offre (cahiers de charge, contrats-type etc.)
Fonction DÉCISIONNELLE	Principes de comptabilité régulatoire
	Base tarifaire
	Rendement de l'opérateur
	Suivi des charges d'exploitation de l'opérateur
	Principes de répartition des coûts
	Enjeux de tarification des services
	Investissements en Production, Transport, Distribution & Commercialisation de l'électricité
	Pertes techniques en Transport & Distribution
	Pertes commerciales

6.4. Le modèle institutionnel du Plan de renforcement des compétences et de l'expertise (PIRCE)

Le modèle institutionnel proposé à l'ORE pour répondre à ses préoccupations de renforcement des capacités repose sur une approche par externalisation. Il se caractérise par une stratégie et un mode de développement et d'encadrement du renforcement des capacités qui s'effectue principalement à l'extérieur de l'institution. Les analyses et les conclusions rassemblées dans le Plan de renforcement des compétences et de l'expertise (PIRCE), repose sur une montée en charge qui fait largement appel à du capital humain externe à l'ORE du fait de l'insuffisance quantitative des experts de l'ORE, mais en tenant compte de leur capacité à se muer en donneur d'ordres (maître d'ouvrage et/ou maître d'œuvre).

6.4.1. Sens et portée du PIRCE

Le PIRCE constitue la stratégie de planification et de mise en œuvre des activités du développement institutionnel et organisationnel. À ce titre, il se révèle indispensable à une appropriation de tous les contours de la régulation du marché national de l'électricité Malagasy. L'acquisition de l'expertise par les ressources humaines de l'ORE qui en découle, va permettre de minimiser les occurrences de conflits ou de différends au sein du paysage électrique.

Le PIRCE est le moyen pour l'ORE de créer les conditions de travail et de s'assurer que dans l'environnement actuel de l'industrie électrique et du marché de l'électricité Malagasy, l'autorité de régulation s'assure que tous les opérateurs et les acteurs nationaux sont en mesure de jouer pleinement leur rôle.

6.4.2. Description du processus de planification stratégique

Le PIRCE est par définition un outil de planification stratégique à l'intention de l'ORE (et de l'ensemble du secteur électrique) pour disposer à terme de compétences et de l'expertise nécessaires à l'accomplissement des missions en lien avec le processus de mise en œuvre de la réforme sectorielle.

En tant que telle, la planification stratégique va reposer sur des objectifs stratégiques pour que l'ORE soit à terme en mesure de jouer pleinement son rôle. L'affinement de l'approche nous amène à proposer quatre objectifs stratégiques (OS) :

1. OS1 : Cadre législatif et Environnement réglementaire incitatifs pour assurer la promotion de la concurrence ;

Cet objectif fait référence à un cadre législatif et un environnement réglementaire qui comportent des mesures d'ordre institutionnel, financier et juridique, incitatives d'une forte implication des investisseurs privés.

Ce volet inclut également la question de l'organisation de l'industrie (Acheteur Unique, séparation fonctionnelle (dé-intégration) du segment du Transport etc.) dans la mesure où ces questions de gouvernance de l'industrie électrique et du marché national conditionnent la réussite de l'effectivité de la régulation.

2. OS2 : Environnement des affaires propice à la mobilisation de financements et à l'implication du secteur privé ;

Cet objectif est relatif à l'agencement d'un environnement des affaires approprié à la mobilisation de financement et aux aspects financiers. Cela constitue la base pour l'éclosion de fortes capacités organisationnelles et financières des opérateurs dans la réalisation de projets dans le cadre de contrats commerciaux.

3. OS3¹¹³ : Mise en œuvre, Exploitation et surveillance du marché national de l'électricité ;

Cet objectif fait référence au modèle et aux règles de fonctionnement du marché national de l'électricité, de même qu'à la tarification du transport et la transition vers un marché national au sein duquel le nombre de producteurs indépendants irait croissant.

4. OS4 : Code d'exploitation du système électrique national et gestion des flux d'échanges.

Cet objectif recouvre la conception, l'exploitation et la maintenance du système électrique national (performance des moyens de production, comportement du système par rapport aux réglages de tension, de la fréquence etc.

Tableau 67 : Fonctions fondamentales et objectifs stratégiques

Fonction RÉGLEMENTAIRE	OS1 : cadre législatif et Environnement réglementaire incitatifs et pour assurer la promotion de la concurrence
Fonction EXECUTIVE	OS2 : Environnement des affaires propice à la mobilisation de financement et à l'implication du privé
Fonction DÉCISIONNELLE	OS3 : Mise en œuvre, Exploitation et surveillance du marché national de l'électricité
	OS4: Code d'exploitation du système électrique national & Gestion des flux d'échanges

¹¹³ Il est à noter que les OS3 et OS4 ont été dissociés à dessein ici. Cela tient compte de la séparation prévue à court terme dans l'industrie électrique Malagasy de la mise en concession du Transport à un Gestionnaire du National du Transport.

À chacun de ces objectifs stratégiques vont se rapporter un certain nombre de compétences spécifiques de développement des compétences et de l'expertise qui vont contribuer à donner à l'ensemble des ressources humaines concernées du secteur, le savoir-faire et/ou l'expertise dont elles ont besoin pour arriver à accomplir les activités liées au processus de réforme sectorielle.

Ces compétences spécifiques constituent la base de la formulation du PIRCE.

Tableau 68 : Objectifs stratégiques et compétences associées

Fonction RÉGLEMENTAIRE	OS1 : cadre législatif et Environnement réglementaire incitatifs et pour assurer la promotion de la concurrence	Compréhension de la dynamique de fonctionnement des systèmes électriques et des problématiques associées au marché de l'électricité Capacité à développer une réglementation propice à la bonne exploitation du système électrique et au fonctionnement optimal du marché
	Fonction EXECUTIVE	OS2 : Environnement des affaires propice à la mobilisation de financement et à l'implication du privé
Fonction DÉCISIONNELLE	OS2 : Environnement des affaires propice à la mobilisation de financement et à l'implication du privé	Compétences pour accélérer les investissements et l'implantation de projets de renforcement du parc de production et des réseaux de Transport
	OS3 : Mise en œuvre, Exploitation et surveillance du marché national de l'électricité	Compréhension approfondie des modalités de fonctionnement du marché national Compréhension approfondie et développement des compétences pour la surveillance des transactions commerciales du marché de l'électricité Compétences en matière d'arbitrage et de règlement des différends entre Opérateurs et Consommateurs Compréhension des contrats de concession pour l'exploitation et la fourniture des services de l'électricité et des contrats entre opérateurs
	OS4 : Code d'exploitation du système électrique national & Gestion des flux d'échanges	Compréhension approfondie des contours et des modalités d'exploitation des systèmes électriques
		Compétences des RH des opérateurs pour la maîtrise du manuel d'exploitation du [futur] GRT

6.4.3. Les activités associées pour le renforcement des compétences

Tableau 69 : Activités associées à l'objectif stratégique 1

		Activités associées
OS1 : cadre législatif et Environnement réglementaire incitatifs et pour assurer la promotion de la concurrence	Compréhension de la dynamique de fonctionnement des systèmes électriques et des problématiques associées au marché de l'électricité	Partage de l'information et sessions de formations sur les étapes et les résultats attendus de la restructuration du marché de l'électricité
		Partage de l'information et activités d'apprentissage sur les enjeux et défis du Développement durable (Efficacité énergétique, Énergies renouvelables etc.)
	Capacité à développer une réglementation propice à la bonne exploitation du système électrique et au fonctionnement optimal du marché	Sessions interactives de formation à l'organisation industrielle et aux structures des marchés de l'électricité
		Sessions de formation formelles aux fondamentaux de la Régulation de l'industrie et des marchés de l'électricité
		Partage de l'information et sessions de formation interactives sur la mise en œuvre de la régulation dans le cadre d'un marché avec accès des Tiers aux réseaux

Tableau 70 : Activités associées à l'objectif stratégique 2

		Activités associées
OS2 : Environnement des affaires propice à la mobilisation de financement et à l'implication du privé	Compétences en gestion de projets + Système d'infos & Communication pour le suivi du (des) schéma(s) directeur(s) et l'instauration d'une planification nationale	Sessions d'apprentissage aux aptitudes et au savoir-faire de la Gestion Axée sur les Résultats + Cycle des projets (Cadre logique)
		Sessions de formation à la conception et à la formalisation des systèmes d'information, au stockage au traitement et à la diffusion de l'information
	Compétences pour accélérer les investissements et l'implantation de projets énergétiques	Sessions d'apprentissage à la Maîtrise d'ouvrage des projets pour les infrastructures énergétiques
	Compétences pour accélérer le financements des projets d'infrastructures sur base d'un recours au "Project Finance" et au PPP	Sessions d'apprentissage et d'appropriation des outils d'analyses et de projections financières (Rendement sur fonds propres, Rentabilité interne d'un projet etc.)
Sessions d'apprentissage à la modélisation financière, aux principes et outils de financements de projets (sans recours et avec recours limité)		
		Sessions d'apprentissage à la prise en main et l'exploitation de la documentation juridique en matière de prêts et de bouclage financier + mécanismes de garantie en matière de prêts

Tableau 71 : Activités associées à l'objectif stratégique 3

		Activités associées
OS3 : Mise en œuvre, Exploitation et surveillance du marché national de l'électricité	Compréhension approfondie des modalités de fonctionnement du marché national de l'électricité	Sessions de formation formelles sur l'analyse, la détermination, la fonctionnalisation et l'allocation des coûts dans un système électrique
		Séances de coaching et sessions de formation formelle interactives sur les principes économiques et financiers de détermination des tarifs de l'électricité
		Séances de coaching et sessions de formation formelle isur la régulation tarifaire : régulation au coût du service, régulation incitative (price cap, revenue cap ...)
	Compréhension approfondie et développement des compétences pour la surveillance des transactions commerciales du marché de l'électricité	Séances de coaching et sessions de formation formelle interactives sur les principes économiques et financiers de détermination des prix et des tarifs de l'électricité
		Sessions de formation formelle interactives et échanges de personnels sur la Régulation tarifaire (Cost-Plus, Price-cap, Revenue-cap...)
		Sessions de formation formelles sur les principes et la méthodologie qui soutendent la tarification du transport & le problème de la gestion des congestions.
	Compétences en matière d'arbitrage et de règlement des différends entre Opérateurs et Consommateurs	Sessions de formation formelles et interactives sur le cadre légal et les procédures de règlement des conflits
		Sessions de formation formelle interactives sur les contrats et les stratégies et techniques de négociation
	Compréhension des contrats de concession pour l'exploitation et la fourniture des services de l'électricité et des contrats entre opérateurs	Sessions de formation formelles et interactives sur les principes et pratiques de la comptabilité réglementaire, de la comptabilité des concessions et de la comptabilité des EPA
		Diverses activités de renforcement des capacités sur les standards et normes de la qualité du service (KPIs pour les modalités de contrôle de la qualité des prestations fournies)
		Sessions de formation formelle interactives sur les différents types de montages contractuels ainsi que les clauses et stipulations contractuelles des contrats (mode de rémunération du partenaire, objectifs de performance, Retour sur fonds propres ...)

Tableau 72 : Activités associées à l'objectif stratégique 4

054: Code d'exploitation du système électrique national & Gestion des flux d'échanges	Compréhension approfondie des contours et des modalités d'exploitation des systèmes électriques	Session de formation formelles interactives à la compréhension du fonctionnement, l'administration et la maintenance SCADA
		Diverses activités de renforcement des capacités pour la commande et le contrôle des réseaux de transport, l'accès des Tiers aux réseaux et le rôle des centres de répartition (dispatching)
	Compétences des RH des opérateurs pour la maîtrise du manuel d'exploitation du [futur] GRT	Diverses activités de renforcement des capacités sur l'exploitation des systèmes interconnectés, les communications, les systèmes de protection etc.

6.4.4. Dispositif institutionnel de mise en œuvre

Le succès de la mise en œuvre du PIRCE repose sur la mise en place d'un dispositif institutionnel adéquat, en charge du pilotage de l'ensemble de la démarche. Un tel dispositif introduit en effet, une gouvernance améliorée du développement institutionnel. L'instauration d'une structure crédible et réactive de gestion du PIRCE, à qui seront fixés des objectifs précis et datés à atteindre, constitue une condition sine qua non de la capacité à mobiliser effectivement les financements requis pour la réalisation des activités prévues, selon un planning établi et accepté.

Le président du Conseil de l'Électricité, sur proposition du Secrétaire exécutif de l'ORE doit, en tant que maître d'ouvrage délégué du MEH; désigner un maître d'œuvre : la Cellule de Coordination (CdC / PIRCE). La CdC dépendra directement du Secrétariat exécutif, et elle sera le facilitateur patenté de la totalité du processus. Elle sera responsable de la supervision et de la mise en œuvre du PIRCE, avec l'appui de la direction administrative en charge de la gestion du développement des Ressources Humaines.

Au niveau opérationnel, la CDC / PIRCE est le dispositif institutionnel spécifiquement en charge de sa mise en œuvre. La cellule doit être pilotée par un Coordonnateur, qui sera assisté d'experts ad hoc au sein de l'ORE en fonction des thématiques de régulation abordées. La cellule pourra également, en tant que de besoin ; avoir recours à l'assistance d'experts externes recrutés sur la base d'appel à candidatures concurrentiels.

6.4.4.1. Objectifs de la Cellule de Coordination (CdC)

Le préalable indispensable à tout mandat de la CdC est de positionner et d'affirmer le PIRCE comme axe stratégique de gestion de l'expertise, au sein du secteur électrique Malagasy. Le PIRCE doit être reconnu par toutes les parties prenantes comme l'instrument par excellence de mise en valeur du développement institutionnel et organisationnel pour le processus de réforme sectorielle.

Le mandat de la CdC est de piloter, de suivre et d'évaluer les activités de renforcement des compétences du PIRCE, dont elle s'assure de la programmation et de la mise en cohérence.

La Cellule a également la responsabilité de réfléchir à des suggestions à l'intention du Secrétariat exécutif et partant, du Conseil de l'Électricité et du MEH, pour la mobilisation des bailleurs de fonds aux fins du financement des activités du PIRCE.

Elle a la responsabilité de fédérer tous les développements conceptuels liés à la formulation de solutions innovantes pour adapter en permanence les activités de renforcement des compétences à la réalité des besoins exprimés dans le secteur. À ce titre, elle est en mesure d'assurer la promotion des activités auprès des partenaires techniques et financiers, et d'accélérer l'appui à la recherche de financements.

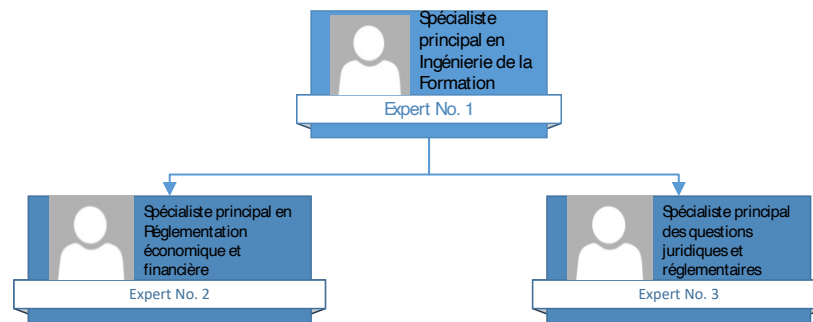
La programmation des tâches de la CdC devra se faire de façon à :

- i. finaliser et faire adopter le PIRCE par toutes les parties prenantes,
- ii. superviser et mener à bien l'exécution du PIRCE,
- iii. servir de courroie de transmission effective entre les institutions de formation à l'intérieur et à l'extérieur de Madagascar, de façon à aboutir à une mutualisation des acquis, au bénéfice de toutes les ressources humaines du secteur.

6.4.4.2. Organisation et fonctionnement de la CdC

Le Consultant recommande d'avoir recours à une équipe de trois (3) consultants externes pour le pilotage de la CdC.

Figure 35 : Cellule de Coordination



Cette équipe de trois experts est pilotée par

1. Expert No. 1 : Un spécialiste des questions d'Ingénierie de la formation, qui aura pour activités principales
 - i. D'analyser le plan général de formation en le resituant dans son contexte économique, sociologique, historique et législatif pour formaliser les objectifs de ORE,
 - ii. De mettre en œuvre les méthodes de l'ingénierie de formation pour piloter l'opérationnalisation du plan de formation,
 - iii. De mettre en œuvre les actions de formation cohérentes avec le dispositif de formation (dossiers de référence), et assurer un suivi individualisé.

Ce spécialiste s'adjoindra deux experts ayant des profils complémentaires :

2. Expert No. 2 : Un Spécialiste principal en Réglementation économique et financière de l'industrie électrique

L'expert est Économiste de l'Énergie, Économiste-Financier ou de préférence Ingénieur Économiste avec une connaissance avérée de la structure et de l'organisation de l'industrie

électrique (production d'électricité et/ou exploitation des réseaux de transport et distribution d'électricité et les questions connexes.)

L'expert est familier des questions de réglementation économique et financière des industries de réseaux, et des innovations en matière financière pour ce qui est spécifiquement de l'électricité.

Une expérience en tarification de l'électricité, détermination des coûts du service, analyse du coût du capital est un atout supplémentaire.

3. Expert No. 3 : Un Spécialiste principal des questions juridiques et réglementaires de l'industrie électrique

L'expert est Juriste de l'Énergie / Conseiller juridique spécialiste du financement de projets d'infrastructures et de partenariats public-privé (PPP) (concession, transfert de la gestion de services publics)

L'expert dispose d'un savoir-faire confirmé sur les questions juridiques et réglementaires pour ce qui concerne la structure et de l'organisation de l'industrie électrique (Rédaction, Révision et négociation des ententes contractuelles en matière d'approvisionnement et de transport d'énergie, et conseil dans le segment de la commercialisation de l'énergie - achat, vente et transport d'énergie.)

Une expérience et une pratique des négociation d'opérations, de préparation de conventions d'achat, de vérification, de même que de réglementation de la concurrence sur le marché de l'électricité sera un atout supplémentaire.

Il reviendra aux deux experts No. 2 et No. 3, sous la direction de l'Expert No. 1; d'affiner le planning et la programmation des formations à l'intention des professionnels de l'ORE. Il est entendu qu'ils seront à même d'animer eux-mêmes, localement certains des modules de renforcement des capacités.

Ils seront également responsables de la formulation des cahiers de charges préalables à l'organisation de sessions ou de modules de renforcement des capacités, ainsi que des documents d'évaluation aussi bien des participants que des experts responsables d'exécuter les sessions ou modules de renforcement des capacités.

6.4.5. Recommandations de mise en œuvre

Nous préconisons que le budget de la CdC soit partie intégrante du financement à obtenir des bailleurs de fonds. Les 3 experts en charge de piloter le PIRCE seront recrutés ex nihilo, pendant sa phase de lancement prévue pour douze (12) mois, à l'intérieur des vingt-quatre (24) premiers mois de fonctionnement.

6.4.5.1. Le pilotage du PIRCE

1. Le rôle central de la CdC

La préparation, la mise en œuvre et le suivi du PIRCE représente une réelle charge de travail au sein de l'ORE. C'est la raison pour laquelle nous recommandons la création d'une cellule dédiée à cela et qui sera donc responsable de ce programme pour l'ensemble des parties prenantes du secteur.

En tant que Maître d'œuvre du PIRCE pour le compte du Maître d'ouvrage délégué par le MEH, qu'est le Conseil de l'Électricité de l'ORE ; la CdC est au cœur de la mise en œuvre du PIRCE. Il va en particulier lui revenir d'organiser et de planifier la participation aux activités de renforcement des compétences pour les ressources humaines des institutions du secteur.

Cela revient pour la CdC à réaliser comme première tâche, après sa mise en place. Une fois ce préalable réalisé, la CdC sera à même de faire des propositions de renforcement des capacités ciblées, qui répondent à des besoins réels de la clientèle cible.

La CdC aura ensuite, et pendant toute la durée de la mise en œuvre du PIRCE, un rôle de facilitateur et de coordonnateur pour la préparation et la réalisation de l'ensemble des activités du PIRCE.

Au cours des douze premiers mois, le travail de préparation sera beaucoup plus conséquent que pendant les deux années suivantes. Il s'agira en effet de :

- Faire un bilan des compétences individuelles des ressources humaines du secteur, pour être en mesure d'arriver à une bonne adéquation entre les besoins et l'offre de renforcement des compétences ;
- Déboucher sur une proposition/planification du PIRCE qui soit validée avec les principaux responsables des parties prenantes du secteur ;
- Repérer assez rapidement, un certain nombre d'organismes et/ou d'experts individuels susceptibles d'assurer les sessions de formation du programme, afin de vérifier leur intérêt à répondre à l'appel d'offre restreint à organiser par l'ORE ;
- Préparer des projets cahiers des charges détaillés pour les activités prévues au cours des deux premières années, et les faire valider par le Conseil de l'Électricité;
- Sur la base de la programmation des deux premières années et des cahiers de charge validés, lancer un appel d'offres restreint pour recruter deux ou trois organismes / experts individuels capables de réaliser les activités prévues.

2. Les principes de fonctionnement du PIRCE

Pour que les activités mises en œuvre par la CdC soient effectivement suivies d'effet, un certain nombre de principes doivent impérativement être adoptés :

- Une forte implication des premiers responsables de l'ensemble des institutions du secteur, à commencer par l'ORE :

Le renforcement des compétences représente un véritable investissement. Il est le moyen par excellence de doter les ressources humaines des compétences nécessaires à la réalisation des tâches qui leur reviennent.

Dans cette optique, il est fondamental que ces responsables soient impliqués et/ou associés à la préparation des Cahiers des Charges des activités.

- Une continuité entre l'acquisition des compétences et l'action au quotidien :

Il est capital que, dans la continuation des instructions du Conseil de l'Électricité de l'ORE, les responsables suivent de près l'évolution de leurs collaborateurs à la suite des outils acquis dans le cadre des activités de renforcement des compétences. Ils doivent pour cela, veiller à ce que ces

nouveaux acquis soient, rapidement utilisés par le personnel formé, de retour dans son environnement de travail quotidien.

Cette mise en application doit être visible et mesurable. Les progrès qu'elle induit doivent pouvoir être clairement identifiés, suivant une grille d'évaluation et des indicateurs reliés à des objectifs de mise en application de la formation reçue sur des points précis établis au préalable.

Il est à noter que dans le cas d'une acquisition des compétences comportant une forte composante d'apport de savoir, il devra être demandé au personnel concerné d'organiser, à son retour au siège, une restitution dans l'optique d'un réel partage des connaissances acquises.

3. Les cahiers de charge-type

Pour chaque activité de renforcement des capacités, un cahier des charges doit être préparé par la CdC, et validé par la (les) direction(s) concernée(s) par l'activité.

Modèle de Cahier des Charges :

CAHIER DES CHARGES TYPE

INTITULÉ DE L'ACTIVITÉ

Pré requis :

Permet d'expliciter les éventuelles conditions préalables qui doivent être remplies avant la diffusion de l'activité (niveau de connaissances nécessaire concernant la régulation ou le marché de l'électricité, disponibilité de documents ou moyens informatiques, avoir suivi une autre formation dont celle-ci serait le complément etc.)

Objectifs :

A préciser en termes de savoir ou de savoir-faire à acquérir par les participants. Toute proposition du prestataire d'ajustement ou d'adaptation du contenu de l'activité devra être analysée au regard de sa conformité à l'objectif poursuivi.

Clientèle cible :

Définir l'échantillon des ressources humaines qui constitue la cible de l'activité (Ingénieurs, Économistes, Juristes, Financiers, Administrateurs etc.) pour permettre au prestataire de correctement dimensionner, dans sa proposition, le contenu et la forme de chaque module proposé.

Durée :

Elle est estimée, le prestataire ayant la latitude de la revoir légèrement. Il est toutefois important que les formations formelles (séminaires, ateliers etc.) ne dépassent pas une (1) semaine calendaire en moyenne. Les ressources humaines de l'ORE, en charge de la régulation ; sont peu nombreuses et ne peuvent pas être indisponibles trop longtemps.

Mesure du résultat :

Préciser de quelle manière sont évalués les résultats de la formation (évaluation par les participants, exercices de fin de formation, etc.)

Contraintes spécifiques

Cette section permet de spécifier des règles ou directives qui doivent être respectées dans le cadre de la préparation de l'activité concernée. Cela sera notamment le cas pour des formations formelles qui nécessitent une bibliographie et/ou une documentation à transmettre aux participants plusieurs jours avant le démarrage effectif de l'activité.

Profil de l'animateur

Spécifier les caractéristiques souhaitées pour l'animateur en termes d'expérience, de connaissance ou de savoir-faire.

Le temps de préparation

Il est estimé. Il constitue une base de négociation avec le prestataire mais ne doit pas être sous-estimé en sachant que certaines formations à préparer doivent être conçues et spécifiquement dimensionnées pour les ressources humaines de l'ORE (traiter leurs problèmes, leurs difficultés, dans leur contexte), et qu'une documentation devra parfois être préparée en amont, éditée et communiquée aux participants préalablement à la tenue du module.

Proposition de déroulement

Elle permet de détailler, à titre indicatif, un projet de descriptif du module en termes de contenu (thèmes traités, durées) et de modalités pédagogiques. Néanmoins, le prestataire de l'activité est libre, dans son offre de modifier cette proposition. Il devra le faire sur la base d'un argumentaire montrant que sa proposition est meilleure que le cadre proposé ici, au regard des objectifs de formation fixés par le module en question.

Les activités de renforcement des capacités doivent être interactives et "productives". C'est à dire qu'elles doivent : privilégier le dialogue et les échanges entre participants et faire produire à ces derniers, lors des ateliers, des méthodologies et des "outils" immédiatement utilisables dans le cadre de leurs activités professionnelles.

Dimensionnement pédagogique	Durée	Modalités de réalisation
Préciser les différentes thématiques de l'activité, leur articulation logique et le cheminement vers le résultat	Allocation du temps en fonction des thématiques	<ul style="list-style-type: none">- Apports théoriques- Études de cas- Exercices pratiques (individuels ou en groupe)- Discussions etc.

4. Les évaluations (procédures et fiches)

L'évaluation des activités de renforcement des capacités constitue un outil indispensable à l'efficacité du schéma du PIRCE. Elle permet :

- De vérifier la participation effective des stagiaires convoqués aux activités,
- Sur la base des fiches d'évaluation ou des rapports d'activités, d'évaluer la qualité de chaque activité : utilité, qualité, efficacité de la pédagogie, cohérence du contenu et des objectifs.
- De mettre à jour la base de l'offre de formation.
- D'élaborer le rapport de bilan d'exécution du PIRCE

Évaluation des formations par les participants

Modèle de fiche d'évaluation :


Direction _____	Service / Unité _____	Date _____
---------------------------	---------------------------------	----------------------

Intitulé de l'activité _____
Période de déroulement _____
Organisme / Expert _____
Évaluation de l'activité _____
Mes attentes par rapport à l'activité
Les apports effectifs de l'activité

Brève analyse des écarts : les carences constatées

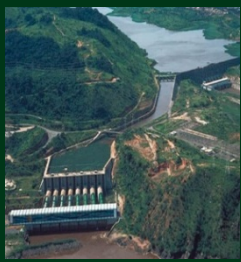
Récapitulation des notions les plus utiles pour le participant

**Les domaines sur lesquels le participant
pense pouvoir progresser après cette activité**

Grille d'appréciation									
					EXCELLENT	BIEN	PASSABLE	MEDIocre	
Sur le programme									
Sur l'animation									
Sur la pédagogie (apport de concepts et de concret)									
Sur les supports et la documentation remise									
Cette activité m'a été									
TRÈS UTILE								PEU	
10	9	8	7	6	5	4	3	2	1

Évaluation des formations par l'animateur

Chaque formation sera diffusée par un ou deux animateurs/ formateurs, experts dans le domaine de la formation. L'animateur/ formateur est tenu de remettre à la CdC pour le compte de l'ORE et à la suite de l'exécution de l'activité, un court rapport indiquant son déroulement, les résultats obtenus ainsi que les recommandations qui en découlent.



REPUBLIKAN'I MADAGASIKARA
Fitiavana - Tanindrazana - Fandrosoana



Ministère de l'Économie et des Finances
Secrétariat Général



Projet d'Appui au renforcement des capacités d'Analyse
des Facteurs de Vulnérabilité Structurelle et la promotion de l'Économie Bleue

Étude sur l'Économie Politique de la réforme du secteur de l'Énergie

N° Don : 5900155015354

Livrable 2

Note d'orientation sur les politiques et les réformes du secteur de l'électricité

Novembre 2022



Dev2E
INTERNATIONAL
7087225 Canada Inc.

150-MG-086



Projet d'Appui au renforcement des capacités d'Analyse des Facteurs
de Vulnérabilité Structurelle et la promotion de l'Économie Bleue

Étude sur l'Économie Politique
de la réforme du secteur de l'Énergie

Références du contrat Don BAFD N° 5900155015354
Contrat No. 003/MEF/SG/ARCEB.21
Ordre de Service No. 001-2022-MEF/SG/ARCEB

Client MEH / Secrétariat général – Projet ARCEB
Antananarivo, Madagascar.

Consultant



888, Rue De Villers - bureau 302
Québec, QC Canada G1V 5B5
Tel : +1 418 614 2225
Email: dev2e@dev2e-international.org
Web: www.dev2e-international.org

Jeanne-Adèle NGAN (NJA)
Dibongue KOUO (DK)
Emmanuel Olivier ZENGUE (EOZ)
Jules RAZAFIMANDIMBY (JR)
Dieudonné RAOELIJAONA (DR)

Directrice du Projet
Chef d'Équipe, Économiste Principal de l'Énergie
Spécialiste Analyses et Modélisation financières
Spécialiste Secteur Électrique
Spécialiste Secteur Électrique

Table des matières

1. Introduction	209
1.1. Arrière-plan global de la note d'orientation	209
1.2. Approche d'économie politique du secteur électrique malagasy	210
2. Cadre juridique et approche d'économie politique	212
2.1. Le cadre juridique des réformes du secteur électrique malagasy	212
2.1.1. Les zones urbaines et péri-urbaines	214
2.1.2. Les localités rurales	215
2.1.3. Les énergies renouvelables	216
2.2. L'approche d'économie politique	216
2.2.1. Identification du problème	216
2.2.1.1. Aperçu des problèmes opérationnels	216
2.2.1.2. L'équilibre offre – demande à court terme et à long terme	218
2.2.1.3. Enjeux financiers et trafic d'influence	219
2.2.2. Diagnostic	220
2.2.2.1. Néo-patrimonialisme	220
2.2.2.2. Élités « dominantes » vs élites « concurrentes »	221
2.2.3. Une perspective capitale de changement : la transparence	222
2.2.4. Interventions / actions	222
3. Principaux enjeux de politique sectorielle et recommandations	224
3.1. Principaux enjeux	224
3.1.1. Répondre à la demande énergétique croissante et passer à un mix énergétique plus propre	224
3.1.2. Améliorer la gouvernance et la transparence ;	225
3.1.3. Accroître l'accès à l'électricité à des coûts abordables	225
3.1.4. Parvenir à la viabilité financière du secteur de l'électricité	226
3.2. Recommandations	226



3.2.1. Recommandation 1 : renforcer les modalités de mise en œuvre effective de l'environnement politique, juridique et réglementaire instauré par le CODELEC	227
3.2.2. Recommandation 2 : développer des structures institutionnelles et de marché.....	227
3.2.3. Parvenir à un mix de production plus propre et plus résilient	228
3.2.4. Attirer des investissements et des financements internationaux.....	229

Table des illustrations

Tableau 1 : centrales thermiques mises en service après la promulgation de la loi 98-032	2213
Tableau 2 : Synthèse des projets hydroélectriques actuellement engagés	2218
Tableau 3 : Synthèse des projets hydroélectriques	2228
Figure 1 : Évolution des sources de production de la JIRAMA (en GWh)	2217

Abréviations & Acronymes

ADER	-	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
ARELEC	-	Autorité de Régulation de l'Électricité (suivant le CODELEC, Loi No. 2017-020)
BAD	-	Banque Africaine de Développement
BM	-	Banque Mondiale
CAE / PPA	-	Contrat d'Achat d'Électricité / Power Purchase Agreement
CEB	-	Central Electricity Board (Ile Maurice)
CODELEC	-	Code de l'électricité Malagasy (Loi No. 2017-020)
COMESA	-	Common Market for Eastern and Southern Africa
COI	-	Commission de l'Océan Indien
FNE	-	Fond National d'Électrification Rurale.
GIZ	-	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GNT	-	Gestionnaire National de Transport
GRD	-	Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité
GRT	-	Gestionnaire de Réseau de Transport
JIRAMA	-	Jiro Sy Rano Malagasy
MEH	-	Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures
MWc	-	Méga Watt crête
NPE	-	Nouvelle Politique de l'Énergie
ORE	-	Office de Régulation de l'Électricité
PDRI	-	Plan Directeur Régional Indicatif
PIE / IPP	-	Producteur Indépendant d'Énergie / Independent Power Producer
PND	-	Plan National de Développement
PRC-ELEC	-	Programme de Révision du Cadre juridique du secteur Électricité de Madagascar
PRIRTEM	-	Projet d'Interconnexion et de Renforcement des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique à Madagascar
PPP	-	Partenariat Public Privé
SENELEC	-	Société Nationale d'Électricité (Sénégal)
TRGER / REFIT	-	Tarif de rachat garanti de l'Énergie Renouvelable / Renewable Energy Feed-In Tariff
TRG / FIT	-	Tarif de rachat garanti / Feed In Tariff
UE	-	Union Européenne

2. Introduction

2.1. Arrière-plan global de la Note d'orientation¹¹⁴

Madagascar situé dans l'océan Indien, est la cinquième plus grande île au monde, avec une superficie de 591.896 km². Le pays est entouré de 5.000 km de côtes marines et il est séparé du continent africain par le canal de Mozambique. Madagascar est la plus grande des îles de l'océan Indien (Seychelles, Comores, Maurice et Réunion), avec une population estimée en 2021¹¹⁵ à 28,178 millions d'habitants, avec 80% de cette population localisée dans les zones rurales. Cette population s'accroît à un rythme de 3,01% par an. Son PIB est estimé à 15,7 milliards USD en 2020 contre 14,11 milliards USD en 2019¹¹⁶. Il est à noter toutefois, qu'une nette tendance à la baisse du PIB par habitant, (à prix constant 2010), est observable, puisque de 1970 à 2019, le PIB par habitant est passé de 853,6 USD à 500,4 USD.

Le pays participe aux trois Communautés Économiques Régionales (CER), notamment le Marché commun de l'Afrique de l'Est et Australe (COMESA), la Communauté de développement de l'Afrique Australe (SADC) et la Commission de l'Océan Indien (COI). La part du commerce intra-africain avec le pays reste cependant globalement très faible, avec moins de 5% de ses échanges, son intégration régionale reste donc très peu importante. En tant qu'État insulaire, le pays fait également face à des coûts de transport plus élevés que les pays basés sur le continent africain. Par ailleurs, le faible développement des infrastructures de transport notamment transfrontalières, combinés aux barrières non tarifaires persistantes, contribuent à rendre encore plus délicate l'accélération de l'intégration de Madagascar avec les pays du continent africain.

Depuis son indépendance en 1960, Madagascar a connu plusieurs crises politiques (1972, 1991-1992, 2001-2002 et 2009-2013). De tous ces épisodes plutôt mouvementés, la crise politique de 2009-2013 a été particulièrement longue et sévère. Elle a contribué à

- (iii) détériorer la situation socio-économique en engendrant une forte récession économique, et
- (iv) favoriser une érosion de l'attractivité du pays, ruinant ainsi les opportunités d'emplois et de revenus pour les ménages.

Sur le plan politique et socio-économique, le pays a payé un lourd tribut aux différentes crises politiques qui ont négativement et durablement impacté les investissements dans les infrastructures. Ces crises ont aussi entraîné le ralentissement des activités économiques et ont fait basculer une bonne partie de la population dans la précarité. Selon l'étude sur l'évaluation des coûts des facteurs de vulnérabilité structurelle à Madagascar¹¹⁷, les estimations de l'impact économique des crises politiques font apparaître un manque à gagner en termes de point de croissance du PIB par tête d'environ 3% par année de crise, soit une perte globale de 10% sur la période 2000-2019. Madagascar fait partie des pays les plus fragiles du continent. Les tensions politiques, les problèmes de gestion des ressources naturelles et l'insuffisance des infrastructures de base contribuent à entretenir la situation de fragilité du pays.

La crise liée à la pandémie de Coronavirus, survenue en 2020, constitue incontestablement un défi supplémentaire pour Madagascar. Elle a profondément et négativement impacté les fondamentaux et la

¹¹⁴ Source : BAD - MADAGASCAR Note de diagnostic pays, juillet 2021

¹¹⁵ Source : INSTAT - Projection démographique des résultats définitifs du RGPH-3

¹¹⁶ Source : Banque mondiale, 2021

¹¹⁷ La BAD a financé en 2020 à travers l'Appui au renforcement des capacités d'analyse des facteurs de vulnérabilité structurelle et la promotion de l'économie bleue (ARCEB), l'étude sur l'évaluation des coûts des facteurs de vulnérabilité structurelle qui a permis d'évaluer l'impact de la vulnérabilité économique, climatiques et sociétale.

dynamique de l'économie et contraint le pays à rentrer en récession, avec une croissance de (- 4%). Les projections tablaient pourtant sur une croissance du PIB réel de 5,3 % en 2020, après une performance de 4,4% en moyenne par an réalisée sur la période 2015-2019. Cette crise a accentué la précarité en 2020 avec des pertes d'emplois et de revenus pour de nombreux ménages.

En matière de dette publique, les indicateurs se sont également globalement dégradés avec les effets de la pandémie. Ainsi, la dette publique est passée de 32,8% du PIB en 2007 à 38,7% du PIB en 2019, puis 44,8% en 2020 avec l'impact de la crise de Covid-19. Concernant la soutenabilité de la dette, selon le scénario de référence de l'analyse de viabilité de la dette faite par le FMI, Madagascar est passé d'un risque de surendettement extérieur faible en 2019, à modéré en 2020. La dette publique se décompose en dette extérieure avec 32,6% du PIB et de dette intérieure avec 11,6% du PIB. Ces deux types de dettes semblent évoluer dans les mêmes proportions. Pour préserver la viabilité de la dette, les pouvoirs publics entendent pour les années à venir continuer à maximiser le recours aux financements concessionnels. Le recours aux emprunts non concessionnels, sera privilégié pour les projets à rendements économiques élevés.

2.2. Approche d'économie politique du secteur électrique Malagasy

La présente Note d'Orientation a pour objet principal de recenser les leçons d'économie politique qui peuvent être utiles aux responsables politiques pour l'application et la mise en œuvre des réformes structurelles de la chaîne de valeur de l'électricité Malagasy, et plus particulièrement en ce qui concerne la libéralisation et la déréglementation du marché de l'électricité Malagasy dans l'optique de contribuer à « réussir ces réformes sectorielles ».

Ces réformes qui s'inscrivent dans la Nouvelle politique de l'Énergie (NPE) 2015 – 2030 reflètent la volonté des pouvoirs publics Malagasy d'assainir la scène énergétique, en fournissant un cadre favorable aux investissements dans la totalité des segments de la chaîne de valeur de l'Électricité. Cette façon de procéder constitue le point de départ de n'importe quelle réforme des finances publiques, qui doit se bâtir sur la nécessité d'accroître la surface financière de l'État. En fin de compte, il est clair toutefois que les réformes doivent produire des résultats tangibles pour démontrer leur réussite, et encourager ainsi la poursuite des efforts.

Un approvisionnement en électricité fiable et financièrement durable constitue le préalable obligé pour aller vers un développement réussi. Dans le cas Malagasy, malgré les réformes sectorielles enclenchés avec la promulgation en 1999 de la loi 98-032, complétée ensuite par la loi 2017-020, le secteur de l'électricité Malagasy n'a pas encore véritablement réussi à s'aligner sur la trajectoire des cibles de la Nouvelle Politique de l'Énergie (NPE) 2015-2030. Laquelle NPE qui s'inscrit dans le cadre du Plan National de Développement (PND) 2015-2019, et reflète la volonté du Gouvernement Malagasy d'assainir la scène énergétique et de fournir un cadre favorable aux investissements dans le secteur en encourageant la participation du secteur privé.

Le constat majeur est que globalement, les ménages et les entreprises sont mal desservis et soumis à un service médiocre, avec des délestages toujours plus fréquents. De plus, les pertes aussi bien techniques que non techniques du secteur, de même que les autres dysfonctionnements constatés conduisent à des pertes financières, qui in fine constituent une menace persistante pour l'équilibre budgétaire et donc, les finances du secteur public.

La question qui vient alors à l'esprit est :

3. Cadre juridique et Approche d'Économie Politique

3.1. Le cadre juridique des réformes du secteur électrique Malagasy

Le processus de réforme du secteur électrique Malagasy a commencé à la fin des années 1990, avec l'adoption de la loi 98-032 portant réforme du secteur de l'électricité à Madagascar, et promulguée le 20 janvier 1999. L'objectif de ce texte de loi était de libéraliser le secteur électrique Malagasy, pour introduire des mécanismes de financement pérenne des besoins énergétiques au travers de mécanismes financiers portés par les utilisateurs, le secteur privé et les partenaires publics. Mais également et surtout, en rationalisant le recours systématique au budget public.

Cette loi a posé les bases d'incitations à destination des investisseurs privés à s'impliquer dans la production et la distribution d'électricité sur la totalité du territoire Malagasy. Il est à noter que cette approche préservait toutefois le statu quo de la société nationale d'électricité, la JIRAMA; pendant une période transitoire de dix années.

L'évaluation faite en 2016¹¹⁹, des résultats obtenus par ce cadre juridique se révèlent plutôt mitigés. En effet, le taux d'accès ne s'est accru que de 5% sur la période, en passant de 10% à 15% et surtout, les coûts de production du kWh se sont accrus du fait de la production thermique qui est devenue prépondérante par rapport à la production hydroélectrique dans le mix énergétique Malagasy. Si dans les années 1980, les centrales thermiques en exploitation étaient très largement minoritaires dans le RI d'Antananarivo¹²⁰. Après la promulgation de la loi 98-032, la part de la production d'origine thermique a explosé comme il ressort du tableau 1 ci-dessous¹²¹. Elle est désormais majoritaire aussi bien en puissance (62 % de la puissance disponible en Septembre 2021¹²²), qu'en énergie (54,80% de la production totale de la JIRAMA¹²³), du fait des investisseurs privés qui se sont engouffrés dans la brèche ouverte par la libéralisation proposée par cette disposition législative.

Cette prépondérance tient au fait que la majorité des sociétés privées intéressées ont préféré investir dans la production et sécuriser leurs investissements par des ventes d'énergie à la JIRAMA via des contrats d'achat d'électricité, ou des locations de groupes. Ce qui revient à laisser la société nationale d'électricité couvrir le risque commercial, et à s'acquitter des paiements contractuels vis-à-vis du secteur privé, quelles que soient les difficultés financières qui découlent du taux de recouvrement médiocre de la facturation.

¹¹⁹ Programme de Révision du Cadre juridique du secteur Électricité à Madagascar (PRC-ELEC) qui a été lancé dans le cadre de la Nouvelle politique de l'Énergie 2015 – 2030.

¹²⁰ Centrales exploitées par la JIRAMA : Ambalavato 1 mis en service en 1967, et Antsirabe 2 mis en service en 1982.

¹²¹ Au cours de l'année 2005 par exemple sur un total de 63 centrales mises en service, 53 d'entre elles (85%) sont des centrales thermiques diesel – Source PRC – ELEC.

¹²² Source : SIE Madagascar – www.energie.mg

¹²³ Source : SIE Madagascar – www.energie.mg

Tableau 73 : centrales thermiques mises en service après la promulgation de la loi 98-032

	Mode Exploitation	Propriétaire	Mise en service
RI ANTANANARIVO			
AGGREKO 1	Location	AGGREKO AB	2012
AGGREKO 2	Location	AGGREKO AB	2015
AGGREKO Tana Nord	Location	AGGREKO TN	2012
HFF Abola	Location	HENRI FRAISE Fils & Cie	2004
AFL Behenjy	Location	AF POWER LIMITED	2015
AFL Abola	Location	AF POWER LIMITED	2015
SMTF Abe	Location	FIRST ENERGY	2015
SYMBION	Achat	SYMBION POWER	2008
Jovenna TAC	Achat	JOVENA TAC	2017
AKSAF HFO	Achat	AKSAF POWER LIMITED	2017
Jovenna HFO	Achat	JOVENA AGGREKO	2017
CT ABOLA 2	Achat	AKSAF POWER LIMITED	2009
RI TOAMASINA			
TOAMASINA III	JIRAMA	JIRAMA	2014
TOAMASINA IV	JIRAMA	JIRAMA	2009
ENL GO 02	Location	ENELEC	2014
ENL HFO 02	Location	ENELEC	2008
Vespower 02	Achat	VESPOWER	2009
JIR 02	JIRAMA	JIRAMA	2016
RI FIANARANTSO			
L 24229	Location	ENELEC	2013
L 24333	Location	ENELEC	2016
L 24329	Location	ENELEC	2016
L 24330	Location	ENELEC	2016
L 24284	Location	FIRST ENERGY	2015
L 24285	Location	FIRST ENERGY	2015
L 24286	Location	FIRST ENERGY	2015
HFF RIF	Location	HENRI FRAISE Fils & Cie	2019

Source : mise à jour du PDMC – Novembre 2021

Ces résultats ne sont pas en phase avec la vision de la Nouvelle Politique de l'Énergie (NPE) des pouvoirs publics Malagasy adoptée en 2015, laquelle politique prévoit pour le développement des types de centrales, que la production à l'horizon 2030 devra provenir à 85% des sources d'énergie propres (dont, 75% de l'hydroélectricité), et pour 15% seulement des centrales thermiques. Ces résultats s'expliquent aisément par le fait que les technologies indiquées dans la loi ne portent que sur deux grandes catégories : centrales hydroélectriques et centrales thermiques, sans incitations particulières pour le développement des sources d'énergies renouvelables. Or, les centrales hydroélectriques nécessitent toujours des investissements plus importants que les centrales thermiques. Il n'est donc pas étonnant de constater une

propension marquée du secteur privé à investir de façon privilégiée dans cette seconde source de production.

La loi 98-032 a ainsi été révisée par l'adoption de la loi 2017-020 portant Code de l'électricité (CODELEC) qui a été promulguée le 10 avril 2018. Le CODELEC qui est désormais l'outil législatif de référence, apporte des compléments qui visent à répondre à un certain nombre de défaillances constatées par les acteurs du secteur électrique Malagasy, en particulier en ce qui a trait au cadre institutionnel et à la gouvernance du secteur.

Le texte de loi se positionne explicitement dans les stratégies de mise en œuvre de la NPE et donc, du Plan de National de Développement (PND) 2015-2019 avec comme élément fondamental, la nécessité d'accroître la surface financière de l'État Malagasy. Les améliorations apportées par le CODELEC introduisent une séparation géographique ou territoriale qui tient explicitement compte de la dissociation entre les zones urbaines et péri-urbaines, et l'électrification des localités rurales.

3.1.1. Les zones urbaines et péri-urbaines

Elles se caractérisent par une séparation fonctionnelle qui permet la dissociation des activités des segments de la chaîne de valeur Électricité : Production, Transport et Distribution/Commercialisation (ou Vente) de l'électricité.

Les activités du segment de la Production sont ouvertes à la concurrence pour le marché et permettent de ce fait une ouverture de ce segment à la participation du secteur privé (PSP). La première conséquence de cette PSP tient au desserrement de la contrainte sur le financement des infrastructures de production par les fonds publics. Cet encouragement de la PSP dans les investissements de la production est capital pour être en mesure d'atteindre les objectifs de la NPE 2015-2030, c'est-à-dire un taux d'accès qui passe de son niveau actuel de 23% en 2021, à 50% en 2023, puis 70% à l'horizon 2030. Ce taux suppose en effet une production d'électricité de près de 8 TWh, soit une multiplication par un facteur de 4 par rapport au productible actuel d'environ 2 TWh en 2020. Un tel changement d'échelle pourra difficilement se réaliser sans un accroissement de la capacité financière de l'État, qui est supposé passer par une contribution substantielle du secteur privé au financement des infrastructures de production d'électricité au travers de partenariats publics – privés.

Le segment de la production est désormais dégroupé du segment du Transport qui va être géré à terme par un Gestionnaire National du Transport (GNT), grâce au Projet d'Interconnexion et de Renforcement des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique à Madagascar (PRIRTEM) financé par la BAD. Une fois que l'interconnexion des trois réseaux régionaux de Transport actuels (Antananarivo, Toamasina et Fianarantsoa) seront interconnectés grâce à la ligne électrique en 225 kV de 267km entre Antananarivo et Toamasina qui traversera les trois régions.

Les activités du segment de la Distribution sont elles aussi dissociées en deux sous segments :

- La Distribution proprement dite qui est assurée par un Gestionnaire de Réseau qui est aujourd'hui la JIRAMA dans sa forme actuelle, et
- La Commercialisation (ou Vente) qui est maintenant autorisée grâce aux licences de fourniture délivrées sous la supervision de l'Autorité de Régulation.

Le renforcement des missions de l'organe de Régulation de l'Électricité¹²⁴ (ORE) qui dans cette libéralisation joue un rôle de tout premier plan. La libéralisation et l'ouverture à la PSP pour accroître les investissements n'est en effet réalisable que dans un environnement qui concilie les intérêts nationaux et publics, de ceux des investisseurs. Il est essentiel que les contrats signés soient transparents et qu'ils découlent de processus de passation des marchés ouverts à la concurrence pour qu'ils ne soient pas la source de controverses. C'est le rôle de l'autorité de régulation de s'assurer que le marché de l'électricité fonctionne de manière optimale et partant, avec une maîtrise des coûts.

Il revient également à l'ORE dans l'environnement malagasy de faire en sorte que les tarifs soient prévisibles, qu'ils reflètent les coûts et surtout qu'ils soient applicables. C'est en effet cette disposition qui crée une base de viabilité financière pour le service de l'électricité en aidant à attirer de nouveaux investissements puisqu'en fin de compte, des tarifs qui rémunèrent les coûts permettent un accroissement de l'efficacité opérationnelle et viabilité financière de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité.

Il est utile de souligner à ce stade que la position de l'ORE en tant qu'institution garante d'un cadre régulateur opérationnel est cruciale pour contrôler les abus et les risques d'entente ou de collusion qui n'aboutissent toujours qu'à un renchérissement des coûts. C'est ce qui ressort aujourd'hui à Madagascar des coûts des PIE et des loueurs de groupes dont les coûts moyens de production ont augmenté de 60% entre 2008 et 2017 du fait de contrats d'achat d'électricité en général, non supervisés par l'ORE, et défavorables à la JIRAMA.

3.1.2. Les localités rurales

Le CODELEC ne prévoit pas de séparation fonctionnelle des segments de la chaîne de valeur de l'électricité dans le cas des localités rurales. L'électrification Rurale recouvre sur le territoire Malagasy, la partie du secteur Électricité dont la finalité est de desservir en électricité :

- iv. Les zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar dans lesquelles aucun réseau de Distribution de moyenne tension ou basse tension n'est implanté, et
- v. Les mini-réseaux non raccordés à un réseau de Transport ou de Distribution interconnecté, à l'exclusion de
- vi. Toutes les Installations d'Autoproduction destinées à satisfaire uniquement les besoins propres de l'Auto producteur.

Le programme d'électrification rurale est mis en œuvre par l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER) qui est chargée de promouvoir et d'encourager la soumission de projets en matière d'électrification rurale. Cette agence a ainsi la responsabilité d'implémenter toutes les activités d'électrification en zone rurale, y compris les systèmes en réseau et hors réseau et cela, conformément aux dispositions du cadre légal et réglementaire en vigueur.

A ce titre, elle sélectionne et réalise des projets sur la base des plans directeurs régionaux qui priorisent les ressources d'énergies renouvelables disponibles localement, dont l'hydroélectricité, la biomasse, le solaire et l'éolienne, afin de desservir en électricité les localités pôles de développement (ménages et activités productives et commerciales à développer).

Dans les zones rurales, la loi énonce un changement vers une approche d'électrification rurale axée sur l'entrepreneuriat et une approche « concessionnelle ». Le texte de loi a ainsi créé un seuil au-dessus duquel

¹²⁴ Le CODELEC institue en son article 58, une autorité administrative indépendante dénommée Autorité de Régulation de l'Électricité (ARELEC), mais nous avons gardé l'intitulé de l'organisme actuel; ORE.

un contrat de « concession » devrait être signé avec l'autorité concédante (État ou ADER). En dessous de ce seuil, un contrat « d'autorisation » doit être signé avec l'autorité concédante (État ou ADER).

Dans les zones rurales, le seuil « concessionnel » se définit comme suit :

- Centrales hydroélectriques, dont la puissance est supérieure à 5 MW,
- Centrales thermiques dont la puissance est supérieure à 500 kW,
- Réseaux de distribution dont la demande de pointe est supérieure à 5 MW.

Les opérateurs privés ruraux de Madagascar signent des contrats de concession ou d'autorisation pour obtenir le droit exclusif de construire et d'exploiter un réseau de distribution. Le droit de construire et d'exploiter une centrale de production n'est généralement pas un droit exclusif; un autre promoteur pourrait construire une centrale électrique dans la zone de service si l'électricité est vendue au réseau de la JIRAMA par le biais d'un contrat d'achat d'électricité (CAE)¹²⁵.

La durée du contrat est généralement de 15 à 30 ans. En contrepartie, les concessionnaires / permissionnaires privés sont tenus de :

- Assurer des opérations permanentes et régulières,
- Assurer l'égalité d'accès et de service aux abonnés,
- Signer des contrats avec ses clients et les respecter,
- Entretien leurs installations et les maintenir aux normes.

3.1.3. Les énergies renouvelables

Le CODELEC fait une place de choix à l'introduction des énergies renouvelables entendues comme l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie éolienne, l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique, l'énergie générée par la biomasse, l'énergie d'origine marine et celle générée à partir des déchets.

3.2. L'approche d'Économie Politique

3.2.1. Identification du problème

3.2.1.1. Aperçu des problèmes opérationnels

Le principal problème du secteur de l'électricité Malagasy tient au fait que malgré la réforme enclenchée il y a maintenant deux décennies, la fourniture des services de l'électricité n'est pas fiable, ne parvient pas à répondre adéquatement à la demande existante et potentielle, et financièrement insoutenable. Les performances du secteur sont fortement liées à celles de la JIRAMA, la société de service public de l'électricité, qui reste le principal opérateur dans les trois segments de la chaîne de valeur l'électricité.

L'économie politique sous-jacente a pour effet de maintenir les coûts opérationnels de l'acteur dominant qu'est la JIRAMA à un niveau élevé du fait principalement de la part prépondérante de la production thermique, au détriment de la production hydraulique, moins dispendieuse. Cette prédominance de la production thermique qui est illustrée dans la figure suivante, entraîne des coûts considérables et

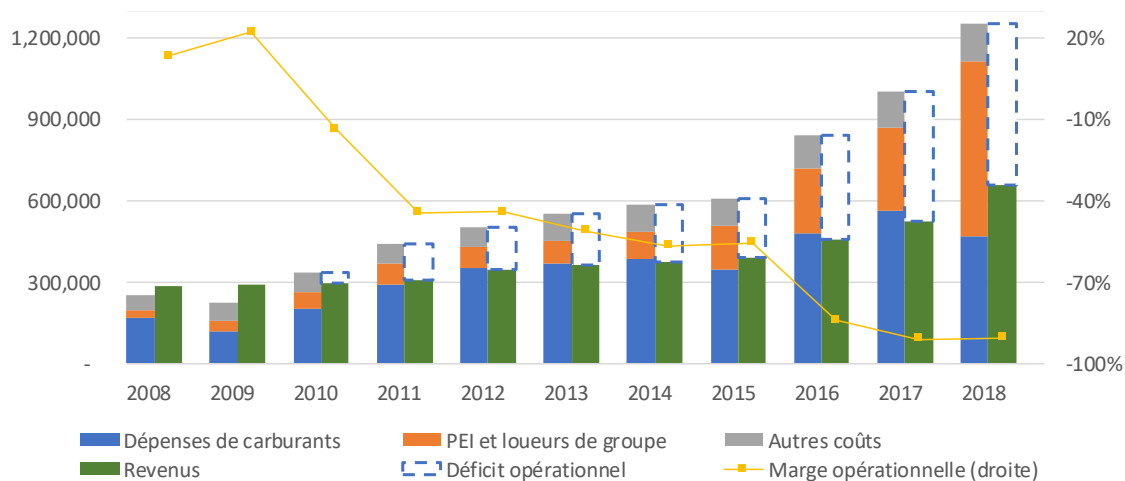
¹²⁵ L'intention du seuil dans la loi était de garantir qu'il y ait un processus d'appel d'offres concurrentiel pour les grands projets, mais que les plus petits projets puissent être construits plus rapidement. L'espoir était que le processus concurrentiel serait le moyen privilégié de mettre en œuvre de nouveaux projets d'électricité.

croissants (combustibles, locations de groupes et achats d'énergie confondus) pour la JIRAMA et partant, pour l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité.

Les causes de ce coût élevé de la production thermique sont multiples :

- Rendement médiocre des centrales thermiques de la JIRAMA, notamment pour les centrales en location,
- Coût élevé du combustible du fait que le pays, du fait de son insularité, a un des coûts de combustible les plus élevés du continent africain, ou encore
- Un dispatching de la production thermique qui est inefficace parce que non fondé sur un ordre de mérite basé sur le coût marginal de production.

Figure 36 : Évolution de la marge opérationnelle et du déficit opérationnel de la JIRAMA



Source : Calculs de Castalia à partir de données transmises par la JIRAMA

De plus, le fait de maintenir des tarifs qui ne rémunèrent pas les coûts font que la JIRAMA perd de l'argent pour chaque kWh vendu puisque en 2018 par exemple, le tarif moyen de 516 MGA / kWh couvrait à peine la moitié du coût de revient qui s'élevait lui, à 983 MGA / kWh. Les recettes de la commercialisation de l'électricité ne sont pas perçues auprès des clients et sont ainsi largement insuffisantes pour couvrir les coûts.

Les déficits financiers qui en résultent, conduisent à des investissements mal orientés ou insuffisants. Ce dysfonctionnement majeur impacte en effet négativement aussi bien les investissements en capital et donc le financement du développement des infrastructures, que les investissements dans l'exploitation et la maintenance des équipements.

La chaîne d'approvisionnement longue et complexe des réseaux électriques, de la source d'énergie au consommateur final d'électricité, pose un défi particulier dans la mesure où, les dysfonctionnements constatés en aval dans le segment de la Distribution / Commercialisation se répercutent entièrement en amont, c'est-à-dire dans le segment du Transport et dans le segment de la Production.

Dans la mesure où ces déficits financiers sont compensés par des subventions reçues de l'État malagasy, ils constituent donc un risque budgétaire qui peut être qualifié de majeur du fait de l'importance de ces transferts à la JIRAMA. Ces transferts qui servent à couvrir les dépenses opérationnelles se sont élevés à plus de 300 milliards MGA en 2018, soit près de 5% du budget de l'État Malagasy.

Ce « gel » des tarifs du fait des pressions politiques du gouvernement Malagasy pour garantir des prix de l'électricité très bas, va ainsi à l'encontre de l'efficacité opérationnelle puisqu'il aboutit à saper fréquemment les efforts visant à améliorer les performances du secteur de l'électricité.

Ce constat est illustré par :

- Les sureffectifs qui découlent de la protection et de l'augmentation des emplois. À Madagascar, la société nationale d'électricité a un effectif de plus de 6 000 employés pour servir un demi-million de clients. Cela correspond à un ratio de 83 clients / Employé. Cela signifie que l'indicateur de productivité de la JIRAMA se révèle être un des plus faibles d'Afrique subsaharienne. Le même ratio est en effet presque trois fois plus élevé pour l'île Maurice, où le Central Electricity Board (CEB) affiche un ratio de 240 clients / Employé. Ce ratio appliqué à la JIRAMA correspondrait à un effectif-équivalent de 2083 employés pour la JIRAMA. Le même ratio est près de six fois plus élevé pour la SENELEC / Sénégal avec 470 clients / Employé, soit un effectif-équivalent de 1063 employés pour la JIRAMA.
- Le recours non systématique aux systèmes d'appels d'offre pour les contrats qui permettraient d'être plus efficace et de participer à une baisse des coûts du fait des enchères concurrentielles des entrepreneurs et du recours aux technologies les plus efficaces.

3.2.1.2. L'équilibre Offre – Demande à court terme et à long terme

La NPE prévoit à l'horizon 2030, un mix énergétique avec une proportion de 75% de production hydroélectrique pour atteindre la cible de 70% de taux d'accès à l'électricité dans le pays. Cela constitue un défi considérable pour l'approvisionnement en électricité et l'équilibre entre l'offre et la demande à court terme et à long terme.

Comme il ressort du tableau ci-après, Il faut en effet tenir compte des coûts initiaux très élevés de la construction des nouvelles capacités considérées, du temps qu'il faut pour que ces capacités deviennent pleinement opérationnelles.

Tableau 74 : Synthèse des projets hydroélectriques actuellement engagés

	Projet	Puissance (MW)	Énergie (GWh)	Investissement (million €)	Date mise en service prévue ou au plus tôt
ENGAGÉS	MAHITSY	28,00	85,50	70,00	2021
	ANDEKALEKA 4	33,20		25,90	2022
	SAHOFIKA	192,00	1 685,00	588,00	2026
	VOLOBE	121,00	769,00	268,60	2025
	MANDRAKA 3	5,20	33,96	39,94	2023

Source : PDMC - Novembre 2021

Il faut également intégrer le fait que les coûts et les revenus futurs sont souvent difficiles à prévoir, ce qui rend l'investissement dans le secteur exceptionnellement risqué, et cela que le risque soit assumé par le secteur privé ou le secteur public. Dans le cas des centrales thermiques, la volatilité du prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité est à rajouter dans l'équation, de même que les incertitudes quant à l'évolution du taux de change futur MGA Vs US \$ ou MGA Vs €.

Dans le cas Malagasy comme dans la plupart des pays africains, la totalité de ces nombreux investissements réalisés par des PIE dépendent fortement des emprunts extérieurs en devises étrangères, tandis que les revenus sont perçus en monnaie locale.

Les segments de la chaîne de valeur de l'électricité constituent un « système » et donc la défaillance d'un des maillons de la chaîne entraîne la défaillance de l'ensemble. La complexité du système nécessite une planification d'expansion sophistiquée à long terme et à moindre coût, rendue encore plus complexe ces dernières années par l'exigence d'envisager la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les besoins en capital des investissements dans le réseau électrique rendent difficile l'entrée et la sortie des entreprises dans le secteur, et celles qui occupent des positions particulières dans la chaîne d'approvisionnement jouissent souvent d'un monopole naturel qui peut être exploité au détriment des clients, si les prix et la qualité du service ne font pas l'objet d'une réglementation appropriée.

Outre les défis d'investissement à long terme, les systèmes électriques présentent un certain nombre de caractéristiques uniques. En particulier, l'électricité étant difficilement stockable, la production horaire doit correspondre précisément à la demande horaire. Cette tâche nécessite un système sophistiqué de contrôle centralisé - généralement un réseau national, dont les opérateurs aident à maintenir l'équilibre. S'assurer que la maintenance et la réparation du réseau sont effectuées rapidement et efficacement est également un défi logistique qui oblige les gestionnaires (GRD et GNT) à hiérarchiser les demandes concurrentes. Dans le cas Malagasy l'introduction d'un Gestionnaire National de Transport n'est pas encore faite, bien que le CODELEC le prévoit explicitement

L'environnement politique a une grande influence sur les défis à court et à long terme décrits ci-dessus. C'est ainsi que dans le cas Malagasy, les plans indicatifs de développement des réseaux électriques moyens de production ainsi que l'évolution du parc existant et des sites potentiels candidats sont conçus par l'ORE, l'ADER et les gestionnaires de réseau. Il n'en reste pas moins que, la décision finale par rapport à ces défis revient au ministre en charge de l'énergie.

Les crises politiques intervenues dans le pays sur la période 2000 à 2019 ont entraîné un environnement politique instable et des ingérences politiques ad hoc qui ont eu pour effet de décourager les investissements à long terme et qui ont rendu la gestion quotidienne efficace du réseau plus difficile qu'elle ne l'est déjà. Dans la réalité, sur ces deux décennies, l'économie politique de Madagascar s'est alignée sur des comportements à courte vue, dans un secteur au sein duquel la planification de long terme est de rigueur pour répondre adéquatement à la demande.

3.2.1.3. Enjeux financiers et trafic d'influence

Les caractéristiques de la chaîne de valeur de l'électricité la rendent particulièrement vulnérable à des abus de tous genres. Les investissements y sont très capitalistiques puisque l'unité de compte pour les infrastructures est la dizaine de millions d'euros ou de dollars américains. De ce fait, ils mettent en jeu d'importants flux financiers, tout en concentrant la gestion et la prise de décision entre les mains d'un nombre relativement restreint de personnes qui sont parfaitement informées des rentes qui peuvent résulter des montants importants reliés au financement des infrastructures (centrales, lignes etc.)

Dans le contexte africain, et cela n'est pas propre à Madagascar; les transactions d'investissements au sein de la chaîne de valeur sont susceptibles de permettre d'accumuler d'énormes richesses privées par ceux qui sont capables d'influencer le processus de prise de décision. La taille des investissements individuels (une nouvelle centrale électrique, par exemple) donne lieu à des contrats potentiellement très lucratifs.

L'influence que les responsables gouvernementaux ont sur l'attribution des contrats, sur les termes et conditions de ces contrats et sur la réglementation de routine du secteur, crée des opportunités importantes de recherche de rente.

L'environnement réglementaire et les termes et conditions des contrats de fourniture d'infrastructures façonnent la répartition des coûts, des avantages et des risques associés entre les fournisseurs, les consommateurs et les deniers publics. Sans freins et contrepoids appropriés, ils peuvent facilement être conçus pour favoriser une partie au détriment de toutes les autres. Un tel favoritisme (illégal ou non) est susceptible d'encourager les mauvais investissements et de décourager les bons, et risque d'ancrer l'inefficacité de manière pérenne dans l'avenir du secteur de l'électricité Malagasy.

Dans la production d'électricité et dans l'approvisionnement en carburant des centrales électriques, le fait que les contrats soient opaques, laissent penser qu'ils sont peut-être volontairement biaisés pour favoriser des intérêts commerciaux particuliers.

Autant d'éléments qui opèrent dans le cadre du CODELEC, mais sont néanmoins en contradiction avec ce qui est nécessaire pour une amélioration durable des performances du secteur.

3.2.2. Diagnostic

En cherchant à diagnostiquer les problèmes du secteur de l'électricité Malagasy du point de vue de l'économie politique, il est utile de s'appuyer sur les théories existantes, sur la manière dont elles se rapportent au continent africain en particulier, et sur les implications à en attendre pour le secteur de l'électricité.

3.2.2.1. Néo-patrimonialisme

Il s'agit d'un système dans lequel les relations patron-client traditionnelles coexistent avec les structures formelles de l'État moderne et, dans de nombreux cas, les contrôlent. Ces derniers comprennent les branches législative, judiciaire et exécutive de l'État, telles que celles responsables du secteur de l'électricité. La politique, le pouvoir et la richesse économique dans un État néo-patrimonial sont poursuivis en cultivant des réseaux de relations patron-client dans lesquels les patrons accordent des faveurs à leurs clients en échange d'un soutien politique (que ce soit dans la politique nationale ou sur le lieu de travail). Les récompenses comprennent un accès privilégié à des emplois, des contrats, des services, des finances, des ressources naturelles, ainsi que d'autres faveurs.

Une des caractéristiques fondamentales de la majeure partie des pays africains, y compris Madagascar, tient dans le fait que pour des raisons à la fois historiques et culturelles, l'État est plus faible et les relations patron-client sans doute plus omniprésentes que dans de nombreuses autres parties du monde. Le modèle néo-patrimonial est donc particulièrement adapté au contexte africain, où les instruments de l'État sont souvent manifestement subordonnés aux intérêts privés (plutôt qu'au bien public), et où les réseaux patron-client sont souvent renforcés par des loyautés profondément enracinées envers tribu et parenté.

Les patrons les plus puissants siègent généralement au sommet de la structure politique et économique d'un pays et utilisent l'appareil d'État pour dispenser le pouvoir et les ressources dont les acteurs inférieurs ont besoin pour maintenir leur propre réseau de clients. Compte tenu de la force et de l'omniprésence de ces relations en Afrique, les règles formelles de l'État, y compris celles qui régissent les organisations du secteur public (telles que les régulateurs de l'électricité), sont souvent ignorées lorsqu'elles entrent en conflit avec les obligations patron-client et les règles informelles et codes de conduite qui les sous-tendent.

C'est particulièrement le cas lorsque les personnes chargées de faire respecter les règles formelles sont elles-mêmes profondément ancrées dans des réseaux patron-client.

Compte tenu de ce que nous savons des systèmes néo-patrimoniaux, il n'est pas surprenant que les actions et les décisions dans le secteur de l'électricité en Afrique - des décisions d'investissement majeures aux opérations quotidiennes - sapent souvent la performance du secteur. Une meilleure compréhension des réseaux patron-clients peut sans aucun doute éclairer les raisons pour lesquelles les choses tournent mal et peut aider à identifier les acteurs, le cas échéant, qui ont suffisamment d'influence, via leurs réseaux, pour aider à apporter les changements souhaitables.

3.2.2.2. Élités « dominantes » Vs Élités « concurrentes »

Dans les grandes lignes du modèle néo-patrimonial, il existe des marges de variation. Dans certains pays, la concurrence entre les élites politiques au sommet de la pyramide du pouvoir est plus grande que dans d'autres. Cela a conduit à deux modèles stylisés d'économie politique africaine. Dans l'une, la variété « dominante », le pouvoir politique est concentré pendant une période prolongée entre les mains d'un seul parti ou dirigeant (par exemple, le Rwanda ou encore le Cameroun). Dans l'alternative « concurrente », les élites rivales se disputent régulièrement le contrôle des rênes du gouvernement, comme c'est le cas à Madagascar.

Les implications respectives de ces deux modèles pour la performance du secteur électrique et les problèmes identifiés précédemment dépendent de divers facteurs. La probabilité que les obligations patron-client interfèrent avec une prise de décision efficace dans le secteur pourrait être plus grande dans le modèle « concurrentiel » que dans le modèle « dominant ». Lorsqu'il y a une concurrence politique intense motivée par des élections fréquentes, la promesse de récompenses immédiates par le biais du système de favoritisme peut être plus attrayante et plus crédible pour les partisans potentiels (c'est-à-dire les financiers, les électeurs et les personnes capables de fournir des votes) que n'importe quel candidat politique pourrait donner sur la résolution des problèmes à long terme du secteur électrique du pays une fois (ré)élu. Étant donné que les promesses de ce dernier type sont généralement considérées avec scepticisme, les stratégies électorales des titulaires de charge en place, ainsi que des aspirants, se concentrent généralement sur les récompenses immédiates, perpétuant ainsi bon nombre des problèmes avec lesquels le secteur se débat en raison de son utilisation comme un outil de mécénat.

Dans le modèle « dominant », le clientélisme est toujours important pour la stabilité politique, mais les dirigeants politiques peuvent être moins liés par des considérations politiques à court terme. Cependant, un manque de compétition politique peut les rendre moins responsables. L'amélioration des performances du secteur de l'électricité dépend donc dans une certaine mesure du fait que l'élite dominante le perçoive comme étant dans son propre intérêt. Leurs motivations et incitations sont essentielles. Si ceux-ci sont largement motivés par un désir de concentrer davantage le pouvoir et la richesse, les perspectives de réforme sont sombres. D'autre part, si les dirigeants sont motivés, au moins en partie, par une vision à long terme pour le développement de leur pays, alors il peut y avoir une certaine marge d'optimisme. C'est parce que le pouvoir de ces dirigeants peut être suffisamment ancré pour permettre une vision à long terme et assez grand pour qu'ils puissent surmonter les intérêts acquis qui entravent souvent la mise en œuvre d'objectifs à long terme.

3.2.3. Une perspective capitale de changement : la transparence

Dans le cas Malagasy et au vu des résultats actuels, la réforme engagée reste bien en deçà des attentes. La privatisation et la mise en concurrence des producteurs d'électricité n'a pas réellement atteint les objectifs de baisse des coûts de production parce que cela reste une concurrence pour entrer « pour » le marché, et non pas une concurrence « dans » le marché.

En d'autres termes, les PIE sont mis en concurrence pour être retenus dans le plan de développement, mais pas en exploitation. C'est le cas pour les développements hydroélectriques, telles que les centrales de Volobé et Sahofika qui sont développées presque simultanément et dont le productible, en 2026 va excéder de plus de 40% la demande prévue. C'est également le cas des PIE thermiques ou des centrales en location, qui présentent des taux de consommation en combustibles jusqu'à 33% plus élevés que les recommandations des équipementiers.

Tous ces PIE disposent en effet de contrats d'achat d'électricité avec des clauses de type « Take or Pay » basées sur l'achat de l'intégralité de l'énergie productible, en contradiction d'un dispatching efficace, basé sur un placement suivant l'ordre de mérite des coûts marginaux de production. Ce dispatching suppose que la centrale de production au coût marginal le plus bas est la première à être dispatchée, puis les centrales suivantes sont dispatchées par coût marginal croissant jusqu'à ce que la demande soit entièrement satisfaite.

La cadre juridique de libéralisation de la chaîne de valeur de l'électricité Malagasy prôné par le CODELEC autorise toujours implicitement de l'opacité puisque le recours aux Appel d'offres pour des choix basés sur des critères objectifs préalablement portés à la connaissance des candidats est très loin d'être systématique.

Cet état de fait ouvre la porte à une absence de transparence, dont un des corollaires est l'ingérence politique, avec comme conséquence de provoquer des réticences légitimes du secteur privé à s'impliquer dans les investissements. Le type de marché de l'électricité hybride qui constitue la réalité actuelle Malagasy avec une entreprise publique, la JIRAMA, associée à des PIE n'est pas la forme qui permet d'optimiser les coûts de la fourniture d'électricité. L'accroissement de la responsabilité, et donc de la transparence, est capital en ce qui concerne les appels d'offres fondés sur des règles pour les contrats du secteur public, mais aussi plus généralement en ce qui concerne la liberté d'information vis-à-vis du secteur public.

Dans le cas Malagasy et cela a été souligné dans l'étude diagnostique, les accords de passation des marchés manquent de transparence et la divulgation publique de tous ces éléments fait souvent l'objet d'une résistance et amène à penser que cela se fait au détriment de coûts optimaux de la fourniture d'électricité pour le client final.

3.2.4. Interventions / actions

Certaines interventions doivent effectivement être mises en œuvre pour maximiser les conditions de succès de la réforme prônée par le CODELEC Malagasy, pour déboucher sur une chaîne de valeur financièrement viable et capable de fournir une électricité fiable à la masse de la population :

- la « dépolitisation » de la fixation des tarifs en liant par exemple les prix de l'électricité à l'évolution de tout ou partie de l'inflation, de manière à ce que les changements tarifaires soient fréquents, petits et « techniques », ou encore

- La pression continue en faveur d'appels d'offres internationaux systématiques supervisés par les institutions financières internationales, et également
- La fourniture d'une assistance technique pour la planification de l'expansion à moindre coût par les experts locaux qui pourront ainsi eux-mêmes mettre à jour ces plans / schémas directeurs.

4. Principaux enjeux de politique sectorielle et recommandations

En tant que pays en développement, Madagascar est confronté à un large éventail de problèmes, notamment liés à la lutte contre la pauvreté et à l'amélioration de la santé, de l'éducation et des opportunités d'emploi pour les groupes à faible revenu. Le secteur de l'énergie est essentiel pour progresser dans la résolution de ces problèmes, mais des investissements insuffisants, des approvisionnements énergétiques peu fiables, une gouvernance faible et une mauvaise gestion budgétaire du secteur ont jusqu'à présent été des contraintes majeures. Le problème de la création d'un secteur énergétique viable capable de mobiliser les investissements nécessaires et de soutenir une croissance économique durable reste donc entier.

Ce chapitre examine la position de Madagascar par rapport à quatre défis communs affectant la transformation de la chaîne de valeur de l'électricité, tels que mis en exergue par l'étude diagnostique initiale à savoir :

1. Répondre à la demande énergétique croissante et passer à un mix énergétique plus propre,
2. Améliorer la gouvernance et la transparence,
3. Accroître l'accès à l'électricité à des coûts abordables,
4. Parvenir à la viabilité financière du secteur de l'électricité,

4.1. Principaux enjeux

4.1.1. Répondre à la demande énergétique croissante et passer à un mix énergétique plus propre

Madagascar dépend aujourd'hui principalement du diesel et du fuel lourd pour près de 60 % de son énergie primaire et le pays est devenu de plus en plus dépendant des importations de produits pétroliers. La part prépondérante de la production thermique dans le mix énergétique de la JIRAMA conduit à des achats de combustible qui représentent une part significative (38%) des coûts opérationnels totaux. Les montants consacrés à ces achats devraient s'élever toujours un peu plus, du fait de la combinaison de la dépréciation de l'Ariary Malagasy et du renchérissement du cours du baril de pétrole

La facture croissante des importations de produits pétroliers exerce une forte pression sur les dépenses opérationnelles de la JIRAMA et in fine, sur le budget de l'État Malagasy puisque les importantes subventions annuelles d'exploitation versées à la JIRAMA servent en partie au paiement de ces combustibles, indispensables à la production thermique.

L'expansion de la production d'électricité pour répondre à la demande croissante et réduire les délestages actuels passe par le déploiement des énergies renouvelables au premier rang desquels se trouve l'hydroélectricité. La synthèse des projets hydroélectriques engagés va augmenter la capacité de production de 380 MW à l'horizon 2026. La production d'électricité devrait augmenter de près de 2 700 GWh, soit un taux d'accroissement de plus de 100% par rapport à la situation actuelle.

Le déploiement des énergies renouvelables se fait également avec le développement à court terme de l'énergie solaire photovoltaïque par deux projets supplémentaires de 20 MWc chacun en 2023 et 2024, (avec une batterie de stockage de 40 MWh, déployée en 2023) qui permet d'éviter la mise en service de nouveaux groupes thermiques avant la disponibilité des projets hydroélectriques structurant dont il est question au paragraphe précédent.

4.1.2. Améliorer la gouvernance et la transparence ;

Bien que Madagascar ait progressé dans le développement de ses institutions dans les secteurs de l'énergie et de l'électricité avec le CODELEC, il reste néanmoins du chemin à parcourir pour améliorer leur gouvernance et leur transparence. Le score global de 21% obtenu en 2021 par Madagascar pour l'Indice de Régulation de l'Électricité conçu par la BAD indique en effet que cette institution dont le rôle est capital pour la gouvernance et la transparence doit encore améliorer son autonomie, son autorité et sa responsabilité, devenant moins dépendante du ministère de l'Énergie.

La politique et la gouvernance énergétiques sont exécutées à Madagascar de façon bien différenciée et avec des rôles et attributions précises pour chacune des différentes institutions en présence. En première ligne de l'action gouvernementale de ce secteur se trouve le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH), assisté comme tous les autres départements ministériels techniques, par le ministère de l'Économie et des Finances. Il y a lieu de mentionner également la prise en compte du segment hydrocarbures amont pour tenir compte de la valorisation énergétique des ressources pétrolières et gazières. En tout état de cause, le MEH définit la vision globale de la politique énergétique et tire parti pour les objectifs spécifiques à atteindre, de l'expertise qui existe au sein des institutions spécialisées du secteur telles que l'Office de Régulation de l'Électricité, l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER), ou encore la société nationale d'électricité; qu'est la JIRAMA.

La totalité des décisions en matière de politique énergétique et d'investissement, sont ainsi préparées avec la participation des institutions spécialisées du secteur sous la supervision directe du MEH. Et en définitive, il revient au Ministre en charge de l'Énergie et des Hydrocarbures, au sein de l'action gouvernementale; d'être au centre de la formulation et de l'adoption de la politique énergétique nationale, y compris la totalité des décisions d'investissement ou d'exploitation à prendre pour le développement du secteur énergétique. Cette politique de l'énergie présentée par le MEH doit être validée par le Gouvernement pour faire partie intégrante d'une politique sectorielle du Gouvernement Malagasy.

4.1.3. Accroître l'accès à l'électricité à des coûts abordables

En tant que pays au sein duquel près de 80% de la population vit dans les zones rurales, Madagascar est confronté à des défis majeurs pour fournir une électricité abordable et fiable à sa population. Le taux d'accès à l'électricité de l'ensemble de la population s'élève à 22%, et le défi est particulièrement aigu dans les zones rurales où seulement 5% de la population a accès à l'électricité.

Madagascar aspire, selon les objectifs de la NPE, à porter l'accès durable à l'électricité et à l'éclairage à 70% d'ici 2030 à travers la combinaison de systèmes : L'extension et les interconnexions de réseaux, ainsi que les mini-réseaux.

- (i) Ainsi les trois réseaux régionaux interconnectés (RIA, RIT et RIF) seront reliés entre eux et à d'autres réseaux grâce à la ligne de transport en 225 kV de 267km financée par la BAD, entre Antananarivo et Toamasina qui traversera les trois régions,
- (ii) De nouveaux réseaux interconnectés régionaux pouvant alimenter des centres aussi bien ruraux, urbains que péri-urbains seront envisageables pour les régions à la suite du développement de leurs sites hydroélectriques potentiels respectifs,
- (iii) Pour les centres isolés, l'électrification pourra être faite au moyen de mini-réseaux à partir de centrales production qui privilégient les technologies propres : hydroélectricité, biomasse, solaire et éolien. Le diesel n'interviendra que dans le cas d'absence ou d'insuffisance de sources renouvelables locales.

4.1.4. Parvenir à la viabilité financière du secteur de l'électricité.

La mise en place d'un secteur de l'électricité financièrement sain à Madagascar qui est un pays en développement à faible revenu est au cœur de la problématique à résoudre par la réforme. Le pays lutte pour réduire les pertes, améliorer le taux de recouvrement et rationaliser les tarifs. La pénurie d'approvisionnement en électricité associée à un important déficit de recouvrement et à une dette omniprésente¹²⁶ représente un problème politique persistant pour le secteur. À la racine du problème se trouvent à la fois des pertes techniques et commerciales élevées et surtout le non-paiement par le gouvernement et les institutions étatiques gouvernementales. Le Gouvernement est le principal créancier de la JIRAMA (38% des arriérés en moyenne entre 2013 et 2017 ; 24% au 30 juin 2019), du fait principalement des impôts et taxes dus par la JIRAMA à l'État (taxe sur la valeur ajoutée due à l'État, taxes communales), et au compte courant de l'État.

Les autres créanciers de la JIRAMA sont les fournisseurs d'énergie (16% en moyenne ; 27% au 30 juin 2019), et les loueurs de groupes (11% en moyenne ; 24% au 30 juin 2019). Les producteurs indépendants d'électricité privés affichent donc eux aussi, une dette croissante qui pour une large part, est la conséquence des contrats d'achat d'électricité à long terme avec la JIRAMA qui se révèlent finalement très coûteux du fait des clauses de type « Take or Pay » qui y sont incluses.

La renégociation des contrats de location de groupes et d'achat d'énergie représente une opportunité d'économies majeure pour la JIRAMA, bien qu'incertaine. Les contrats représentent un poste de dépenses significatif pour la JIRAMA et leur renégociation pourrait permettre d'économiser 555,9 mds MGA en moyenne entre 2020 et 2030. Ce chiffre est fondé sur une renégociation des prix des contrats principaux à 0,22 USD par kWh avec une quantité minimale d'énergie achetée correspondant à 10% de la capacité installée (environ 208 GWh en tout)¹²⁷.

4.2. Recommandations

Cette partie présente les priorités stratégiques, les orientations politiques et partant, les recommandations que Madagascar devrait envisager de prendre pour relever les défis critiques qui ont été mis en évidence. Elle reprend l'approche prescriptive générale du rapport relatif à l'analyse approfondie des contraintes du secteur et propose des suggestions sur des priorités stratégiques spécifiques pour le pays.

Les priorités stratégiques portent sur les quatre points suivants qui vont chacun constituer une recommandation :

1. Renforcer les modalités de mise en œuvre effective de l'environnement politique, juridique et réglementaire instauré par le CODELEC,
2. Développer des structures institutionnelles et de marché efficaces,
3. Parvenir à un mix de production plus propre et plus résilient,
4. Attirer des investissements et des financements internationaux.

¹²⁶ Les arriérés représentent la majorité du passif financier de la JIRAMA. Les arriérés ont augmenté de 40% pendant la période, passant de 782 milliards MGA en 2013 (222 m USD) à 1 630 milliards MGA au 30 juin 2019 (452 m USD). Ils représentent un risque budgétaire important pour le Gouvernement puisqu'ils ont un statut de quasi-dette publique dans la mesure où le Gouvernement en est le payeur en dernier ressort.

¹²⁷ Source : Plan d'action pour le redressement de la JIRAMA, Rapport CASTALIA – Octobre 2019.

4.2.1. Recommandation 1 : Renforcer les modalités de mise en œuvre effective de l'environnement politique, juridique et réglementaire instauré par le CODELEC

Priorité stratégique : Le gouvernement Malagasy doit formuler de toute urgence des mesures juridiques et réglementaires qui s'attaquent à une réforme critique de la JIRAMA et du marché de l'électricité pour arriver à améliorer la collecte des recettes, créer un environnement véritablement transparent plus favorable à l'investissement ainsi que des incitatifs pour accélérer les efforts de développement de ses sources d'énergies renouvelables pour sa sécurité énergétique, sa croissance économique et sa durabilité environnementale.

Discussion : La formulation de ces mesures complémentaires d'application de la politique énergétique est un impératif pour faire face aux contraintes budgétaires et financières sévères qui rendent difficile le développement d'une stratégie optimale qui équilibre la sécurité énergétique, la croissance économique et la durabilité environnementale. La JIRAMA et donc Madagascar, a recherché des solutions à court terme et à coût élevé avec les PIE et surtout les loueurs de groupes dont l'efficacité thermique des centrales se révèle au-dessous d'un niveau raisonnable, avec des taux de consommation en combustibles qui sont jusqu'à 33% plus élevés que les taux de consommation recommandés par les équipementiers. Ce qui bien entendu pose un problème compte tenu des difficultés financières rencontrées par le gouvernement et le secteur de l'électricité. Les politiques visant à promouvoir le développement national des énergies renouvelables doivent donc recevoir une priorité suffisante par rapport à ces centrales qui marchent avec des produits pétroliers dont les coûts d'achat à Madagascar, sont parmi les plus élevés de la région Afrique subsaharienne

Il faut réitérer ici que l'augmentation des revenus du secteur de l'électricité est d'une importance cruciale, en particulier grâce à la rationalisation des tarifs et à la réduction des pertes techniques et non techniques dans le système. L'État Malagasy doit absolument s'engager à autoriser une augmentation des tarifs pour commencer à réduire l'importante dette accumulée à ce jour par la JIRAMA.

4.2.2. Recommandation 2 : Développer des structures institutionnelles et de marché

Priorité stratégique : Le gouvernement Malagasy devrait permettre la séparation fonctionnelle effective et donc, le dégroupage de la chaîne de valeur et prévoir un ajustement du CODELEC qui permette l'introduction d'un affermage pour les segments de la Distribution / Commercialisation de l'électricité. Cette option institutionnelle permettrait de mettre une priorité absolue sur l'amélioration des revenus et de la situation financière du secteur, en améliorant les opérations commerciales et elle fournirait également des ressources au gouvernement.

Discussion : Madagascar a le potentiel de développer un marché de l'électricité plus compétitif, mais le système politisé à acheteur unique (c'est-à-dire un système dans lequel la transmission est contrôlée par la JIRAMA et donc, par le gouvernement) freine les progrès. Bien que la production privée ait dépassé la production publique, les pertes de distribution sont encore trop élevées et d'importants investissements dans le transport et la distribution sont nécessaires pour faire face aux demandes croissantes de puissance par les consommateurs.

Les décideurs politiques devraient autoriser la solution d'un affermage, avec un opérateur privé qui aurait comme objectifs de réduire les pertes avec des systèmes et des investissements appropriés de comptage, de facturation et de recouvrement.

Il est vital que le surendettement et les obstacles de non-paiement du gouvernement soient surmontés ; et un soutien politique pour une application légale stricte des recouvrements, y compris par des entités gouvernementales, et une rationalisation des tarifs sont essentiels.

4.2.3. Recommandation 3 : Parvenir à un mix de production plus propre et plus résilient

Priorité stratégique : Madagascar doit continuer à diversifier son mix énergétique, et mettre en place des incitatifs majeurs pour orienter la participation du secteur privé vers l'accélérer la transition vers les énergies renouvelables et une efficacité énergétique accrue. Il devrait chercher à faciliter les investissements privés nécessaires pour atteindre son objectif de 85 % d'énergies propres à l'horizon 2030 (75% d'hydroélectricité, 5% d'éolien et 5% de solaire) et veiller à ce que les investissements de transport nécessaires pour intégrer ces sources dans le réseau soient réalisés et soigneusement coordonnés avec les plans d'expansion de génération. Compte tenu de la baisse des coûts des énergies renouvelables, de ses ressources solaires favorables et des exigences élevées en matière d'accès à l'électricité, Madagascar devrait accorder une priorité encore plus grande aux mini-réseaux et aux systèmes d'énergie solaire distribués pour les localités rurales en particulier.

Discussion : Madagascar a des projets ambitieux d'expansion des capacités de production d'électricité, en particulier en matière d'hydroélectricité. À l'horizon 2030, la puissance installée va s'élever à plus de 1 000 MW pour une puissance de pointe totale qui n'excéderait pas 824 MW¹²⁸ en 2030 dans le scénario de référence du PDMC.

Tableau 75 : Synthèse des projets hydroélectriques

	Projet	Puissance (MW)	Énergie (GWh)	Mise en service prévue ou au plus tôt
ENGAGÉS	MAHITSY	28,00	85,50	2021
	ANDEKALEKA 4	33,20	102,00	2022
	SAHOFIKA	192,00	1 685,00	2026
	VOLOBE	121,00	769,00	2025
	MANDRAKA 3	5,20	33,96	2023
CANDIDATS	ANTETEZAMBATO	142,00	908,00	2026
	ANTETEZAMBATO Extension	60,00	376,00	2028
	SOHOFIKA Extension	108,00	635,00	2028
	RANOMAFANA	64,00	311,00	2026
	ANTAFOFO	160,00	1 220,00	2030
	LOHAVANANA	120,00	915,00	2030
	MAHAVOLA	300,00	1 870,00	2032
	TALAVIANA	21,00	143,00	2027
	TSINJOARIVO	21,00	135,00	2028
	NOMORONA 2	12,00	70,00	2026
	FAVONANA	9,20	62,00	2027
	ANKELIMAHERY - MAHITSY 2	15,10	70,00	2025
	TOTAL	1 111,70	7 520,46	horizon 2030

Source : ARTELIA - Mise à jour du PDMC, 2021

L'intérêt pour les sources d'énergies renouvelables est réel et les investissements prévus dans l'hydroélectricité sont en croissance exponentielle d'ici à l'année 2030. À l'exclusion de ces grandes capacités hydroélectriques, les autres sources d'énergies renouvelables sont marginales puisqu'elles sont de l'ordre de dizaines de MWc dans le cas du solaire photovoltaïque, et non vraiment significatives dans le

¹²⁸ En réalité, le PDMC prévoit une pointe de 824 MW en 2035.

cas des projets éoliens qui sont seulement considérés comme alternative au solaire dans le cadre de l'hybridation de centrales thermiques dans les centres isolés de la JIRAMA.

4.2.4. Recommandation 4 : Attirer des investissements et des financements internationaux

Priorité stratégique : Madagascar doit intensifier ses efforts pour améliorer la situation financière de son secteur de l'électricité, réduire les transferts budgétaires vers le secteur et accroître l'efficacité de la société nationale publique d'électricité s'il veut attirer les capitaux et les financements nécessaires pour répondre à la demande croissante d'électricité en rapport avec les objectifs de la NPE 2015-2030. L'amélioration de la transparence, des capacités professionnelles et de la crédibilité de l'ORE sera de plus en plus importante pour assurer des investissements financiers solides et durables dans le secteur.

Discussion : Bien que la dernière crise politique et socio-économique de 2009-2013 ai provoqué un ralentissement de l'économie Malagasy ainsi qu'un impact négatif pour les investissements dans les infrastructures, le secteur de l'énergie continue de susciter un intérêt considérable de la part des investisseurs privés et publics, des donateurs et des institutions financières internationales multilatérales (BM, BAD, Commission de l'UE) et bilatérales (GIZ ...).

Bien que Madagascar, avec son potentiel favorable en ressources renouvelables en général et hydroélectrique en particulier, ait relativement réussi à attirer des financements de projets de sources privées, il devra encore améliorer le climat d'investissement s'il veut atteindre les nouveaux objectifs ambitieux de la NPE 2015-2030. Ces efforts devront être coordonnés avec une restructuration plus large du segment Distribution /Commercialisation de la chaîne de valeur de l'Électricité pour que ce segment essentiel à la collecte des cash-flows retrouve une crédibilité qui permette de retrouver les ressources nécessaires aux dépenses d'exploitation ainsi qu'à la part des investissements de développements des PPP.

Projet d'Appui au renforcement des capacités d'Analyse des Facteurs
de Vulnérabilité Structurelle et la promotion de l'Économie Bleue

Étude sur l'Économie Politique
de la réforme du secteur de l'Énergie

Références du contrat Don BAfD N° 5900155015354
Contrat No. 003/MEF/SG/ARCEB.21
Ordre de Service No. 001-2022-MEF/SG/ARCEB

Client MEH / Secrétariat général – Projet ARCEB
Antananarivo, Madagascar.

Consultant



888, Rue De Villers - bureau 302
Québec, QC Canada G1V 5B5
Tel : +1 418 614 2225
Email: dev2e@dev2e-international.org
Web: www.dev2e-international.org

Jeanne-Adèle NGAN (NJA)	Directrice du Projet
Dibongue KOUO (DK)	Chef d'Équipe, Économiste Principal de l'Énergie
Emmanuel Olivier ZENGUE (EOZ)	Spécialiste Analyses et Modélisation financières
Jules RAZAFIMANDIMBY (JR)	Spécialiste Secteur Électrique
Dieudonné RAOELIJAONA (DR)	Spécialiste Secteur Électrique

Rédaction du document

	VERSION 1 - FINALE	VERSION 2 - FINALE
Date	25 juillet 2022	08 août 2022
Rédaction	DK / EOZ / JR / DR	DK / EOZ / JR / DR
Relecture	DK	DK
Validation	NJA	NJA

Le présent document a été rédigé par Dev2E dans le cadre du mandat Étude sur l'Économie Politique de la réforme du secteur de l'Énergie Malagasy et sur la base des données et informations collectées in situ. Ce document ne reflète pas nécessairement l'avis du MEF sur la question et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs.