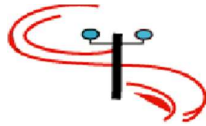




République du Sénégal



**Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité**

**REVISION DES CONDITIONS
TARIFAIRES DE ENERGIE
RURALE AFRICAINE (ERA)
POUR LA PERIODE 2019 – 2023**

Document de consultation publique

SOMMAIRE

GRAPHIQUES	4
SIGLES ET ABREVIATIONS	5
INTRODUCTION.....	6
CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA CONCESSION ET DU MODELE.....	8
1.1. Contexte.....	8
1.1. Le modèle d'électrification rurale	9
CHAPITRE II : SYNTHESE DU BILAN DE ERA.....	12
2.1. Situation du Marché	12
2.1.1. Localités et ménages électrifiés.....	12
2.1.2. L'évolution de la puissance souscrite auprès de Senelec	13
2.1.3. L'évolution de l'énergie consommée	13
2.1.4. L'évolution de la clientèle.....	15
2.2. Situation des Investissements	17
2.2.1. Le niveau de réalisation physique des investissements	17
2.2.1.1 Installation des lignes Moyenne Tension	17
2.2.1.2 Installation des lignes Basse Tension	17
2.2.1.3 Installation des postes de transformation	18
2.2.1.5 Installation de groupes électrogènes.....	18
2.2.1.6 Installation de centrales solaires.....	18
2.2.2. Les dépenses d'investissement	18
2.3 Situation de l'Exploitation	21
2.3.1. Le chiffre d'affaires de la période 2013-2018	21
2.3.2. Les charges d'exploitation	22
2.4. Situation Financière.....	23
2.4.1. Analyse de l'exploitation	23
2.4.2. Analyse du bilan	26
2.5. Appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus	27
CHAPITRE III : METHODOLOGIE DE REVISION	28
CHAPITRE IV : NORMES ET OBLIGATIONS DE LA PERIODE	31
CHAPITRE V : LES PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2019-2023	36
CHAPITRE VI : LES PREMIERES CONCLUSIONS DE LA COMMISSION	50
ANNEXE 1 : TABLEAU DETAILLANT LES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION FIXEES A ERA	61
ANNEXE 2 : MATRICE DES COMMENTAIRES	63
ANNEXE 3 : BILAN ET PROJECTIONS DE COÛT DE ERA.....	69

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Nombre de localités prévues et électrifié.....	12
Tableau 2 : Nombre de ménages prévues et raccordés.....	12
Tableau 3 : Evolution de l'appel de puissance	13
Tableau 4 : Ventes d'électricité... ..	14
Tableau 5 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations.....	15
Tableau 6 : Clients raccordés et projetés.....	16
Tableau 7 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle	17
Tableau 8 : Suivi installation des lignes moyenne tension.....	17
Tableau 9 : Suivi installation des lignes basse tension.....	18
Tableau 10 : Suivi installation de postes.....	18
Tableau 11 : Suivi installation de kits solaires	19
Tableau 12 : Analyse comparative des prévisions et réalisations pour les investissements hors installations intérieures... ..	19
Tableau 13 : Niveau de mobilisation des ressources prévues dans le Plan de financement (en millions F CFA)	21
Tableau 14 : Analyse prévision et réalisation du Chiffre d'affaires.....	22
Tableau 15 : Répartition du chiffre d'affaires (en millions F CFA).....	23
Tableau 16 : Analyse comparative des réalisations et des projections des charges d'exploitation en milliers F CFA.....	24
Tableau 17 : Evolution des soldes significatifs de gestion	25
Tableau 18 : Evolution des charges d'exploitation	26
Tableau 19 : Répartition des charges d'exploitation	27
Tableau 20 : L'Equilibre de la structure de financement de ERA.....	29
Tableau 21 : La consommation par usage par niveau de service	39
Tableau 22 : Clients, par type de tarif, en cumulé (hors déperditions)	40
Tableau 23 : Budget carburant pour les missions de terrain	51
Tableau 24 : Dotation carburant pour les véhicules administratifs... ..	52
Tableau 25 : Budget total carburant.....	52
Tableau 26 : Coûts de référence des investissements.....	54
Tableau 27 : Coefficient Multiplicateur Résultant pour l'inflation	55
Tableau 28 : Coût des investissements (en milliers F CFA)	56
Tableau 29 : Coûts d'exploitation (en milliers de francs CFA)	57
Tableau 30 : Détermination de la base tarifaire	58

Tableau 31 : Détermination du Coût moyen pondéré du capital	58
Tableau 32 : Détermination du revenus requis	59
Tableau 33 : Tarifs de référence	59
Tableau 34 : Tarifs applicables par niveau de service	60
Tableau 35 : Redevance tableau	60
Tableau 36 : Grille tarifaire... ..	60
Tableau 37 : Répartition des charges selon les catégories	61
Tableau 38 : Facteurs de pondération des indices d'inflation	62

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Evolution de la capacité en systèmes solaires individuels.....	14
Graphique 2 : Courbe Investissements projetés/Investissements réalisés.....	20
Graphique 3 : Courbe Chiffre d’Affaires projeté et Chiffre d’Affaires réalisé.....	23
Graphique 4 : Evolution du Chiffre d’Affaires et du Résultat net	26
Graphique 5 : Courbe d’évolution du Chiffre d’Affaires et des charges d’exploitation	27
Graphique 6 : Répartition des charges d’exploitation.....	28

SIGLES ET ABREVIATIONS

ASC	Avances Sur Consommation
ASER	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
CC	Cahier des charges
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
DEL	Directeur de l'électricité
ERA	Electrification Rurale Africaine, opérateur de la concession KTK
KE	Kolda Energy
KTK	Concession Kafrine-Tambacounda-Kédougou
MFCFA	Millions de FCFA
PTF	Partenaires techniques et financiers
RER	Redevance d'électrification rurale
TCO	Taxe communale
VNC	Valeur nette comptable
kWc	kilo Watt crête
kW	kilo Watt
Wh	Watt heure
MWh	Méga Watt Heure
F CFA	Franc Communauté Française d'Afrique
TCAM	Taux de Couverture Annuelle Moyen
mm²	milli mètre carré
km²	Kilo mètre carré
S1	Service 1
S2	Service 2
S3	Service 3
S4	Service 4
Kv	Kilo volt
KVa	Kilo Volt ampère
BT	Basse Tension
MT	Moyenne Tension

INTRODUCTION

La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité a créé un cadre institutionnel et réglementaire destiné à attirer les investissements privés, à travers un modèle de partenariat public et privé, pour le développement du secteur de l'électricité.

Ainsi, l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) est en charge d'un large programme d'électrification rurale fondé sur la mise en concession du service public de l'électricité. A cet effet, le territoire national a été découpé en dix (10) concessions d'électrification rurale dont l'aménagement et l'exploitation doivent être confiés à des opérateurs privés, choisis à la suite d'appels d'offres internationaux.

Dans ce cadre, la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou a été attribuée au Groupement EDF – CSI MATFORCE qui a signé le 29 juin 2011 un Contrat de Concession avec l'Etat du Sénégal

Aux termes de l'article 28 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) détermine la structure et la composition des tarifs applicables par les entreprises titulaires de licence ou de concession.

En application de cette disposition, la Commission a fixé les conditions tarifaires et leur durée de validité pour une période de cinq (5) années par Décision n°2012-05 du 02 août 2012, relative aux prix plafonds de vente d'énergie électrique applicables par ERA dans la Concession d'électrification rurale Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, sur une période de cinq (5) années.

A la fin de cette période, ces conditions tarifaires sont révisées conformément à la loi n° 98-29 susvisée et au décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, après consultation des parties prenantes, notamment ERA.

Dans ce cadre, la Commission a démarré le processus de révision des conditions tarifaires de ERA en juillet 2017, pour la période 2019-2023. ERA a soumis un rapport présentant le bilan de son exploitation sur la période 2013-2018, le 1^{er} Aout 2018.

Le Ministre du Pétrole et des Energies a fixé, le 04 Décembre 2018, les normes et obligations d'électrification applicables dans la concession sur la période 2019-2023, ainsi que les incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

L'objet du présent document de consultation publique porte sur le modèle de la concession et la synthèse du bilan de ERA.

Le document de consultation résume également la méthodologie que la Commission compte utiliser pour réviser les conditions tarifaires actuelles de ERA et présente les nouvelles normes et obligations fixées à l'opérateur par le Ministère du Pétrole et des Energies pour la période 2019-2023.

Ensuite, il analyse les projections de coûts de ERA pour la période 2019-2023 en vue de la détermination du tarif et des premières conclusions de la Commission.

Enfin, il présente en annexe 2 une matrice des commentaires sur les observations formulées par ERA.

L'objet de la consultation publique est de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments contenus dans ce document. La consultation a lieu du 21 juillet 2019 au 22 juillet 2019.

La Commission invite toute personne intéressée à formuler, au plus tard, le 22 juillet 2019 à 16 heures, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

- par courrier adressé au Président de la Commission , Ex Camp Lat Dior, BP 11701 Dakar ;
- par courrier électronique à l'adresse consultation@crse.sn
- en demandant à être entendue par la Commission, la requête devant être déposée au plus tard le 22 juillet 2019.

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA CONCESSION ET DU MODELE

1.1. Contexte

Dans le cadre de la politique d'accès à l'électrification rurale, le Gouvernement du Sénégal, en dehors du périmètre attribué à Senelec, a divisé le territoire national en dix (10) concessions dont les six (6) ont été attribuées à des opérateurs privés, à la suite d'appel d'offres international. Pour la mise en œuvre de cette politique, l'Etat du Sénégal a délégué la maîtrise d'ouvrage de l'électrification rurale à l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER).

Ainsi, le Groupement EDF – CSI MATFORCE a été choisi pour l'exploitation de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. Le contrat de concession d'électrification rurale entre l'Etat du Sénégal et le Groupement a été signé le 29 juin 2011, pour une durée de 25 ans renouvelable. La société de projet Energie Rurale Africaine (ERA) a été créée pour le développement et l'exploitation de la concession.

Afin que des résultats significatifs soient rapidement atteints en termes de taux de desserte et de lutte contre la pauvreté, divers outils d'aide à l'investissement ont été mis en place. Ils incluent notamment une possibilité d'accès à des subventions d'investissement, ainsi qu'une fiscalité allégée. Le Fonds d'Electrification Rurale créé par décret n° 2006-247 du 21 mars 2006 constitue le mécanisme destiné au financement du développement de l'électrification rurale au Sénégal.

En outre, deux axes principaux structurent la stratégie d'électrification rurale :

- un partenariat public/privé durable construit dans un cadre concurrentiel et ;
- le décloisonnement sectoriel de l'électrification rurale pour maximiser ses effets sur la réduction de la pauvreté et la participation des acteurs locaux à la stratégie.

Tel que stipulé dans l'acte d'engagement « Le Maître d'ouvrage délégué s'engage à payer au Concessionnaire le montant de la subvention du FER en échange du raccordement ou de la mise en service électrique du nombre total d'abonnés, soit un nombre de dix-huit mille un (18.001) abonnés, sur lequel le Concessionnaire s'est engagé au titre de ses obligations dans le périmètre de la Concession, dans un délai de trente-six (36) mois à compter de la date de mise en vigueur du Contrat de concession ».

Les conditions de versement de cette subvention font l'objet d'une convention de financement qui est partie intégrante du Contrat de Concession. Cette convention fixe les conditions de versement de la subvention en fonction de l'atteinte des résultats en nombre total d'abonnés. Elle donne également le plan de financement

prévisionnel des investissements nécessaires à l'atteinte de ces résultats dans le cadre du Programme Prioritaire d'Electrification Rurale de la concession (PPER).

1.1. Le modèle d'électrification rurale

Le périmètre du concessionnaire couvre l'ensemble des localités des régions de Kaffrine, Tambacounda et Kédougou à l'exclusion des localités contenues dans le périmètre de Senelec. Le territoire concédé s'étend sur une superficie d'environ 48 760 km².

L'activité économique reste dominée par l'agriculture et l'élevage dans les régions de Kaffrine et de Tambacounda. En plus de ces activités, l'orpaillage occupe une place prépondérante dans les activités économiques dans la région de Kédougou.

La réalisation du programme de développement de l'accès aux services électriques dans la concession nécessite la réalisation des travaux d'équipement en :

- extension de ligne MT ;
- poste MT/BT ;
- réseaux BT, centrale autonome avec groupe diésel ; et
- systèmes solaires photovoltaïques.

Toutefois, les choix technologiques ne sont pas figés notamment, en ce qui concerne les centrales autonomes pour lesquelles le concessionnaire peut opter pour des alternatives telles que les centrales hybrides diesel-solaire ou les centrales solaires.

ERA est également responsable du choix des moyens humains, technologiques et logistiques nécessaires à la fourniture de l'électricité.

Par ailleurs, l'accès à l'électricité pour les services de base devra être développé à travers les services domestiques et dans le cadre de partenariats ciblés de type Projets Energétiques Multisectoriels (PREMs). Aussi, un service de vente d'électricité au compteur devra être proposé pour les plus gros consommateurs et notamment les usages professionnels (atelier de mécanique, menuiserie métallique, moulins à mil, irrigation etc...).

Afin de permettre aux populations de disposer de l'électricité tout en préservant la viabilité financière de l'opérateur, une gamme de quatre (4) niveaux de service électrique a été proposée. Cette gamme de service a été définie par rapport à la demande et aux capacités financières des ménages, suite à une enquête effectuée en 2008 auprès desdits ménages de la concession.

Ainsi, le service inclut la réalisation sans frais supplémentaires d'une installation électrique domestique de base qui permettra au ménage de disposer immédiatement d'un service d'éclairage. Le nombre de points d'éclairage et la puissance électrique disponible dépend du niveau de service choisi.

L'énergie électrique devra être délivrée en Basse Tension (BT) continue par un générateur solaire photovoltaïque autonome ou en BT alternative par un réseau Basse Tension. Dans ce dernier cas, un dispositif limiteur ou équivalent assurera le calibrage de la puissance disponible en fonction du type de service.

Le concessionnaire est autorisé à percevoir auprès des usagers un apport initial fixé par Décision de la Commission, avant la connexion au service de l'électricité. Cet apport est composé d'une avance sur consommation remboursable, limitée à deux (2) mensualités et d'une participation non remboursable de l'utilisateur à l'investissement pour les installations intérieures. Les montants maximums de ces frais sont fixés ainsi qu'il suit :

Niveau de service offert	Clients au forfait			Autres clients	
	Service 1	Service 2	Service 3	Service 4 (réseau)	Service 4 (kit solaire)
Puissance mise à disposition	Inférieure ou égale à 50 W pour le service réseau et 50Wc pour le kit solaire	Comprise entre 50 W et 90 W inclus pour le service réseau et entre 50Wc et 75Wc pour le kit solaire	Comprise entre 90 W et 180 W inclus pour le service réseau et entre 75Wc et 150Wc pour le kit solaire	Plus de 180 W	Plus de 150 Wc
Participation de l'utilisateur à l'investissement	12 000 FCFA	22 500 FCFA	39 000 FCFA	66 000 FCFA	66 000 FCFA

En outre, ERA est autorisé à appliquer aux usagers, les tarifs maximums mensuels fixés ci-après, par la Commission, sur la base de la puissance mise à leur disposition, au titre du paiement de l'énergie consommée.

Niveau de service offert	Clients au forfait			Autres clients	
	Service 1	Service 2	Service 3	Service 4 (réseau)	Service 4 (kit solaire)
Puissance mise à disposition	Inférieure ou égale à 50 W pour le service réseau et 50Wc pour le kit solaire	Comprise entre 50 W et 90 W inclus pour le service réseau et entre 50Wc et 75Wc pour le kit solaire	Comprise entre 90 W et 180 W inclus pour le service réseau et entre 75Wc et 150Wc pour le kit solaire	Plus de 180 W	Plus de 150 Wc
Composante énergétique	2 526 FCFA/mois	4 663 FCFA/mois	8 743 FCFA/mois	130 FCFA/kWh	91 FCFA/Wc/mois

Enfin, ERA est autorisé à percevoir, au titre du remboursement du préfinancement des installations intérieures et de la redevance de location du tableau client, les montants présentés ci-après.

Niveau de service offert	Clients au forfait			Autres clients	
	Service 1	Service 2	Service 3	Service 4 (réseau)	Service 4 (kit solaire)
Puissance mise à disposition	Inférieure ou égale à 50 W pour le service réseau et 50Wc pour le kit solaire	Comprise entre 50 W et 90 W inclus pour le service réseau et entre 50Wc et 75Wc pour le kit solaire	Comprise entre 90 W et 180 W inclus pour le service réseau et entre 75Wc et 150Wc pour le kit solaire	Plus de 180 W	Plus de 150 Wc
Redevance tableau	231 FCFA	231 FCFA	231 FCFA	448 FCFA	448 FCFA
Remboursement du préfinancement des installations intérieures	532 FCFA	637 FCFA	1 065 FCFA	1 162 FCFA	1 162 FCFA

CHAPITRE II : SYNTHÈSE DU BILAN DE ERA

2.1. Situation du Marché

2.1.1. Localités et ménages électrifiés

Sur les trois premières années de la période tarifaire, ERA devait exploiter 212 localités sur investissements propres. A fin 2015, ERA a électrifié 117 localités, soit un taux de couverture de 55 % par rapport à l'objectif.

Sur la base du Programme Local d'Électrification (PLE), ces localités à exploiter ont permis de déterminer le nombre potentiel de ménages à raccorder sur la période.

Ainsi, sur le potentiel évalué à 31 719 ménages pour les 3 premières années de la concession, 1 575 clients (y compris les transferts de l'Etat) ont été électrifiés à fin 2015 ; soit un taux de réalisation de 5 % par rapport à l'objectif du Programme Prioritaire d'Électrification Rurale (PPER).

Au total sur la période 2013-2017, le nombre de ménages raccordés est évalué à 3 968 (y compris les transferts de l'Etat), soit un taux de couverture de 12,5% par rapport à la cible. En 2018, ERA a raccordé 2 186 nouveaux ménages, ce qui fait passer le nombre de total de ménages à 6 154.

Les tableaux ci-dessous présentent le nombre de localités et le nombre de ménages concernés sur la période 2013-2018.

Tableau 1 : Nombre de localités prévues et électrifiées sur la période 2013-2018

Eléments		2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total 13-18	Réalisations à fin 2015 par rapport aux projections	Réalisations à fin 2017 par rapport aux projections
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	Projections	59	49	37	0	0	0	145	15,9%	44,83%
	Réalisations	0	0	23	25	17	107	172		
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	Projections	37	16	13	0	0	0	66	0,0%	0,00%
	Réalisations	0	0	0	0	0	0	0		
Solaire seul	Projections	16	20	15	0	0	0	5155	268,6%	349,02%
	Réalisations	0	0	137	25	16	0	178		
Total	Projections	112	85	65	0	0	0	262	61,1%	92,75%
	Réalisations	0	0	160	50	33	107	350		

Tableau 2 : Nombre de ménages prévus et raccordés sur la période 2013-2018

Eléments		2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	Réalizations à fin 2015 par rapport aux projections	Réalizations à fin 2018 par rapport aux projections
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	Projections	8802	6262	4696				19 760	2,26%	12,14%
	Réalisations	0	0	447	772	1180	2231	4630		
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	Projections	4458	2077	1559				8 094	0,00%	0,00%
	Réalisations	0	0	0	0	0		-		
Solaire seul	Projections	1175	1537	1153				3 865	29,18%	40,60%
	Réalisations	83	157	888	355	86	-45	1524		
Total	Projections	14435	9876	7408	0	0	0	31 719	4,97%	12,51%
	Réalisations	83	157	1335	1127	1266	2186	6154		

2.1.2. L'évolution de la puissance souscrite auprès de Senelec

Elle correspond à la puissance totale demandée par ERA à Senelec pour l'alimentation de ses différents villages raccordés au réseau.

L'appel de puissance projeté à fin 2017 devrait s'établir à 1 885 W contre une réalisation de 341 W, soit un retard en valeur relative de 82% correspondant à 1544 W. Ce retard s'explique par la faiblesse de la desserte constatée dans la concession mais également du niveau de consommation des usagers.

En effet, la commerciale stratégie mise en place par ERA, avec des gestionnaires d'énergie pour les clients au forfait et des lampes à économie d'énergie, n'incite pas la consommation des usagers et l'augmentation de l'appel de puissance.

Tableau 3 : Evolution de l'appel de puissance

Libellés	2013		2014		2015		2016		2017		2018		Ecart à fin 2018	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Valeur	%
Appel pointe	594	0	1 362	0	1 963	74	2 028	240	2 095	378	2 095	731	1 364	-0,65
Appel hors pointe	80	0	160	0	198	38	200	229	203	340	203	458	-255	1,25
Appel de puissance	535	0	1 226	0	1 767	67	1 825	229	1 885	341	1 885	658	1 227	-0,65

2.1.3. L'évolution de l'énergie consommée

ERA a démarré ses activités réseaux en 2015 avec une consommation de 281 MWh qui a atteint 2 479 MWh en 2017. Cette consommation est passée à 3 947 MWh en 2018 et a globalement augmenté à un taux annuel moyen de 69,6%.

Au total, sur la période 2013-2018, les ventes d'électricité se sont établies à 8 375 MWh contre des prévisions de ventes de 29 155 MWh, soit un écart de 20 780 MWh correspondant à un retard de 71,3% par rapport aux projections soumises en début de période. Ce retard s'explique, d'une part, par la faiblesse de la desserte au niveau de la concession et d'autre part, par la faible consommation des usagers par niveau de service.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des ventes sur la période.

Tableau 4 : Ventes d'électricité sur la période 2013-2018

Eléments	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	TCAM
Ventes projetés MWH	1 794	4 007	5 595	5 752	5 915	6 092	29 155	27,70%
Ventes réalisés MWH	-	-	281	1 668	2 479	3 947	8 375	69,60%

La consommation par niveau de service a enregistré des évolutions ci-après :

- le service 1, avec une croissance moyenne de 48,5% par an, représente 4% des consommations globales de la période ;
- le service 2, avec une croissance moyenne de 55,8% par an, représente 26 % des consommations de la période ;
- le service 3 a enregistré une évolution de 39,6 % par an et représente 14% des consommations totales de la période ;
- le service 4 a moyennement augmenté de 50% sur la période et représente 53% des consommations globales des usagers de la concession ;
- le service 4 usage productif a augmenté de 24% et représente 41% des consommations de la période ;
- l'éclairage public varie entre 0 et 2 MWh sur la période 2013-2017 et est estimée à 4 MWh sur l'année 2018.

Graphique 1 : Répartition des ventes par niveau de service

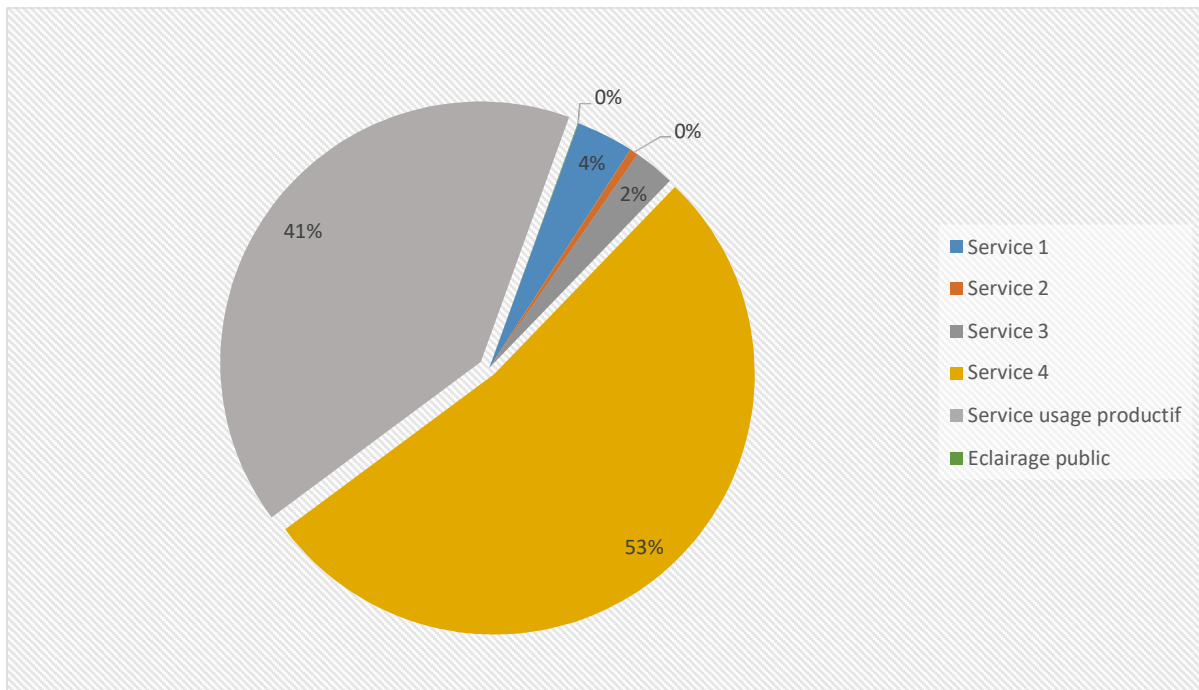


Tableau 5 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations

Consommations par niveau de service en MWh		2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Service 1	Projections	30	70	98	101	103	104	506
	Réalisations	0	0	19	42	98	140	299
	Ecarts réalisations vs projections	-30	-70	-79	-59	-6	36	-207
		-100%	-100%	-80%	-58%	-5%	35%	-41%
Service 2	Projections	239	554	793	812	832	841	4071
	Réalisations	0	0	2	7	11	23	43
	Ecarts réalisations vs projections	-239	-554	-790	-805	-822	-818	-4028
		-100%	-100%	-100%	-99%	-99%	-97%	-99%
Service 3	Projections	418	939	1357	1391	1426	1440	6971
	Réalisations	0	0	18	36	67	94	215
	Ecarts réalisations vs projections	-418	-939	-1339	-1355	-1359	-1346	-6756
		-100%	-100%	-99%	-97%	-95%	-93%	-97%
Service 4	Projections	606	1430	2061	2132	2206	2228	10662
	Réalisations	0	0	241	948	1387	1831	4406
	Ecarts réalisations vs projections	-606	-1430	-1820	-1184	-819	-397	-6255
		-100%	-100%	-88%	-56%	-37%	-18%	-59%
Service 4 usage productif	Projections	480	964	1213	1243	1273	1286	6459
	Réalisations	0	0	0	633	915	1859	3407
	Ecarts réalisations vs projections	-480	-964	-1213	-610	-358	573	-3052
		-100%	-100%	-100%	-49%	-28%	45%	-47%
Eclairage Public	Projections	22	51	73	73	74	75	368
	Réalisations	0	0	1	1	2	0	4
	Ecarts réalisations vs projections	-22	-51	-72	-72	-73	-75	-364
		-100%	-100%	-99%	-98%	-98%	-100%	-99%
Total	Projections	1794	4007	5595	5752	5915	5974	29036
	Réalisations	0	0	281	1668	2479	3947	8375
	Ecarts réalisations vs projections	-1794	-4007	-5313	-4084	-3435	-2027	-20661
		-100%	-100%	-95%	-71%	-58%	-34%	-71%

2.1.4. L'évolution de la clientèle

Sur la période 2013 à 2017, le nombre de clients s'établit à 3 678 contre une projection de 21 307, soit un écart de 17 629 clients et un taux de réalisation de 17,26 % par rapport à la cible.

A fin 2018, le nombre de clients s'établit à 4 484 pour un objectif actualisé de 21 716 clients sur la base d'une progression moyenne de la clientèle à partir 2015 de 3% pour les usagers domestiques et 1% pour les usagers professionnels.

Globalement, un retard moyen de 83% par rapport aux projections à fin 2017 a été observé. Par niveau de service, on note un retard considérable des raccordements par rapport aux projections. Le nombre de clients projeté par niveau de service n'a pas été atteint pour l'essentiel, à l'exception des clients de service 1, où on note un dépassement par rapport aux projections de 16% à fin 2017 et de 33% à fin 2018.

Le tableau ci-dessous donne les évolutions de la clientèle par année comparées aux projections.

Tableau 6 : Clients raccordés et projetés sur la période 2013-2018

Clients raccordés et projetés		2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	TCAM
Service 1	Projections	513	1 184	1 674	1 711	1 749	1 784	28,3%
	Réalisations	30	121	1 043	1 437	2 026	2 374	140%
	Ecarts	-483	-1063	-631	-275	277	590	
	réalisations vs projections	-94%	-90%	-38%	-16%	16%	33%	
Service 2	Projections	2 365	5 498	7 863	8 039	8 220	8 384	28,8%
	Réalisations	20	33	87	142	160	239	64%
	Ecarts	-2345	-5465	-7776	-7897	-8060	-8145	
	réalisations vs projections	-99%	-99%	-99%	-98%	-98%	-97%	
Service 3	Projections	2 095	4 738	6 833	6 988	7 146	7 289	28,3%
	Réalisations	33	77	254	408	543	611	79%
	Ecarts	-2062	-4661	-6579	-6580	-6603	-6678	
	réalisations vs projections	-98%	-98%	-96%	-94%	-92%	-92%	
Service 4 solaire	Projections	127	297	424	428	432	436	28,0%
	Réalisations	-	-	-	1	1	1	-1%
	Ecarts	-127	-297	-424	-427	-431	-435	
	réalisations vs projections	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	
Service 4 réseaux	Projections	729	1 685	2 384	2 440	2 498	2 548	28,4%
	Réalisations	-	-	143	639	897	1 230	54%
	Ecarts	-729	-1685	-2241	-1801	-1601	-1318	
	réalisations vs projections	-100%	-100%	-94%	-74%	-64%	-52%	
Eclairage public	Projections	371	865	1 236	1 249	1 262	1 275	28,0%
	Réalisations	-	8	38	49	50	28	28%
	Ecarts	-371	-857	-1198	-1200	-1212	-1247	
	réalisations vs projections	-100%	-99%	-97%	-96%	-96%	-98%	
TOTAL	Projections	6 200	14 267	20 414	20 855	21 307	21 716	28,5%
	Réalisations	83	238	1 565	2 675	3 678	4 484	122%
	Ecarts	-6117	-14029	-18849	-18180	-17629	-17233	
	réalisations vs projections	-99%	-98%	-92%	-87%	-83%	-79%	

La consommation moyenne annuelle de la clientèle est définie comme le rapport entre la consommation annuelle et le nombre de clients dans la concession. Elle est passée de 0,18 MWh en 2013 à 0,67 en 2017 et est estimée à 0,88 MWh en 2018, soit une progression moyenne de 37%.

Comparée aux projections, on note un dépassement de 0,5 MWh en moyenne entre 2017 et 2018. Ce dépassement s'explique par la forte hausse de la consommation unitaire moyenne des clients S4.

Le tableau ci-dessous donne les évolutions par année du ratio.

Tableau 7 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle

Consommations unitaires		2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	TCAM
Service 1	Projections	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	-0,2%
	Réalisations	-	-	0,02	0,03	0,05	0,06	26%
Service 2	Projections	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	-0,1%
	Réalisations	-	-	0,03	0,05	0,07	0,10	27%
Service 3	Projections	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	-0,2%
	Réalisations	-	-	0,07	0,09	0,12	0,15	17%
Service 4	Projections	1,27	1,21	1,17	1,18	1,19	1,18	-1,5%
	Réalisations	-	-	1,68	2,47	2,56	3,00	12%
Eclairage public	Projections	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,0%
	Réalisations	-	-	0,02	0,03	0,03	-	-100%
TOTAL	Projections	0,29	0,28	0,27	0,28	0,28	0,28	-1,0%
	Réalisations	-	-	0,18	0,62	0,67	0,88	37%

2.2. Situation des Investissements

Le modèle d'électrification rurale est bâti sur le principe de réalisation de la quasi-totalité des investissements durant les trois (03) premières années (2013-2015). Cette stratégie a pour objectif de mettre en place, dès le démarrage de l'exploitation, les conditions requises pour l'atteinte d'une masse critique de clients permettant d'équilibrer l'exploitation.

Pour apprécier l'alignement de la stratégie d'investissement de ERA à celle du modèle, il sera procédé dans cette partie, à une analyse comparative des investissements projetés par rapport à ceux réalisés. Cette analyse comparative portera à la fois sur le niveau de réalisation physique des investissements et sur les dépenses d'investissements.

2.2.1. Le niveau de réalisation physique des investissements

2.2.1.1 Installation des lignes Moyenne Tension

ERA devait installer sur les trois (03) premières années (2013-2015) 314 km de lignes MT.

Tableau 8 : Suivi installation des lignes moyenne tension

(Km)	2013		2014		2015		2016		2017		Total		Taux d'ex. %
	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	
Longueur en reprise	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	0	4	
Longueur en toute propriété	63	1,22	157	0	94	19,99	0	46,03	0	0,35	314	67,59	22%
TOTAL	63	1,22	157	2	94	19,99	0	48,03	0	0,35	314	71,59	23%

Source : bilan ERA

À l'échéance de la période de trois (03) ans prévue (2013-2015) pour la réalisation des 314 km de lignes MT, ERA a réalisé 23,21 km de lignes MT ; soit 7% de la longueur totale de lignes MT attendue.

Aussi, au terme de la période 2013-2017, ERA a installé 71,59 km de lignes MT dont 4 km transférés par l'Etat ; soit un taux d'exécution physique de 23% des projections et un déficit de 242,41 km.

Il est également à relever que sur les 71,59 km de lignes MT réalisés, 49 km ont été installés hors délai. Ainsi, ERA a accusé un retard dans la réalisation de 67% des lignes MT existantes.

2.2.1.2 Installation des lignes Basse Tension

Le modèle prévoyait l'installation de 506 km de lignes BT par ERA sur période 2013-2017.

Tableau 9 : Suivi installation des lignes Basse Tension

(Km)	2013		2014		2015		2016		2017		Total		Taux d'ex. %
	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	Project°	Réalisat°	
Longueur en reprise	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Longueur en toute propriété	146,79	3,88	189,69	0	145,2	19,63	11,88	49,21	12,21	2,16	505,77	74,88	15%
TOTAL	146,8	3,88	189,7	0	145,2	19,63	11,88	49,21	12,21	2,16	505,8	74,88	15%

Source : bilan ERA

Au terme de la période, ERA a installé 75 km de lignes BT. Ainsi, elle justifie d'un taux d'exécution physique de 15% en lignes BT et accuse un retard de 431 km par rapport aux projections.

2.2.1.3 Installation des postes de transformation

Le modèle était également bâti sur l'installation de 246 postes de transformation sur la période 2013-2017.

Tableau 10 : Suivi installation de postes de transformation

LIBELLE	2013		2014		2015		2016		2017		Total		Taux d'ex. %
	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	
Nombre de transformateurs	37	3	49	0	37	11	123	15	0	2	246	31	12,6%

ERA a installé, sur la période, 31 postes de transformation sur les 246 prévus ; soit un taux de réalisation de 12,6% et un déficit de 215 postes de transformation.

2.2.1.4 Installation des kits solaires

Il était prévu l'installation de 13 362 kits solaires sur la période 2013-2017.

Tableau 11 : Suivi installation de kits solaires

Libelles	2013		2014		2015		2016		2017		Total 2013-2017		Taux d'ex. %
	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	Project°	Réalisé°	
Nombre de Kits solaires	994	83	2 321	240	3 315	1 128	3 349	1 483	3 383	1 569	13 362	4 503	34%

Le concessionnaire a installé 4 503 kits solaires sur les 13 362 kits prévus sur la période ; soit un taux d'exécution de 34%.

2.2.1.5 Installation de groupes électrogènes

Il est aussi à relever que le modèle avait intégré l'acquisition de quarante-et-un (41) groupes électrogènes. ERA, n'a pas mis en œuvre cette solution.

2.2.1.6 Installation de centrales solaires

ERA n'a pas investi dans les centrales solaires et en exploite une seule, d'une capacité de 15 kWc installée le village de Kathial, située dans la commune de Diocoul. Cette centrale lui a été transférée par l'Etat.

De manière générale, ERA, comparativement aux prévisions du modèle, a enregistré un déficit d'investissement en infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie.

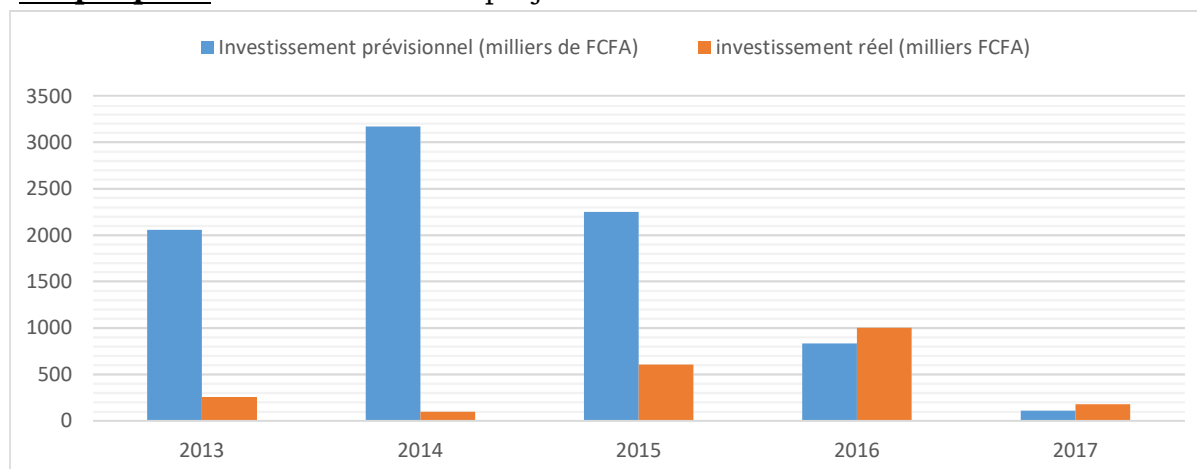
2.2.2. Les dépenses d'investissement

Les investissements réalisés sur la période 2013-2017 s'élèvent à 2 453 millions de FCFA. Ils ont été financés par les subventions et représentent 25,37% du niveau d'investissement projeté sur la période. Comparativement aux projections, ERA a enregistré, sur la période 2013-2017, un déficit d'investissement de 7 218 millions de FCFA.

Tableau 12 : Analyse comparative des prévisions et réalisations pour les investissements (en milliers de FCFA)

INVESTISSEMENTS (MFCFA)	TOTAL		ECARTS	
	Projections	Réalisations	MFCFA	Relatif (%)
Moyenne Tension	2 357 826	598 130	-1 759 696	-75%
Poste transformation	1 427 219	137 948	-1 289 271	-90%
Basse Tension	2 470 459	543 117	-1 927 342	-78%
Branchement domestique forfait	276 612	69 442	-207 170	-75%
Branchement S4	0	49 245	49 245	
Branchement productif	0	33 616	33 616	
Total réseau	6 532 116	1 431 499	-5 100 617	-78%
Kit solaire S1	87 843	225 205	137 362	156%
Kit solaire S2	599 161	38 740	-560 421	-94%
Kit solaire S3	1 061 928	168 554	-893 374	-84%
Kit solaire S4	0	0	0	
Total kits solaires	1 748 932	432 499	-1 316 433	-75%
Licence et logiciel	0	40 151	40 151	
Construction	10 000	0	-10 000	-100%
Aménagement et installations	0	50 774	50 774	
Matériel informatique	6 000	27 989	21 989	366%
Autre matériel et équipement	0	18 961	18 961	
Mobilier de bureau	1 000	18 595	17 595	1760%
Matériel roulant	110 000	118 691	8 691	8%
Matériel de support	127 000	275 161	148 161	117%
TOTAL INVESTISSEMENT	8 408 048	2 139 160	-6 268 888	-75%
Installations intérieures	1 263 493	314 267	-949 226	-75%
TOTAL GLOBAL	9 671 541	2 453 427	-7 218 114	-75%

Graphique 2 : Investissements projetés et réalisés



Les investissements au titre de l'exercice 2018 se chiffrent à 171,6 millions de FCFA ; ce qui porte à 2 625 millions de FCFA le montant global des investissements réalisés sur la période 2013-2018.

A la date du 31 décembre 2018, ERA a accusé, par rapport aux prévisions de la période 2013-2017, un déficit d'investissement de 7 046 millions de FCFA

Le déficit d'investissement suscite des interrogations quant au niveau de mobilisation, par ERA, des ressources prévues pour le financement du programme d'investissement. Pour rappel, ERA avait présenté un plan de financement prévisionnel de 8 465 millions F CFA destiné à la réalisation des investissements requis pour l'atteinte des objectifs liés au Programme Prioritaire d'Electrification Rurale (PPER) de la concession.

Il s'est agi, à travers le tableau comparatif ci-dessous, d'évaluer le niveau de mobilisation des ressources qui devaient servir au financement des investissements. Cet exercice a pour objectif de voir si le déficit d'investissement constaté n'est pas le fait d'une indisponibilité des financements attendus.

Tableau 13 : Niveau de mobilisation des ressources prévues dans le Plan de financement sur la période 2013-2018 (en millions F CFA)

Eléments	Prévisions	Réalisation	Ecart	Taux de mobilisation
Capital social	1 263	1074	-189	85%
Report à nouveau	89	0	-89	0%
Subvention	5 089	3 237	-1 852	64%
Crédit moyen terme	1 640	0	-1 640	0%
Crédit court terme	384	-		0%
Total	8 465	4 311	- 4 154	51%

ERA a mobilisé 4 311 millions de FCFA sur les 8 465 millions de FCFA prévus dans le plan de financement ; soit un taux de mobilisation de 51%. L'analyse par source de financement montre que :

- le capital social a été libéré à hauteur de 1 074 millions de FCFA, soit un taux de mobilisation de 85% ;
- un montant de 3 237 millions de FCFA a été mobilisé au titre de la subvention, soit 65% de l'enveloppe disponible ;
- les déficits d'exploitation de ERA n'ont pas permis de constituer les reports prévus ;
- le crédit à moyen terme de 1 640 millions de FCFA représentant 19% des ressources requises pour couvrir les investissements n'a également pas été mobilisé.

La mise en parallèle des ressources mobilisées et du niveau d'investissement montre que :

- ERA n'a investi que 60,9% des ressources mobilisées au titre du financement de son Programme d'investissement ;
- le montant des investissements réalisés (2 625 millions de FCFA) correspond à 81,1% de la subvention mobilisée (3 237 millions de FCFA) ; il y aurait donc un reliquat de 612 millions de FCFA sur la subvention mobilisée non affecté à sa destination contractuelle ;
- en tenant compte du capital libéré, un montant global de 1 686 millions de FCFA (subvention reçue et non encore affectée aux investissements + capital libéré) prévu pour les investissements, aurait été affecté à d'autres postes de dépenses.

Le déficit d'investissement de ERA par rapport aux prévisions s'explique, essentiellement par :

- i) **la non-mobilisation de l'intégralité des ressources prévues pour le financement des investissements. En effet, 51% de ces ressources**

ont pu être mobilisées, les crédits ainsi qu'une partie du capital et de la subvention n'ayant pu être mis à disposition du projet ;

- ii) la non-affectation de l'intégralité de ces ressources mobilisées au financement des investissements. En effet, 60,1% des ressources mobilisées ont été affectés aux dépenses d'investissement.**

2.3 Situation de l'Exploitation

Il s'agira dans cette partie, d'apprécier le niveau d'atteinte du chiffre d'affaires projeté ainsi que le degré de maîtrise des charges d'exploitation en référence à celles budgétisées.

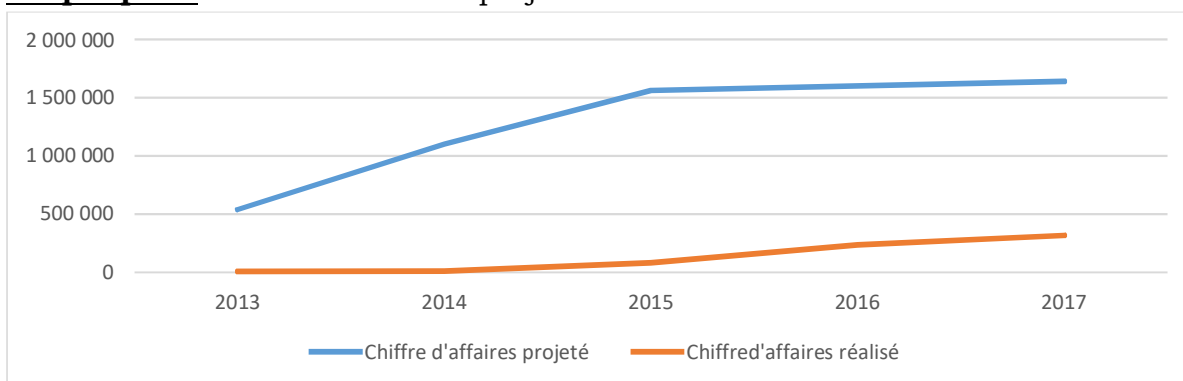
2.3.1. Le chiffre d'affaires de la période 2013-2018

ERA a enregistré un faible niveau d'atteinte du chiffre d'affaires projeté, en attestent le tableau et le graphique ci-dessous.

Tableau 14 : Prévion et réalisation du chiffre d'affaires (en milliers de FCFA)

Rubriques	EXERCICES					Période 2013-2017
	2013	2014	2015	2016	2017	
Projections	538 261	1 100 009	1 561 650	1 599 425	1 638 177	6 437 522
Réalisations	8 069	12 581	81 789	236 631	317 051	656 121
Ecart	-530 192	-1 087 428	-1 479 861	-1 362 794	-1 321 126	-5 781 401
Niveau de réalisation du C.A.	1%	1%	5%	15%	19%	10%

Graphique 3 : Chiffre d'affaires projeté et réalisé



Sur un chiffre d'affaires projeté de 6 437 millions de FCFA sur la période 2013-2017, ERA est à un niveau de réalisation de 656 millions de FCFA ; soit un déficit de 5 781 millions de FCFA. ERA aura donc réalisé 10% du chiffre d'affaires prévu sur la période.

Le chiffre d'affaires réalisé en 2018 s'élève à 505 millions de FCFA ; ce qui porte le chiffre d'affaires global réalisé sur la période 2013-2018 à 1 162 millions de FCFA ; soit 18% du chiffre global prévu sur la période 2013-2017.

Le tableau ci-dessous donne la répartition du chiffre d'affaires par activité.

Tableau 15 : Répartition du chiffre d'affaires (en millions F CFA)

Libellé	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	Parts
Energie réseau	0	0	14,271	136,267	231,159	356,18	737,877	64%
Installations intérieures réseau	0	0	7,753	12,034	6,925	28,35	55,062	5%
Redevance tableau réseau	0	0	1,121	1,928	4,698	8,07	15,817	1%
Chiffre d'affaires réseau	0	0	23,145	150,229	242,782	392,6	808,756	70%
Energie solaire	6,257	8,273	34,511	65,834	59,588	63,48	237,943	20%
Installations intérieures solaires	1,565	3,935	22,168	14,691	9,82	9,32	61,499	5%
Redevance tableau solaire	0,198	0,329	1,735	3,493	2,936	3,26	11,951	1%
Chiffre d'affaires solaires	8,02	12,537	58,414	84,018	72,344	76,06	311,393	27%
Ventes divers accessoires et autres	0,049	0,045	0,231	2,383	1,924	36,81	41,442	4%
Chiffre d'affaires	8,069	12,581	81,789	236,631	317,051	505,47	1161,591	100%

Le chiffre d'affaires de la période est tiré principalement par les revenus issus des activités réseau. En effet, ces activités contribuent pour 70% au chiffre d'affaires global de l'opérateur.

Toutefois, durant les deux premières années d'activité, la société n'a pas enregistré de ventes d'électricité pour les clients au réseau.

2.3.2. Les charges d'exploitation

L'analyse portera sur l'appréciation du niveau de maîtrise des charges d'exploitation en confrontant les réalisations aux projections.

Il est à noter, au préalable, qu'il y a une corrélation entre les projections initiales d'achat d'énergie et le niveau projeté de vente d'énergie. Pour une analyse comparative pertinente des projections par rapport aux réalisations, les projections initiales d'achat d'énergie seront corrigées au prorata des ventes réelles d'énergie. Les projections tenant compte de cette correction seront donc considérées dans l'analyse comparative.

Tableau 16 : Analyse comparative des réalisations et des projections des charges d'exploitation sur la période 2013-2017 (en milliers F CFA)

Charges d'exploitation	Projections initiales 2013-2017	Projections initiales corrigées avec niveau des ventes	Réalisations 2013-2017	Ecarts Réalisations / Projections corrigées avec niveau des ventes d'énergie (valeur absolue)	Ecarts Réalisations / Projections corrigées avec niveau des ventes (%)
Achat d'énergie	1 648 428	316 491	123 435	-193 056	-61%
Achat combustible	1 071 262				
Autre consommation production	32 138				
Consommation fournitures et matières liées		0	175 058	175 058	
Carburant	26 000	26 000	90 524	64 524	248%
Maintenance	26 000	26 000		-26 000	-100%
Consommables bureau, téléphone, etc.	2 500	2 500	171 768	169 268	6771%
Pièces et consommables distribution				0	
Transport			22 900	22 900	
Formation			7 732	7 732	
Honoraires de gestion			36 466	36 466	
Assurance investissement			31 731	31 731	
Impôts et taxes			43 933	43 933	
Redevances ER (FER)			16 440	16 440	
Autres services extérieures A et B			414 866	414 866	
Autres charges			2 445	2 445	
Masse salariale	789 768	789 768	1 161 048	371 280	47%
Aléas	2 725				
TOTAL GENERAL CHARGES hors amortissements et provisions	3 598 821	1 160 759	2 298 346	1 137 586	98%

Les charges d'exploitation sur la période 2013-2017 s'élèvent à 2 298 millions de FCFA ; soit un dépassement de 1 138 millions de FCFA par rapport aux projections qui se chiffrent à 1 161 millions de FCFA.

Globalement, ERA a enregistré au titre de ses charges d'exploitation, un dépassement de 98% par rapport aux projections.

Ce dépassement s'explique par :

- i) des charges d'un montant global de 576 millions de FCFA non prévues dans le modèle et supportées par ERA dans le cadre de l'exploitation. Ces dépenses non prévues dans le modèle représentent 25% des charges d'exploitation totales de ERA et 51% du niveau de dépassement global. Elles portent sur :
 - le transport pour 22,900 millions de FCFA ;
 - les frais de formation pour 7,732 millions de FCFA ;
 - l'assurance des investissements pour 31,731 millions de FCFA ;
 - les honoraires de gestion pour 36,466 millions de FCFA ;
 - les impôts et taxes pour 43,933 millions de FCFA ;
 - les autres services extérieurs pour 414,866 millions de FCFA et
 - les autres charges pour 2,445 millions de FCFA.
- ii) des écarts significatifs constatés entre les dépenses prévisionnelles et celles réelles se rapportant à certains postes de charges, notamment :
 - les dépenses en carburant qui font 3 fois le montant projeté ;
 - les services extérieurs notamment, les achats de consommables de bureau, les frais de téléphone, etc. qui représentent 69 fois le montant projeté ; et
 - les charges de personnel qui font 1,47 fois le montant projeté.

Au final, ERA, au terme de la période d'exploitation 2013-2017, a atteint 10% du chiffre d'affaires projeté et enregistré un dépassement de 98% des charges d'exploitation projetées.

2.4. Situation Financière

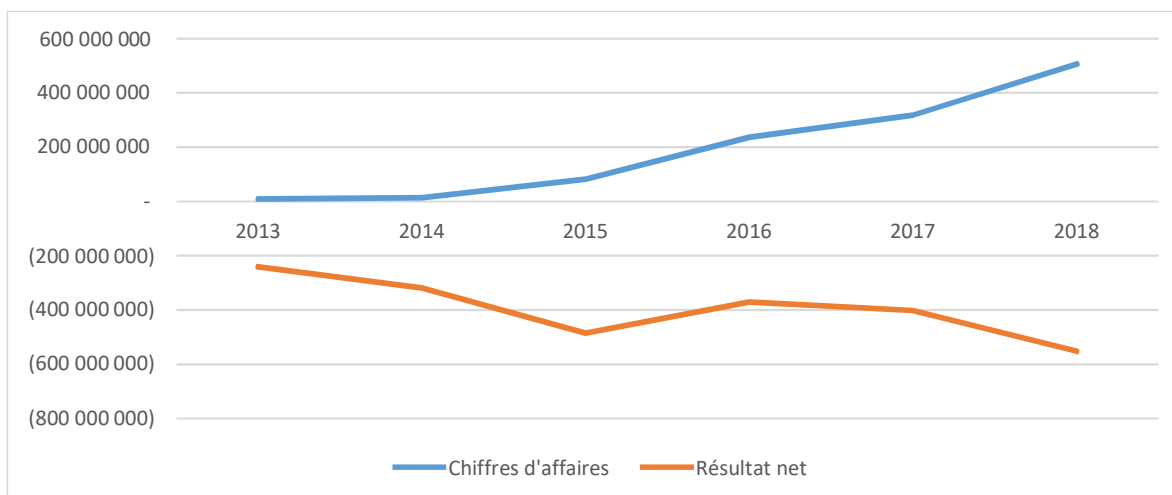
2.4.1. Analyse de l'exploitation

Depuis le démarrage de ses activités, ERA se trouve dans une spirale de pertes avec, au titre de 2018, un résultat négatif de 552,22 millions qui a fini de porter, sur la période 2013-2018, le cumul des déficits à 2 369 millions de FCFA.

Tableau 17 : Evolution des soldes significatifs de gestion

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Chiffres d'affaires	8 068 853	12 581 349	81 789 474	236 630 806	317 050 888	505 466 684
Marge Brute	10 091 238	6 546 300	- 8 896 113	126 695 052	285 277 814	
Valeur ajoutée	- 68 498 612	- 118 176 787	- 195 745 268	- 80 611 756	79 111 216	- 208 702 444
Excédent Brut d'Exploitation	- 198 409 629	- 274 147 494	- 452 799 802	- 374 383 716	- 250 940 767	- 572 861 274
Résultat d'Exploitation	- 239 631 000	- 319 332 185	- 510 731 573	- 446 099 746	- 538 282 069	- 636 729 362
Résultat financier	- 594 980	- 17 534 309	- 22 961 204	- 17 327 085		87 279 302
Résultat AO	- 240 225 980	- 336 866 494	- 533 692 777	- 463 426 831	- 538 282 069	- 549 450 060
Résultat HAO	-	18 720 190	49 702 470	92 867 373	137 225 572	- 2 778 262
Résultat net	- 240 725 980	- 318 646 304	- 484 490 307	- 371 059 458	- 402 141 751	- 552 228 322
Cumul Résultat net		- 559 372 284	- 1 043 862 591	- 1 414 922 049	- 1 817 063 800	- 2 369 292 122

Graphique 4 : Evolution du Chiffre d’Affaires et du Résultat net

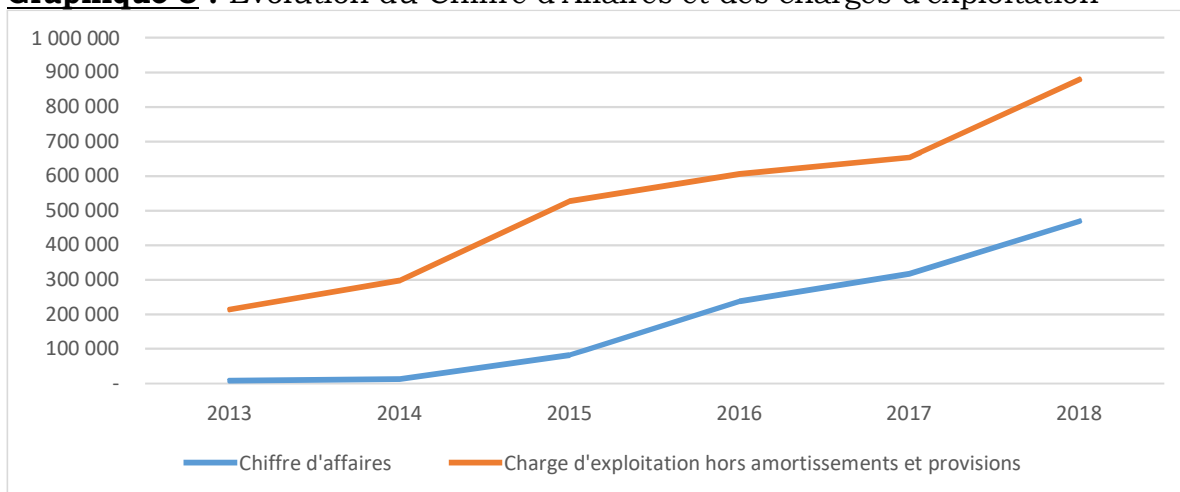


Malgré une hausse régulière du chiffre d’affaires depuis 2013 à un taux de croissance annuel moyen de 177,7%, le résultat net, excepté sur la période 2015-2016, suit une tendance baissière à un taux annuel moyen de 21,3%.

Tableau 18 : Evolution des charges d’exploitation (en milliers de FCFA)

CHARGES D'EXPLOITATION	EXERCICES						Total 2013-2018	TCAM
	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Achat d'énergie	-	-	1 936	55 341	66 158	189 866	313 301	988%
Fournitures liées	13 640	240 331	9 658	6 316	13 680	111 542	395 167	473%
Variation stock	-	15 663	- 234 296	79 091	48 278	14 021	- 61 725	277%
Carburant	9 534	13 830	17 867	26 433	22 860	31 549	122 073	29%
Consommable bureau, Eau, elec. Tél., petit mat. etc.	17 006	26 470	44 081	43 347	40 865	81 658	253 427	43%
Transport	766	3 663	7 271	5 799	5 400	6 011	28 911	92%
Formation	-	325	985	1 097	5 325	3 941	11 673	143%
Honoraires de gestion	5 985	5 048	8 141	7 232	10 060	13 007	49 473	21%
Assurance investissement	2 670	4 021	7 117	9 216	8 707	18 685	50 416	53%
Impôts et taxes	5 402	8 218	9 662	8 337	12 314	12 933	56 866	22%
Redevances ER (FER)	-	2 417	8 543	2 501	2 979	1 097	17 538	35%
Autres services extérieurs A et B	38 912	70 132	95 025	108 988	101 809	118 733	533 599	28%
Autres charges	179	365	40	859	1 002	171 749	174 194	3823%
Masse salariale	135 306	157 661	238 037	281 821	348 223	364 159	1 525 206	23%
TOTAL GENERAL CHARGES D'EXP. hors amortissements et provisions	213 737	298 186	527 454	605 567	653 402	1 171 773	3 470 119	44%

Les charges d’exploitation de ERA, hors amortissements et provisions ont enregistré sur la période 2013-2018, un TCAM de 44%.

Graphique 5 : Evolution du Chiffre d’Affaires et des charges d’exploitation

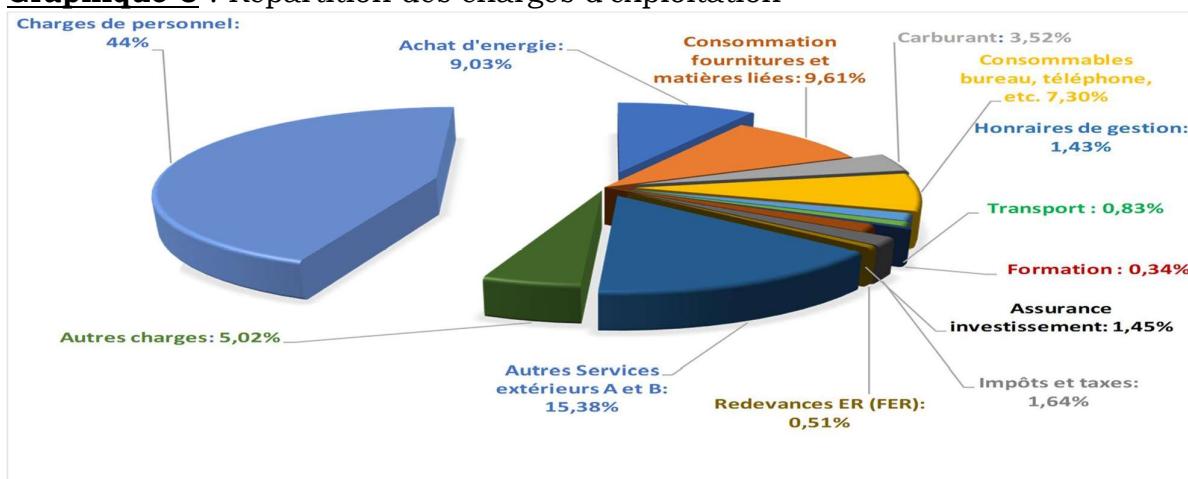
Malgré, une croissance annuelle moyenne 177,7% de son chiffre d’affaires contre 44% pour ses charges d’exploitation hors amortissements et provisions, ERA ne parvient pas à équilibrer son exploitation. Cela atteste d’un niveau de charges très élevé pour le niveau de chiffre d’affaires actuel du concessionnaire.

Par ailleurs, les charges de personnel représentent 44% des charges d’exploitation hors amortissements et provisions de ERA. Elles constituent ainsi le poste de dépenses le plus important. Par contre, les achats d’énergie représentent 9% des charges.

Tableau 19 : Répartition des charges d’exploitation

CHARGES D'EXPLOITATION	EXERCICES						TOTAL
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Achat d'énergie	0,0%	0,0%	0,4%	9,1%	10,1%	16,2%	9,0%
Fournitures liées	6,4%	80,6%	1,8%	1,0%	2,1%	9,5%	11,4%
Variation stock	-7,3%	-78,6%	15,0%	8,0%	2,1%	4,0%	-1,8%
Carburant	4,5%	4,6%	3,4%	4,4%	3,5%	2,7%	3,5%
Consommables bureau, téléphone, etc.	8,0%	8,9%	8,4%	7,2%	6,3%	7,0%	7,3%
Transport	0,4%	1,2%	1,4%	1,0%	0,8%	0,5%	0,8%
Formation	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,8%	0,3%	0,3%
Honoraires de gestion	2,8%	1,7%	1,5%	1,2%	1,5%	1,1%	1,4%
Assurance investissement	1,2%	1,3%	1,3%	1,5%	1,3%	1,6%	1,5%
Impôts et taxes	2,5%	2,8%	1,8%	1,4%	1,9%	1,1%	1,6%
Redevances ER (FER)	0,0%	0,8%	1,6%	0,4%	0,5%	0,1%	0,5%
Autres Services extérieurs A et B	18,2%	23,5%	18,0%	18,0%	15,6%	10,1%	15,4%
Autres charges	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,2%	14,7%	5,0%
Masse salariale	63,3%	52,9%	45,1%	46,5%	53,3%	31,1%	44,0%
TOTAL GENERAL CHARGES hors amortissements et provisions	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Graphique 6 : Répartition des charges d'exploitation



Cette prépondérance des charges de personnel sur les autres postes notamment celles corrélées au niveau d'activité comme les achats d'énergie est un indice de la faiblesse du niveau d'activité de ERA.

D'une manière générale, l'exploitation de la concession est déficitaire.

2.4.2. Analyse du bilan

Le bilan de ERA au 31 décembre 2018 fait état :

- de capitaux permanents permettant de financer entièrement les emplois stables et de dégager un fonds de roulement (FR) de 296 millions de FCFA
- de ressources en fonds de roulement (RFR) théorique de 147 millions FCFA
- d'une trésorerie-actif de 443 millions de FCFA.

Il est toutefois à noter une dégradation du ratio de liquidité générale.

Tableau 20 : L'équilibre de la structure de financement de ERA

RATIO	FORMULE	2018	2017
Financement des immobilisations	Capitaux permanents/Immobilisations	1,16	1,21
Equilibre Financier	Capitaux Permanents/(Emplois Stables + BFR)	1,26	1,10
Autonomie Financière	Capitaux Propres/Dettes Financières	12,81	13,23
Liquidité	Actif Circulant/Passif Circulant	0,81	1,75

Par ailleurs, l'analyse tendancielle des bilans de ERA fait ressortir un effritement continu du patrimoine de ce dernier ; ce qui a fini par engendrer une perte de la totalité du capital libéré et de 40% de la subvention mobilisée. Pour rappel, le capital libéré de ERA est de 1 262 millions de FCFA ; quant à la subvention mobilisée, elle se chiffre à 3 237 millions de FCFA.

Tableau 21 : Synthèse bilans sur la période 2016-2018 (en millions de FCFA)

ACTIF	EXERCICES			PASSIF	EXERCICES		
	2016	2017	2018		2016	2017	2018
Immobilisations	1 544	2 248	1 856	Capitaux Propres et ressources assimilées	2 331	2 523	1 996
Actif circulant	441	502	620	Dettes financières et ressources assimilées	115	191	156
Trésorerie	567	251	443	Passif Circulant	106	288	768
TOTAL GENERAL	2 552	3 001	2 919	TOTAL GENERAL	2 552	3 001	2 919

La poursuite de cette tendance, à défaut d'une recapitalisation, va compromettre la viabilité économique et financière de ERA.

Il est également à relever que malgré l'équilibre de sa structure de financement, ERA ne justifie pas d'un potentiel de mobilisation des ressources requises pour financer le reste de son programme d'investissement qui se chiffre à 7 046 millions de FCFA.

En effet, en sus du reliquat de la subvention qui se chiffre à 1 852 millions de FCFA, ERA devra, pour boucler son programme d'investissement, mobiliser des financements complémentaires estimés à 5 194 millions de FCFA. Se référant à la situation reflétée par le bilan, cette levée de ressources additionnelles semble très peu à portée du concessionnaire si ce n'est par le canal d'un apport des actionnaires.

De manière globale, un risque non négligeable pèse sur le financement du reste du programme d'investissement de ERA et donc sur la viabilité du Projet.

2.5. Appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus

ERA n'a pas formulé d'appréciation sur l'adéquation de la formule de contrôle des revenus. En revanche, elle a émis des observations auxquelles la Commission a apporté des réponses dans la matrice des commentaires figurant en annexe 3 du document.

CHAPITRE III : METHODOLOGIE DE REVISION

La révision des conditions tarifaires de ERA est menée conformément aux dispositions législatives, réglementaires et contractuelles en vigueur. Il s'agit de :

- la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation au prix plafond ;
- le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ; et
- le Contrat de Concession de ERA et son cahier de charges.

1. Détermination des revenus requis de référence

Les nouvelles conditions tarifaires doivent assurer à ERA les revenus nécessaires (Revenus Requis : RR) pour couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, ses impôts et taxes et les amortissements des investissements autorisés.

Elles doivent également assurer à l'entreprise une rentabilité sur les investissements (base tarifaire) permettant de rémunérer ses fonds propres et les emprunts servant à financer les investissements. Cette rentabilité doit être suffisante pour attirer les capitaux privés.

Le Revenu Requis est déterminé comme suit :

$$\mathbf{RR = E\&M + D + T + r \cdot Ki}$$

Avec

- E&M : Coûts d'exploitation et de maintenance ;
- D : Amortissement des investissements permis ;
- T : Impôts et taxes à l'exception de l'impôt sur les sociétés ;
- Ki : Base Tarifaire correspondant à la valeur nette des actifs immobilisés ;
- r : Taux de rentabilité normal.

La Base Tarifaire à rémunérer sur la période 2019-2023 est déterminée à partir de sa valeur à la fin de l'année 2018, des projections de dépenses d'investissement et des amortissements sur la période 2019-2023.

La valeur de la Base Tarifaire à la fin de l'année 2018 correspond, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, à la somme des valeurs nettes de la Base Tarifaire de la période 2013-2018 à laquelle sont déduites les cessions d'actifs.

Ainsi, la révision des conditions tarifaires de ERA consiste, à déterminer, à partir des projections des coûts validés par la CRSE, un profil de revenus requis et de prix-plafonds qui correspond aux niveaux de vente de référence pour la période 2019-2023.

Pour pouvoir les adapter aux conditions économiques et aux ventes réelles, une formule d'indexation est paramétrée afin de répercuter au mieux l'impact des fluctuations de l'environnement économique (l'inflation et le taux de change) sur ERA et sur lesquelles elle n'aura aucune influence.

2. Indexation des revenus requis

2.1. Indexation des tarifs

Les tarifs plafonds ayant été déterminés à des conditions économiques de référence, des mécanismes d'indexation sont prévus pour protéger le concessionnaire contre l'inflation sur laquelle il n'a pas d'influence, mais aussi pour faire bénéficier aux usagers d'une baisse éventuelle de coûts.

2.1.1. Composante énergétique

Pour une prise en charge de l'inflation, une formule d'indexation est définie en fonction des catégories de charges à couvrir par l'opérateur.

2.1.2. Paramétrage de la formule d'indexation

Les charges de l'opérateur sont réparties en trois groupes :

- les charges en monnaie locale non indexées sur une devise ;
- les charges en devise et en monnaie locale indexées sur une devise ;

Chacune des catégories de charges ci-dessus est rapportée aux charges globales pour déterminer le facteur de pondération de l'inflation liée à ce type de dépenses.

2.1.3. Formule d'indexation

A la date de signature du Contrat de Concession, et au début de chaque semestre, la composante énergétique de la grille tarifaire est indexée par la formule ci-après ;

$$P_{it} = P_{i0} * \Pi_t + r_{it}$$

Avec :

P_{it} : Tarif de vente applicable pour le niveau de service i durant le semestre t ;

P_{i0} : Tarif de vente de référence défini au point 6, applicable au client i ;

r_{it} : Redevance CRSE applicable au client i durant le semestre t , fixée sur la base de la redevance due par l'opérateur à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité ;

Π_t : Indice d'indexation déterminé par la formule suivante :

$$\Pi_t = a * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + b * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + c * \frac{IGO_t}{IGO_0} + d * \frac{IEE_t}{IEE_0}$$

Avec :

$IHPC_1$: moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par l'Agence nationale de la Statistique et de la Démographie (ANSD) durant les six mois précédant la date d'indexation.

$IHPC_0$: inflation locale de référence, fixée à 106,7 (moyenne des valeurs des six derniers mois de 2018).

IPC_t : moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous les ménages, excluant le prix du tabac, en France publié

par l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE), durant les six mois précédant la date d'indexation.

IPC_0 : inflation étrangère de référence, fixée à 102,94 (moyenne des valeurs des six derniers mois de 2018).

TC_t : moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA par rapport à l'euro publiée par la Banque Centrale des Etats d'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les six mois précédant la date d'indexation.

TC_0 : la parité du Franc CFA par rapport à l'euro de référence, fixée à 655,957.

IEE_t : moyenne arithmétique, au centième près, du tarif de cession hors taxes de la SENELEC, applicable durant les six mois précédant la date d'indexation.

IEE_0 : tarif de cession fixé à 91,51 FCFA/kWh (moyenne des six derniers mois de 2018).

2.1.4. Périodicité d'indexation

Pour répercuter l'inflation sur les tarifs, des indexations semestrielles au 1^{er} janvier et au 1^{er} juillet sont prévues. L'évolution des tarifs résultant de l'indexation est applicable quel que soit son niveau à la date de signature du Contrat de Concession et à l'issue de la revue du 1^{er} janvier. Pour la revue du 1^{er} juillet, l'évolution des tarifs résultant de l'indexation n'est applicable que lorsque la variation de l'indice d'inflation est supérieure ou inférieure à 3%.

En tout état de cause, l'opérateur peut appliquer des tarifs en deçà des prix plafonds.

2.2. Composante non énergétique

Les montants du remboursement du préfinancement des installations intérieures et de la redevance tableau peuvent être ajustés en cas d'évolution significative des coûts, soit à l'initiative de la Commission soit à la demande de l'opérateur.

CHAPITRE IV : NORMES ET OBLIGATIONS DE LA PERIODE

Dans cette partie, il s'agit de présenter les normes et obligations du Ministère sur la période de 2019 à 2023.

1. Réalisations de ERA et obligations de desserte

Pour la période sous revue, les informations fournies par ERA indiquent un nombre de 5053 clients raccordés dont 3558 par réseau et 1495 par voie solaire, pour un objectif contractuel de 18 001 clients à travers son programme prioritaire d'électrification rurale (PPER).

Les clients bénéficiaires de ces raccordements sont situés dans 329 villages électrifiés dont 158 villages par réseau et 171 par voie solaire.

Toutefois, il convient de relever qu'une partie importante des clients de ERA proviennent des 123 villages électrifiés par l'Etat dans le cadre des programmes exécutés par l'ASER, Senelec et le Programme d'urgence pour le Développement Communautaire (PUDC), et ensuite transférés à ERA pour exploitation.

Les tableaux ci-après donnent les détails.

• Villages réseaux

Concession Kaffrine - Tambacounda - Kédougou	Situation au 10 octobre 2018	Objectifs
Nombre de villages électrifiés par ERA	35	134
Nombre de villages transférés à ERA (PUDC)	1	-
Nombre de villages transférés à ERA (PNUER, Programme Indien Phase 2, Convention 20)	107	-
Nombre de villages transférés et réhabilités par ERA	15	-
Nombre total de villages en exploitation	158	
Nombre total clients au réseau	3558	-

• Villages solaires

Concession Kaffrine - Tambacounda - Kédougou	Situation au 10 octobre 2018	Objectifs
Nombre de villages solaires électrifiés	171	114
Nombre de clients au solaire	1495	-

• Etat récapitulatif

Concession Kaffrine - Tambacounda - Kédougou	Situation au 10 octobre 2018	Objectifs	Différence
Nombre Total de villages électrifiés par ERA	206	248	-42
Nombre Total de villages électrifiés (ERA+PNUER)	329		
Nombre Total de clients installés	5053	18 001	-12 948

2. Obligations de desserte fixées à ERA dans la période 2019-2023

Le Gouvernement du Sénégal ambitionne d'atteindre l'accès universel à l'électricité en 2025 avec un objectif intermédiaire de 60 % de taux d'électrification rurale à l'horizon 2019 avec un minimum de 30% par département.

Pour arriver à cet objectif, il est attendu une contribution significative des projets et programmes d'électrification dont le financement est assuré par l'Etat mais aussi des concessionnaires d'électrification rurale comme ERA.

Ainsi, l'atteinte des obligations de ménages à raccorder par ERA pour la prochaine période quinquennale (2019-2023) tient compte de toutes ces initiatives mais aussi du gap de la période sous revue.

En conséquence, les obligations d'électrification fixées à ERA sur la période 2019-2023 consistent à raccorder 19 456 abonnés supplémentaires dont 6 956 clients à être raccordés dans le cadre de son PPER et 12 500 dans les villages électrifiés par l'Etat et transférés à l'opérateur.

Aussi, il est fixé à ERA des objectifs intermédiaires sur une base annuelle et dans différentes communes de sa concession, conformément au tableau joint en annexe.

Au demeurant, le nombre important d'abonnés potentiels dans la concession, d'une part, et la mise en œuvre des ambitieux projets et programmes de l'Etat combinée aux efforts propres d'investissement à faire par ERA, d'autre part, ainsi que la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs de l'électricité, devraient permettre d'atteindre cet objectif.

Le détail des obligations de desserte fixée à ERA sur la période 2019-2023 est donné ci-après :

- **Villages électrifiés par l'Etat**

Il s'agit de villages transférés à ERA pour exploitation commerciale et technique après réception des travaux d'électrification.

Villages électrifiés par raccordement au réseau MT et mini-réseaux :

Département	Nombre de Villages	Obligation ménages à raccorder 2019-2023
Concession KTK	205*	12 500

- **Villages du PPER de ERA**

Il concerne des localités à électrifier par système décentralisé (mini-réseaux) et des localités à électrifier par extension des réseaux moyenne tension existants. Le nombre de ménages proposé selon la technologie d'électrification, est donné dans le tableau suivant :

Département	Technologie	Nombre de Villages	Obligation 2021 ménages	Total Villages 2021	Total Obligation 2021 ménages
Concession KTK	Réseaux Interconnecté	57	2 451**		
Concession KTK	Kits Solaires	ND	4 505***		
Concessions KTK				57	6 956

* Comprends les 107 villages déjà transférés et ceux en cours d'électrification dans le cadre du PNUER

** Hypothèse de desserte = 40% dans les villages électrifiés

*** Le nombre de clients à électrifier par Kits solaires a été établi sur la base de l'engagement de 6000 ménages contenu dans le Contrat de Concession (ménages se trouvant dans villages situés à plus de 20 km du réseau).

La liste des 57 villages à connecter est représenté à l'annexe 2 du présent document.

3. Normes fixées à ERA

Pour assurer l'équité dans le traitement des usagers du service de l'électricité, il est retenu d'appliquer à tous les opérateurs les mêmes normes de qualité de service et des incitations contractuelles y relatives, tout en tenant compte, au besoin, des spécificités de chacun.

En ce qui concerne ERA, en plus des minimas techniques et du règlement de service, il est apparu nécessaire de lui fixer des normes de qualité de service alignées sur celles imposées à Senelec.

Lesdites normes sont présentées ci-après.

3.1 Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
		Période 2019-2023	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement MT confiés à une entreprise autre que ERA	-	15	-	6212 F CFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné BT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que ERA	-	10	-	6212 F CFA par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2019, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par rapport à 2019.

3.2 Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2013-2018	Période 2019-2023	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Emission première facture (non estimée)	-	3 mois après début fourniture	-	6212 F CFA
Réponses aux réclamations concernant les factures*	-	10	-	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	-	3	-	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement**	-	24 heures	-	5% de la moyenne mensuelle des consommations des 12 derniers mois

* Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.

** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

3.3 Normes de vérification des compteurs

	Normes		Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2013-2018	Période 2019-2023	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**	-	10	-	6669

* Le montant s'applique pour l'année 2019, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019.

**Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

3.4 Normes sur les compteurs à prépaiement

Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Disponibilité du rechargement des compteurs à prépaiement	-	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Weekend et jours fériés : 8 heures à 12 heures

3.5 Normes de qualité du courant

ERA doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		Normes	
		Période 2013-2018	Période 2019-2023
Fréquence		50 Hz \pm 5%	50 Hz \pm 5%
Tension	Basse tension	127/220V ou 220/380V \pm 11%	127/220V ou 220/380V \pm 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée \pm 5%	Tension nominale autorisée \pm 5%

Lorsqu'un abonné informe ERA qu'il croit recevoir de l'électricité en dehors des variations autorisées, ERA doit réagir en respectant les normes ci-après.

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2013-2018	Période 2019-2023	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Fournir des explications sans effectuer de visite	-	7	-	6669 FCFA
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai	-	7		

* Le montant s'applique pour l'année 2019, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019.

** le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

3.6 Normes de branchement Basse Tension

3.6.1 Sans modification du Réseau existant

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2013-2018	Période 2019-2023	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement	-	10	-	2 fois les coûts de 1 ^{er} établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
Travaux de branchement	-	10		
Déplacement de compteur	-	10		

*par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.

** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

3.6.2 Avec modification du Réseau existant

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2013-2018	Période 2019-2023	Période 2013-2018	Période 2019-2023
Réponse à une demande de branchement		15	-	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
Travaux de branchements		60		

*par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.

** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

CHAPITRE V : LES PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2019-2023

Dans le cadre de la détermination de ses tarifs sur la période, l'opérateur fixe ses projections de coûts. Ensuite, la Commission valide suivant le « benchmarking » et après analyse, les coûts qu'elle juge raisonnables, conformément à la loi 98-29 et les dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Ainsi, ERA a préparé ses projections de coûts sur la période à partir des hypothèses de son business plan préparé sur l'horizon 2035. Toutefois, la Commission, pour les besoins de la révision tarifaire, a considéré les projections de coût sur la période 2019-2023.

Les projections de coûts portent sur :

- le marché ;
- les investissements ; et
- l'exploitation.

1.1. Le marché

1.1.1. La consommation des clients

Sur la période tarifaire 2019-2023, ERA considère l'hypothèse de consommation mensuelle par client de 7,2 kWh, 12,24 kWh, 27,84 kWh et 140 kWh, respectivement pour les clients S1, S2, S3 et S4 connectés au réseau. Cette estimation a été faite à partir de l'historique de consommation de ces derniers.

En outre, ERA a estimé le facteur de croissance des consommations des clients S4 à 0,50% par an.

Conformément à l'avenant n°1 au contrat de concession de ERA relatif à l'harmonisation tarifaire, la consommation mensuelle minimale des usagers retenus par la Commission est de 12KWh, 22 KWh et 44 KWh pour les clients S1, S2 et S3. Pour les usagers au service 4, la consommation moyenne mensuelle de 140 KWh par mois proposé par ERA est acceptable.

Sur cette base, la consommation devrait s'établir à la fin de la période à 17 466 MWh contre 4 108 à fin 2018 ; soit un taux de croissance moyen annuel de 34% sur la période. Le tableau ci-dessous donne l'évolution de la consommation par usage et niveau de service.

Tableau 22 : La consommation par usage par niveau de service

	2019	2020	2021	2022	2023	TCAM
CONSOMMATION TOTALE (MWH)	7827	10804	12988	15218	17466	34%
Usagers payants domestiques	5055	7202	9414	11645	13893	38%
Service 1	523	742	966	1190	1413	32%
Service 2	92	131	170	210	249	62%
Service 3	332	471	613	755	897	51%
Service 4	4109	5859	7666	9491	11333	38%
Usagers payants sociaux et productifs	2772	3602	3573	3573	3573	21%
Service 1	0	0	0	0	0	
Service 2	0	0	0	0	0	
Service 3	0	0	0	0	0	
Service 4 non moteurs	89	89	89	89	89	0%
Service 4 pompage	1888	2524	2506	2506	2506	28%
Service 4 autres moteurs	794	988	978	978	978	13%

1.1.2. La desserte et obligations de raccordement

ERA compte raccorder sur la période 22 029 nouveaux clients par rapport à un objectif de raccordement de 19 456 clients, fixé par le Ministère en charge de l'Énergie.

Pour les clients au réseau, elle se basera sur une répartition moyenne de la clientèle cible de 52%, 5%, 9% et 34% respectivement pour les clients S1, S2, S3 et S4. Pour les clients au solaire, l'évolution de la clientèle cible sera plus attendue pour les clients S1 et S3 avec respectivement des évolutions de 72% et 21%. En effet, pour les clients S2 une évolution de 7% est attendue.

Le tableau ci-dessous donne l'évolution de la clientèle à raccorder sur la période (hors déperditions)

Tableau 23 : Clients par type de tarif en cumulé (hors déperditions)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation sur la période
Service 1	3 545	5 444	7 759	10 083	12 382	14 681	11 136
Service 2	190	528	755	982	1 207	1 431	1 241
Service 3	569	1 131	1 584	2 042	2 501	2 959	2 390
Service 4 solaire	2	2	2	2	2	2	0
Service 4 réseaux	1 519	2 690	3 766	4 796	5 823	6 850	5 331
Eclairage public	28	257	501	890	1 424	1 958	1 930
TOTAL	5 853	10 052	14 367	18 795	23 339	27 882	22 029

Les projections de raccordement de 22 029 clients sur la période, proposées par ERA, dépassent l'objectif de raccordement de 19 456 clients fixé par le Ministre en charge de l'Énergie. La Commission valide la proposition de ERA.

1.2. Les investissements

Les projections de coûts sur les investissements sont déterminées par l'opérateur et portent sur les équipements de production, de transport-distribution et les autres investissements (construction, matériel informatique, matériel de transport, matériel et outillages, matériel et mobilier de bureau).

1.2.1. La production

L'opérateur ne compte pas réaliser des investissements de production d'électricité. L'essentiel de l'énergie proviendra des achats d'énergie auprès de Senelec.

En fin 2018, ERA exploite une seule centrale solaire transférée et prévoit d'en recevoir du PUDC, 22 autres pour la période à venir.

1.2.2. Investissement en transport

ERA ne prévoit pas d'investissement en ligne Moyenne Tension. Les investissements de transport sont pris en charge par l'Etat.

1.2.3. Distribution et branchement

- **Ligne Basse Tension**

Les projections de ERA reposent sur l'hypothèse « nombre de km de lignes/village ». Ainsi, à raison de 28 villages en 2019 et 29 villages en 2020 (extensions ERA) et sur la base de 2 km de lignes BT par village, ERA prévoit la réalisation de 56 km de ligne BT en 2019 et 58 km en 2020 (114 km au total). Selon ERA, les prévisions de réalisation de 2 km par village sont fondées sur l'historique de ses réalisations.

En se fondant sur l'approche « nombre de mètres par client » et sur la base de l'hypothèse moyenne de 30 m de réseau BT par client, retenue dans le modèle initial, la longueur des lignes BT dans les 57 villages polarisant 2 451 clients devrait s'établir à 73,530 km, soit un écart de 40,47 km par rapport aux projections de ERA.

Avec l'expérience, il apparaît que pour la détermination de la longueur de ligne BT, l'hypothèse km/village peut être plus raisonnable que l'hypothèse m/client. La Commission valide donc la méthode basée sur le nombre de km par village.

En se fondant sur la réponse fournie par ERA, le cumul des lignes BT (réalisations ERA + transferts) est de 258,49 km en fin 2018. Pour 159 villages en exploitation au réseau, la moyenne est de 1,63 km de réseau BT par village. La Commission va considérer cette valeur à la place des 2 km proposés par ERA.

Pour les réseaux de distribution Basse Tension en 4x16 mm², ERA propose un coût unitaire de 3 000 000 F CFA HT HD/km qui est inférieur aux 4 523 000 F CFA HT HD/km du modèle de base.

Pour les réseaux Basse Tension en 3x35 mm² et mixte 4x16 mm²/3x35 mm², ERA propose un coût unitaire de 6 500 000 F CFA HTHD/km qui est supérieur aux coûts du modèle de 2014 (5 556 000 FCFA HT HD/km pour le 4x16mm², soit une hausse de 17% et 4 884 550 F CFA HT HD/km pour le mixte 4x16mm²/3x35mm², soit une hausse de 33%). Toutefois, nous remarquons que ce coût est conforme au coût de référence de mars 2018.

Cette hypothèse sur le coût de la ligne BT est raisonnable, elle est donc acceptée.

- **Transformateur MT/BT**

Sur la période, ERA propose un transformateur haut de poteau par village. Seuls les coûts prévus sur 2019 et 2020, correspondant aux 57 villages à couvrir, seront considérés. Le nombre de transformateur prévu est conforme au critère de planification du développement du réseau, qui prévoit un transformateur MT/BT au niveau de chaque village à raccorder au réseau.

Cette hypothèse sur la détermination du nombre de transformateurs est raisonnable, elle est donc acceptée.

Les coûts des transformateurs ont été déterminés sur la base des prix issus des appels d'offres de ces cinq dernières années. ERA propose un coût de 4 500 000 FCFA HT pour le poste haut de poteau. Ce coût est inférieur au coût de référence de mars 2018 de 5 400 000 FCFA HT. Ainsi les prix proposés par l'opérateur sont acceptables.

Cette hypothèse sur la détermination du prix du transformateur MT/BT est raisonnable, elle est donc acceptée.

- **Branchement**

ERA prévoit le branchement de 20 428 clients réseau hors déperdition, ce qui est supérieur aux normes et obligations fixés par le Ministère en charge de l'Energie.

La Commission valide les projections de branchement de 20 428 clients, proposées par ERA.

ERA projette un coût unitaire du branchement de 35 000 F CFA HT HD qui dépasse de 17% le coût unitaire de 30 000 F CFA HT HD prévu dans le modèle de base. Cependant, elle n'a fourni aucun détail permettant de justifier cette hausse. En revanche, les éléments de comparaison dont nous disposons sont favorables à une baisse de coût pour la réalisation d'un branchement.

A défaut d'information complémentaire, nous maintenons le coût du modèle de base.

Les tableaux de comptage (panneau + limiteur ou compteur) sont évalués à 30 000 F CFA HT HD par ERA contre 18 000 F CFA HT HD prévus initialement pour les clients au forfait (S1, S2 et S3) avec des limiteurs de puissance. Pour les clients au service 4, le coût projeté est de 36 750 F CFA HT HD contre 35 000 F CFA HT HD initialement prévus avec des compteurs.

Il faut noter qu'à la suite de l'harmonisation des tarifs, tous les clients devront être équipés de compteurs. Par conséquent, l'équipement sera identique pour les clients au forfait ou au service 4 monophasé.

Les coûts de référence utilisés par la Commission en 2018 sont de 35 000 F CFA HT HD pour un tableau de comptage monophasé équipé. La Commission retiendra donc ce montant.

- **Points d'éclairage public**

ERA prévoit 1 702 points d'éclairage public. Pour contourner les difficultés de paiement des factures par les collectivités locales, l'opérateur compte signer avec ces dernières des conventions de dettes croisées portant sur la taxe communale et la facture d'éclairage publique.

Toutefois, la Commission note que la faiblesse du montant de la taxe communale ne permettra pas de couvrir le paiement de 1 702 points d'éclairage prévus par ERA. Par conséquent, cette hypothèse devrait être réduite.

En outre, le Ministère en charge de l'énergie n'a pas défini un nombre de point d'éclairage public à réaliser, dans les normes et obligations. Néanmoins, compte tenu de l'importance de ce service en milieu rural, la Commission a retenu l'installation de 506 points lumineux sur la période.

L'installation de points d'éclairage public n'est pas prévue dans les obligations de desserte définies par le Ministère en charge de l'Energie. Toutefois, la Commission a retenu l'installation de 506 points d'éclairage public.

ERA propose un coût unitaire de 319 000 F CFA HT HD comprenant le panneau solaire, la lampe, les accessoires et l'installation.

La Commission estime ces coûts raisonnables.

1.2.4. Système solaire individuel

ERA a pris en compte dans ses projections de coûts, une mise en service de 6 398 systèmes solaires individuels, ce qui est supérieur à l'objectif de 4 505 systèmes solaires individuels qui lui a été fixé par le Ministère en charge de l'énergie, dans le cadre des normes et obligations de la période.

La Commission valide l'objectif de 6 398 systèmes solaires individuels proposé par ERA.

Concernant les clients au service solaire, ERA projette une baisse importante des coûts des équipements, accessoires et installations, par rapport à ceux de 2014. En effet, pour les clients au:

- service 1 solaire, ERA propose un coût de 137 011 F CFA HT HD contre 394 000 F CFA HT HD en 2014 ;
- service 2 solaire, ERA projette un coût de 191 349 F CFA HT HD contre 543 000 F CFA HT HD dans le modèle de base ;
- service 3 solaire, ERA budgétise un coût 360 772 F CFA HT HD contre 998 000 F CFA HT HD dans le modèle de base ;
- service 4 solaire, ERA a prévu un coût unitaire de 4 783 F CFA HT HD/Wc, soit le même montant qu'en 2014.

S'agissant du service 4 solaire, l'évaluation de ERA ne suit pas la logique qui a conduit à la réduction significative des coûts pour les services solaires 1 à 3. En l'absence d'éléments de comparaison, la Commission retient une baisse de 31% correspondant à la moitié de la baisse observée sur les installations des services 1 à 3. Ainsi, le coût unitaire du service 4 solaire de 3 300 F CFA HT HD est retenu.

La Commission valide les coûts proposés par ERA pour les services solaires 1 à 3 et retient un coût unitaire du service 4 solaire de 3 300 F CFA HT HD.

1.2.5. Installations intérieures

Pour les clients au service 1 réseau, ERA projette un coût unitaire de 56 000 F CFA HT HD pour les câbles, les accessoires et les 5 lampes. Ce montant dépasse les 45 000 F CFA HT HD du modèle de base du fait de l'augmentation souhaitée par ERA sur le coût des câbles et accessoires qu'elle estime à 46 000 F CFA HT HD au lieu de 35 000 F CFA HT HD, soit un écart de +31%. ERA justifie cette hausse par des évolutions observées sur le marché.

En l'absence de détails sur le type de câble utilisé et les quantités, et en acceptant une inflation annuelle modérée de 5% sur les prix de 2014, le coût des câbles et accessoires peut être évalué à 43 000 F CFA HT HD. Par contre, une lampe LED peut être estimée à 1 500 F CFA au plus contre 2 000 F CFA en 2014, ce qui donnerait un coût total de l'installation de 51 000 FCFA HT HD (contre les 56 000 F CFA proposé par ERA).

En suivant la même démarche, nous obtenons :

- Installation intérieures service 2 au réseau : 69 000 F CFA HT HD contre 73 000 F CFA prévu par ERA ;
- Installation intérieures service 3 au réseau : 117 000 F CFA HT HD contre 120 000 F CFA prévu par ERA.

Toutefois, il faut rappeler qu'avec l'harmonisation des tarifs, ERA n'est plus obligé de réaliser les installations intérieures pour les clients réseau et que le reliquat du montant des installations déjà réalisées, lui sera remboursé.

Conformément aux dispositions relatives à l'avenant du contrat de concession, les installations intérieures, étant optionnelles, ne seront pas prises en compte dans les conditions tarifaires de ERA pour les clients au réseau. La Commission fixera à travers un barème, les tarifs applicables pour les installations intérieures.

1.2.6. Les autres immobilisations

- **Construction**

ERA a proposé la construction d'un bâtiment à usage de bureau d'une valeur de 65 000 000 F CFA. Pour les besoins de l'exploitation, elle a pris en location :

- un bâtiment à usage de siège et d'agence régionale à Tambacounda ;
- un bâtiment à usage d'agence régionale à Kaffrine ; et
- des locaux à usage divers.

Le coût annuel de location de ces locaux s'élève à 11 136 448 F CFA.

Sur la base de ce niveau de coût de location et au stade actuel du développement et de l'exploitation de la concession, la Commission considère que la construction d'un siège n'est pas opportune. Ainsi, l'option de la location peut être maintenue. Toutefois, pour permettre à ERA de disposer de conditions optimales de travail, la Commission a relevé le budget de la location à un montant annuel de 14 000 000 F CFA. Ce montant, en sus des locaux actuellement occupés, permettra de prendre en charge la location de l'agence qui sera ouverte à Kédougou.

- **Matériel de transport**

ERA a prévu l'achat de motos, quads et tricycles pour les déplacements dans certaines zones, pour un nombre de 24 sans en préciser la répartition. Tenant compte de l'introduction des compteurs prépaiement qui réduiront considérablement les déplacements sur le terrain, la Commission estime que 3 quads par agence, permettront de faciliter le déplacement des équipes techniques, dans les zones difficiles d'accès, surtout durant l'hivernage.

La Commission fixe à 9 le nombre de quads à acquérir.

ERA estime le prix d'un quad à 2 000 000 F CFA.

La Commission valide ce prix de 2 000 000 F CFA qu'elle juge raisonnable.

En outre, ERA a estimé le nombre de véhicules de type 4X4 nécessaire à l'exploitation et au développement de la concession à 47 véhicules sur la période. Cette estimation a été faite sur la base d'une couverture d'un véhicule pour 19 villages.

Sur la base des pratiques en vigueur et tenant compte des normes de branchement de 10 jours, la Commission estime qu'une dotation de 3 véhicules par agence devrait permettre à l'opérateur de mener ses activités de terrain. Elle prévoit également, pour les besoins administratifs, de doter la direction générale de 4 véhicules.

Ainsi, un nombre de 13 véhicules de type 4X4 supplémentaires est suffisant pour le respect de ces normes fixées par le Ministère en charge de l'Energie.

La Commission fixe à 30 le nombre de véhicules de type 4X4 à l'horizon 2023.

Pour estimer le coût prévisionnel unitaire d'un véhicule, ERA a considéré le prix d'achat d'une voiture de type 4X4 de marque SUZUKI acquise à la suite d'un appel d'offres à 13 000 000 F CFA auquel est appliqué une majoration de 10%, soit un prix estimé à 14 300 000 F CFA.

La Commission considère que le prix d'achat de 14 300 000 F CFA proposé par l'opérateur est raisonnable.

- **Matériel et outillages**

ERA propose l'acquisition d'outillage et d'appareils de mesure pour un montant de 33 600 000 F CFA réparti sur trois ans.

La Commission considère que l'outillage et les appareils de mesure prévus par ERA sont utiles pour la gestion de son exploitation (réseau et installations solaires). Toutefois, sur la base des coûts fournis provenant des fournisseurs, le montant retenu est de 29 653 323 FCFA HT à la place des 33 600 000 FCFA. Ce montant devra être réparti sur la période.

Pour les logiciels métier : « ArcGis », « AutoCAD », « Demand Analysis », « Gescom », 15 000 000 FCFA HT ont été positionnés en 2018. Nous considérons que l'application « ArcGis » est utile pour la tenue de la cartographie des réseaux par ERA qui doit faire le suivi et mettre les données à la disposition de l'ASER.

De même, AutoCAD est utile pour permettre à ERA d'utiliser les plans d'exécution qui peuvent lui être soumis par l'ASER dans le cadre de programmes d'électrification à réaliser par l'Etat. Elle peut s'en servir également pour ses propres études et réalisations.

Le logiciel « Gescom » prévu pour la gestion de la clientèle est acceptable mais le coût correspondant n'a pas été retrouvé. Toutefois, nous retenons que le logiciel « Demand

Analysis » destiné à l'analyse de la demande n'est pas nécessaire pour le concessionnaire à ce stade de développement de la concession sur la période.

Néanmoins, l'objectif est de permettre à l'opérateur de mieux exploiter la concession.

Au final, la Commission retient le montant de 15 000 000 FCFA proposé par ERA. Cependant, ce montant positionné sur l'année 2018 devra être déplacé sur l'année 2019.

- **Matériel informatique**

ERA prévoit l'achat d'onduleurs, switch, firewall et de serveurs pour les besoins de son exploitation d'un montant de 19,571 millions de F CFA.

La Commission valide le montant proposé.

En outre, ERA prévoit l'achat d'ordinateurs pour les besoins de son personnel. L'opérateur procédera à l'achat de 3 ordinateurs par an avec un prix estimé de 500 000 F CFA.

La Commission estime que l'achat de 15 ordinateurs est nécessaire et le prix estimé à 500 000 F CFA est raisonnable.

- **Matériel et mobilier de bureau**

Pour l'équipement de ses bureaux et agences, ERA a prévu l'acquisition de 13 climatiseurs sur la période, pour un coût unitaire de 250 000 F CFA.

En outre, elle compte acheter du mobilier destiné à l'équipement de 5 bureaux au coût unitaire estimé à 1 000 0000 F CFA.

La Commission considère que ces investissements sont justifiés. En outre, les prix estimés par le concessionnaire sont conformes à ceux pratiqués sur le marché.

Sur cette base, la Commission valide les projections d'acquisition de matériel et mobilier de bureau proposées par ERA.

1.3. L'exploitation

Les coûts d'exploitation sont composés des éléments ci-dessous :

- des achats d'énergie ;
- des pièces et consommables ;
- des charges de personnel ;
- des frais de maintenance des véhicules et de la consommation de carburant ;
- des autres frais généraux ; et
- des aléas sur les coûts de fonctionnement.

1.31. Les achats d'énergie

ERA a pris en compte un tarif de cession par Senelec retenu sur la période de 91,51 F CFA par kWh.

La Commission considère ce tarif conforme à celui en vigueur.

ERA a estimé les achats d'énergie sur la base d'une prévision de 20 428 clients à fin 2023 et d'une consommation moyenne de 7, 2 kWh, de 12, 24 kWh, de 27, 84 kWh, de 140 kWh, respectivement pour les clients S1, S2, S3 et S4. Ce qui correspond à des achats d'énergie prévus de 16 461 MWh sur la période.

La Commission estime, avec la mise en œuvre des mesures d'harmonisation des tarifs et la mise en place par ERA d'un comptage pour les clients au forfait, que les consommations moyennes unitaires des dits clients devraient être égales aux quantités forfaitaires de 12 kWh, 22 kWh et 44kWh pour les clients S1, S2 et S3.

Ainsi avec la correction des quantités forfaitaires de consommation, les achats d'énergie estimés sur la période 2019-2023 devraient s'établir à 17 466 MWh.

1.3.2. Les pièces et consommables

Les pièces et consommables estimés par ERA sont destinés à l'entretien des équipements. ERA a projeté au titre de ces pièces et consommables un coût de référence annuel moyen de 241 484 278 FCFA. Ce montant est composé du coût :

- **des pièces et consommables destinés à l'entretien des centrales solaires**

ERA a estimé à un taux de 3% du montant cumulé des investissements, les achats de pièces et consommables destinés à l'entretien des centrales solaires ; ce qui donne un montant de 3 738 000 FCFA par an sur la base de la seule centrale prévue en 2019.

Il est important de préciser que d'une part, ERA n'avait pas prévu de centrale solaire. D'autre part, ERA a appliqué un taux de 3% pour estimer les besoins en pièces de rechange.

La Commission considère que, ERA n'ayant pas prévu d'unité de production, les nouvelles centrales solaires à construire et à transférer par le PUDC ne nécessiteront pas des remplacements de pièces sur la période de 5 ans. Toutefois, ERA a attiré l'attention sur le fait que ces nouvelles centrales ne seront pas sous garantie et que des pièces de rechange ne sont pas prévues. Ainsi, compte tenu du nombre important (22 selon ERA), la constitution d'un stock de sécurité est nécessaire.

En définitive, nous acceptons la constitution d'un stock de sécurité, mais le montant devra être calculé sur la base du nombre de centrales attendues et des différents types d'équipements.

A défaut d'obtenir une évaluation détaillée de ERA, nous avons réévalué le montant en en tenant compte :

- du coût de l'année 2016 de la centrale de 35kWc auquel est appliquée une décote de 20% ;
- du nombre de centrales (22) ; et
- du coût des pièces et consommables estimé à 1% du montant des investissements.

Le montant ainsi obtenu est un forfait sur la période de 5 ans.

Sur cette base, la Commission fixe le montant annuel à considérer à 4 299 469 FCFA.

- **des pièces et consommables destinés à l'entretien du réseau de distribution**

Le coût des pièces et consommables à affecter à l'entretien du réseau de distribution est estimé par ERA à 1% du montant cumulé des investissements réseau. Ce taux est raisonnable. Ainsi, le cout moyen annuel est de 15 194 000 F CFA

Toutefois, le calcul de ERA ne tient pas compte des investissements réseau réalisés par l'Etat. Il faudra donc les intégrer dans la mesure où ERA aura la responsabilité de la maintenance après le transfert. La Commission a intégré ces villages de reprises en prenant en compte la mise en service en moyenne de 41 villages par année.

Le coût moyen annuel projeté y relatif est de 28 724 676 FCFA.

La Commission retient le coût moyen annuel de 28 724 676 FCFA qui tient compte des transferts.

- **des pièces et consommables au titre des installations intérieures des clients au réseau**

Les pièces et consommables au titre des installations intérieures des clients au réseau sont constitués, pour chaque client, des câbles, accessoires et lampes. Leur coût moyen est estimé à 207 882 628 FCFA, par ERA.

A cet effet, il est à rappeler que l'avenant n°1 au contrat de concession relatif à l'harmonisation tarifaire prévoit la suppression du préfinancement des installations intérieures pour le concessionnaire d'électrification rurale qui devient ainsi optionnel pour les nouveaux abonnés, sauf pour ceux à équiper au solaire.

En conséquence, les coûts des pièces et consommables au titre des installations intérieures ne doivent pas être intégrés dans les projections.

1.3.3. Les charges de personnel

ERA a prévu à l'horizon 2023 une structure organisationnelle d'un effectif de 146 agents pour une masse salariale annuelle moyenne de 834 241 581F CFA. Pour rappel, ERA, sur la période précédente, disposait d'un effectif de 42 agents.

La Commission considère que cette masse salariale n'est pas conforme aux pratiques et normes actuelles du secteur de l'électrification rurale. En outre, l'introduction des compteurs prépayés, dans le cadre de l'harmonisation, permettra de réduire les effectifs. Sur cette base, elle fixe la masse salariale annuelle moyenne de ERA à 350 000 000 F CFA.

1.3.4. Les frais relatifs au parc automobile

Ces frais sont constitués de la consommation en carburant et des frais de maintenance.

- **La Consommation en carburant**

La consommation en carburant est déterminée sur la base du nombre de véhicules en service. Partant de l'hypothèse qu'un véhicule couvre 19 villages, ERA a projeté 47 véhicules en service à l'horizon 2023 et une consommation annuelle moyenne en carburant de 92 590 000 F CFA.

La Commission estime que l'hypothèse de corrélation de la consommation en carburant au nombre de véhicules en service n'est pas assez pertinente. En effet, la consommation en carburant doit être déterminée en considération :

- i) Pour les missions de terrain :
 - du nombre de sorties ;
 - de la distance moyenne entre les sites de ERA (direction générale et agences) et les villages ;
 - de la consommation moyenne en carburant (Nombre de litres de carburant pour 100 km parcourus) ; et
 - du prix du litre de carburant.
- ii) Pour les véhicules destinés aux activités administratives :
 - de la dotation mensuelle par véhicule ; et
 - du prix du litre de carburant.

Ainsi, la Commission a budgétisé la consommation en carburant sur la base des hypothèses ci-dessous :

- le nombre de missions de terrain sur la période 2019-2023 estimé à 6 386 missions ;
- la distance moyenne entre les agences de ERA et les villages évalué à 150 km ;

- le nombre de litres de carburant consommés pour 100 km parcourus fixé à 15 litres ;
- la dotation mensuelle de carburant pour les véhicules affectés aux activités administratives de 300 litres par véhicule ; et
- le prix du litre de carburant gasoil de 595 FCFA.

Les tableaux ci-dessous détaillent le mode de détermination du budget de carburant.

Tableau 24 : Budget carburant pour les missions de terrain

Activités	Nature unité	Nombre	Nombre de missions par activité/client	Total
1. Missions techniques				
- Suivi	Village	57	4	228
- Réception	Village	120	2	240
- Mise en service	Village	155	1	155
- Raccordements	Client	2 990	0,10	299
2. Missions Maintenance				
- Maintenance curative	Nombre de missions			440
- Maintenance préventive	village	314	10	3 140
3. Mission activités commerciales				-
- Relève et autres	village	314	6	1 884
Nombre total de missions				6 386
Distance moyenne entre le point de départ et la zone d'intervention				150
Nombre de litres de carburant consommés au 100				0,15
Prix du litre de carburant				595
Budget carburant mission de terrain sur la période 2019-2023				170 985 150

Tableau 25 : Dotation carburant pour les véhicules administratifs

Activités	Quantité	Dotation mensuelle par véhicule	Montant de la dotation annuelle du parc	Montant de la dotation 2019-2023
1. Direction général				
- Nombre de véhicules	2	300	5 004 000	25 020 000
2. Agences				-
- Nombre de véhicules	3	300	7 506 000	37 530 000
Budget carburant pour les activités administratives période 2019-2013				62 550 000

Tableau 26 : Budget total carburant

Rubrique	Montant
1. Budget carburant mission de terrain sur la période 2019-2023	170 985 150
2. Budget carburant pour les activités administratives période 2019-2013	62 550 000
A. Budget total carburant sur la période 2019-2023 (A = 1+2)	233 535 150
B. Moyenne Budget annuel carburant (B = A/5)	46 707 030

Conformément à ses hypothèses, la Commission fixe la consommation annuelle moyenne en carburant à 46 707 030 F CFA.

- **Les coûts de maintenance**

ERA a estimé à 2 000 000 F CFA le coût annuel de maintenance par véhicule. Partant de l'hypothèse de 44 véhicules en service à l'horizon 2023, il a estimé le coût annuel moyen de maintenance à 82 000 000 F CFA.

Conformément à l'hypothèse d'investissement de 30 véhicules retenue par la Commission, le coût annuel moyen de la maintenance est fixé à 60 000 000 F CFA.

1.3.5. Les autres frais généraux

Les frais généraux projetés par ERA sont constitués des services extérieurs (consommable bureau, téléphone, formation, assurance) et des impôts et taxes.

- **Les services extérieurs**

ERA a estimé ses services extérieurs à un montant annuel moyen de 184 438 000 FCFA ainsi composée :

- Consommable bureau, téléphone, etc. : 130 000 000 FCFA
- Formation : 10 000 000 FCFA
- Honoraires de gestion : 5 500 000 FCFA
- Assurance : 38 938 000 FCFA.

La Commission, se fondant sur les résultats du benchmark réalisé dans le secteur, estime les frais généraux budgétisés par ERA en déphasage avec son niveau d'activité. Elle a par conséquent, ajusté le montant de ce poste de charges à 133 516 163 FCFA, correspondant à la moyenne du secteur pour un niveau d'activité équivalent à celui prévu par ERA.

Ce montant est ainsi ventilé :

- Consommables de bureau, téléphone, etc. : 91 988 066 FCFA
- Formation : 7 076 005 FCFA
- Honoraires de gestion : 3 358 003 FCFA
- Assurance : 31 094 089 FCFA.

- **Les impôts et taxes**

ERA a estimé les impôts et taxes à un montant annuel moyen de 15 000 000 F CFA.

La Commission estime ces coûts raisonnables.

1.3.6. Les aléas sur les coûts de fonctionnement

ERA a considéré un aléa de 5% estimé sur la base des coûts de fonctionnement total qui devront être pris en charge dans les coûts.

La Commission estime cette hypothèse raisonnable.

CHAPITRE VI : LES PREMIERES CONCLUSIONS DE LA COMMISSION

A l'issue des analyses, les premières conclusions de la Commission sont faites sur :

- la détermination des revenus requis de ERA sur la période 2019-2023 ;
- la détermination de la structure tarifaire de ERA sur la période 2019-2023
- la méthodologie d'indexation des tarifs sur la période 2019-2023 ;
- l'harmonisation tarifaire ; et
- Le principe de la compensation tarifaire dans le cadre de l'harmonisation des tarifs.

1. La détermination des revenus requis

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir :

- des coûts de référence des investissements ;
- des hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement ;
- des projections de coûts d'investissement ;
- des projections de coûts d'exploitation ; et
- de la rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal.

1.1. Les coûts de référence des investissements

Les coûts de référence des investissements ont été déterminés sur la base des prix de référence du marché et ceux obtenus par l'opérateur par appels d'offres durant la période antérieure. Le tableau ci-dessous montre les coûts de référence relatifs aux investissements validé par la Commission.

Tableau 27 : Coûts de référence des investissements

	Ouvrages	Coûts hors taxe/hors douane (FCFA)
Production : Centrale Solaire	Panneaux PV	37 425 000
	Parc Batteries + Groupe électrogène	27 260 000
	Electronique	29 403 000
	Génie Civil + accessoires + installation	28 056 000
Transport	Ligne almélec 54,6 (par km)	7 182 000
	Poste H61 30kV/50 kVA et niche maçonnée	4 500 000
Distribution	Réseau BT 4x16	3 000 000
	Réseau BT 3x35	6 500 000
	Réseau BT mixte (4x16 et 3x35) (par km)	6 500 000
	Raccordement	35 000
	Panneau (client forfait : S1/S2/S3)	18 000
	Panneau (client compteur S4) et compteur	35 000
	Installation service 1 solaire	137 011
	Installation service 2 solaire	191 349
	Installation service 3 solaire	360 772
Installation service 4 solaire (par Wc)	4 783	
Autres	Construction Bureau et aménagements (hangar stockage)	-
	Véhicules	14 300 000
	Ordinateurs	500 000
	Licences et logiciels métiers	5 000 000
	Climatisation	250 000
	Imprimante/photocopieuse/fax	500 000
	Ensemble Mobilier de bureau	1 000 000

1.2. Les hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement

Pour les besoins de ses projections de coûts, ERA a utilisé des hypothèses macroéconomiques, des hypothèses d'exploitation et des hypothèses d'investissement.

1.2.1. Les hypothèses macroéconomiques

Le taux de change de l'euro est de 655,957 F CFA, tandis que le cours du dollar US est estimé à 585,1 F CFA. En outre, il n'y a pas d'inflation sur le tarif d'achat d'électricité auprès de Senelec. Les niveaux d'inflation, ci-dessous ont été considérés pour les besoins de la détermination du revenu requis.

Tableau 28 : Coefficient Multiplicateur résultant pour l'inflation

Eléments	2018 (année de référence)	2019	2020	2021	2022	2023
Inflation Prix d'achat d'énergie	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Inflation Coût unitaire de combustible	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Inflation Coût unitaire de personnel	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Inflation Autres coûts unitaires de fonctionnement	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Inflation Autres coûts unitaires d'investissement	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01

1.2.2. Les hypothèses d'exploitation

Le tarif de rachat auprès de Senelec a été déterminé à 91,51 F CFA le kWh.

1.2.3. Les hypothèses d'investissement

Les hypothèses d'investissement retenues sont celles proposées par ERA.

1.3. Les projections de coûts d'investissement

Les coûts d'investissements sont de l'ordre de 6 356 million F CFA sur la période. Les coûts proviennent essentiellement des lignes BT, des travaux de raccordement et des systèmes solaires individuels à réaliser par ERA durant la période.

Le tableau ci-dessous montre le détail des coûts d'investissement sur la période.

Tableau 29 : Coût des investissements sur la période 2019-2023 (en milliers F CFA)

	2019	2020	2021	2022	2023
Transport	0	0	0	0	0
Lignes MT	0	0	0	0	0
Distribution et raccordement	635 723	661 586	208 218	208 561	210 588
Transformateurs	128 533	134 454	0	0	0
Lignes de distribution	304 479	318 507	0	0	0
Branchement (raccordement)	109 512	114 287	114 324	114 351	115 457
Panneau (client forfait : S1/S2/S3)	51 408	55 524	56 378	56 419	56 966
Panneau (S4) et compteur	41 791	38 814	37 516	37 790	38 165
Eclairage Public	13 388	1 502	11 196	22 620	1 500
Points EP réseau	738	56	543	549	0
Lampes	12 650	1 447	10 653	22 072	1 500
Systèmes Solaires	189 939	201 915	222 996	253 019	246 879
Panneau et Installation	100 996	108 919	110 008	111 108	112 219
Régulation	15 178	25 601	20 945	16 937	16 226
Batteries	69 994	63 245	87 901	120 740	114 311
Accessoires	3 869	4 101	4 142	4 184	4 226
Lampes	-98	49	0	51	-103
Surcoût EP	0	0	0	0	0
Autres investissements	215 812	151 791	201 125	176 030	215 078
Construction bureau	0	0	0	0	0
Véhicules	116 699	103 133	179 163	150 896	122 045
Matériels informatique	10 711	7 727	6 634	12 230	9 168
Licences et logiciels métiers	34 470	0	0	0	36 063
Outils et équipements techniques	15 875	15 802	7 844	591	14 569
Onduleurs, serveurs, Switch, firewall	6 943	1 753	0	1 788	9 086
Motos, Quads, Tricycles	6 121	6 182	6 306	6 369	6 433
Climatisation	4 590	1 739	1 178	4 156	1 791
Mobilier bureau	20 402	15 455	0	0	15 923
Etude et ingénierie	21 651	22 648	0	0	0
TOTAL	1 076 512	1 039 442	643 535	660 231	674 045
CUMUL	3 338 639	4 378 081	5 021 615	5 681 846	6 355 891

1.4. Les projections de coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont estimés à 2 268 millions F CFA sur la période 2019-2023. Les coûts sont essentiellement composés des achats d'énergie auprès de Senelec et des autres coûts de fonctionnement. Le tableau ci-dessous reprend le détail des coûts d'exploitation sur la période.

Tableau 30 : Coûts d'exploitation de la période 2019-2023 (en milliers de francs CFA)

	2019	2020	2021	2022	2023
Achats d'énergie électrique	715 400	987 462	1 187 072	1 390 914	1 596 406
Achats Senelec	715 400	987 462	1 187 072	1 390 914	1 596 406
Autres Achats	0	0	0	0	0
Achats combustible (Groupes Electrogènes)	0	0	0	0	0
Autres Consommations (Groupes Electrogènes)	0	0	0	0	0
Pièces et consommables	17 779	26 819	31 329	35 839	40 349
Production (Groupes Electrogènes)	0	0	0	0	0
Production (Centrales Solaires)	4 299	4 299	4 299	4 299	4 299
Distribution	13 480	22 519	27 029	31 539	36 049
Distribution, Installations intérieures	0	0	0	0	0
Dépenses personnel	349 980	349 980	349 980	349 980	349 980
Direction générale	156 796	156 796	156 796	156 796	156 796
Agence locale	193 184	193 184	193 184	193 184	193 184
Autres coûts de fonctionnement	246 223	254 223	262 223	266 223	268 223
Frais véhicules	84 707	92 707	100 707	104 707	106 707
Carburant	46 707	46 707	46 707	46 707	46 707
Maintenance	38 000	46 000	54 000	58 000	60 000
Autres frais généraux	161 516	161 516	161 516	161 516	161 516
Consommables bureau, téléphone, etc	91 988	91 988	91 988	91 988	91 988
Formation	7 076	7 076	7 076	7 076	7 076
Honoraires de gestion	3 358	3 358	3 358	3 358	3 358
Assurance	31 094	31 094	31 094	31 094	31 094
Fiscalité	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Redevances	0	0	0	0	0
Autres taxes	0	0	0	0	0
Location de bureau	13000	13000	13000	13000	13000
Aléas (5% des autres coûts de fonctionnement)	12 311	12 711	13 111	13 311	13 411
TOTAL	1 341 694	1 631 195	1 843 715	2 056 267	2 268 369

1.5. La rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal

1.5.1. La base tarifaire

La base tarifaire est constituée des capitaux investis (hors coûts de branchement et compteurs) à rémunérer au promoteur. Elle est calculée à partir des investissements réalisés desquels sont déduits les montants des amortissements.

Les éléments relatifs au calcul de la base tarifaire sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 31 : Détermination de la base tarifaire

Base tarifaire (milliers de FCFA)	2019	2020	2021	2022	2023
Base Tarifaire initiale	-	35 363	65 710	78 322	90 826
Amortissement Base Tarifaire Initiale	-	1 768	3 286	3 916	4 541
Nouveaux investissements	37 225	33 806	16 734	17 285	17 870
Amortissements nvx investissements	1 861	1 690	837	864	893
Base Tarifaire Finale	35 363	65 710	78 322	90 826	103 261

1.5.2. Rémunération de la base tarifaire

La rémunération des capitaux investis est déterminée à partir du taux de rentabilité normal défini plus bas et de la valeur des actifs nets (Base Tarifaire) de l'opérateur. Elle est fixée à partir du coût du capital avant impôt (WACC) calculé selon les hypothèses ci-après :

Tableau 32 : Détermination du Coût moyen pondéré du capital

Eléments		Montant
Taux de rendement sans risque après impôts emprunts de l'Etat	Rf	6,5%
prime de risque de marché	Rm	5%
Béta	B	0,8
Coût des fonds propres	Re	10,50%
Coût de la dette	Rd	10,0%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC après impôt	10,28%
Taux impôts sur intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur les sociétés	Tc	30%
Coûts capital avant impôt	WACC avant impôt	12,18%

Le taux de rendement sans risque après impôt des emprunts de l'Etat est déterminé à partir du dernier emprunt obligataire du Gouvernement du Sénégal, qui a été fixé à 6,5%. En outre, le coût de la dette devant permettre à l'opérateur de lever des fonds sur le marché des capitaux pour le financement des investissements est fixé à 10%.

1.6. Revenus requis

Les revenus requis du titulaire de la concession doivent lui permettre de couvrir ses charges raisonnables d'exploitation et de maintenance (E&M), les amortissements des investissements demeurant dans sa concession (D), les éventuels impôts et taxes (T) et la rémunération de sa base tarifaire (K_i) au taux de rentabilité normal (r).

$$\mathbf{RR = E\&M + D + T + r.K_i}$$

Le revenu requis, pour couvrir les dépenses d'exploitation, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au cours des 5 premières années est évalué à 6 416 millions de F CFA.

Tableau 33 : Détermination du revenus requis sur la période 2019-2023

Eléments	Montants (en milliers F CFA)
VAN des Coûts d'exploitation	6 372 956
VAN des Amortissements	715 902
VAN de la Rémunération	31 027
Revenus Requis	7 119 886

2. La détermination du tarif

Les revenus requis pour l'exploitation de la concession proviennent de la subvention et des tarifs. La subvention d'un montant de 918 millions de F CFA est reprise sur toute la période de la concession comme recettes, le reste des revenus provenant des tarifs.

Ces tarifs correspondant à la composante énergétique de la facturation, sont déterminés à partir du tarif de base.

2.1.1. Tarifs de référence

Ces tarifs constituent une valeur de départ à ajuster pour déterminer les tarifs à appliquer pour générer des revenus égaux aux revenus requis en tenant compte de la reprise de la subvention.

2.1.2. Tarifs applicables aux conditions économiques de référence

Les clients des services 1,2 et 3 sont facturés au forfait. Les clients au service 4 sont facturés au kWh. Aux conditions économiques de référence, les tarifs correspondant à la composante énergétique sont présentés ci-dessous.

Tableau 34 : Tarifs applicables par niveau de service

Tarif à appliquer, à partir de : 2019	Part Energie	Redevance Tableau	Préfinancement des installations intérieures sur 10 ans	Total	
				(FCFA/mois)	(FCFA/kWh ou FCFA/Wc)
Service 1	2 597	192	0	2 789	
Service 2	4 794	192	0	4 986	
Service 3	8 989	192	0	9 181	
Service 4 (réseaux)	133	373	0	373	133
Service 4 (kit solaire)	93	192	0	192	93

2.1.3. Redevance tableau

La redevance présentée ci-dessous est constituée des frais de location du tableau client incluant des limiteurs de puissance dans chaque compteur des clients des services 1,2, et 3, facturés au forfait, et le compteur pour les clients du service 4. Elle est déterminée sur la base d'une période d'amortissement (location) de 25 ans et d'un taux d'intérêt de 15 %.

Tableau 35 : Redevance tableau

Redevance pour le tableau client	Client au forfait	Client au compteur	Clients kit solaire
Montant investissement (FCFA)	18 000	35 000	18 000
Taux de subvention	0,00%	0,00%	0,00%
Montant subvention (FCFA)	0	0	0
Apport de l'utilisateur à l'investissement (FCFA)	0	0	0
Montant Crédit (FCFA)	18 000	35 000	18 000
Durée amortissement	25		
Taux de rémunération annuel	12%		
Montant mensuel de la redevance (FCFA)	192	373	192

2.1.4. Grille tarifaire

Aux conditions économiques de référence, la grille tarifaire applicable par ERA dans la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou est présentée ci-dessous.

Tableau 36 : Grille tarifaire

Grille tarifaire clients au forfait	Service 1	Service 2	Service 3
Puissance mise à disposition (W)	Inférieure ou égale à 50 W	Comprise entre 50 W et 90 W inclus	Comprise entre 90 W et 180 W inclus
Participation de l'utilisateur à l'investissement (FCFA)	22 000	40 000	70 000
Composante énergétique (FCFA/mois)	2 597	4 794	8 989
Redevance tableau client (FCFA/mois)	192	192	192
Remboursement préfinancement installations intérieures (FCFA/mois) **	0	0	0
TOTAL (FCFA/mois)	2 789	4 986	9 181

Grille tarifaire clients service 4	Service 4 (réseau) supérieure à 180 W	Service 4 (kit solaire)
Participation de l'utilisateur à l'investissement (FCFA)	110 000	110 000
Composante énergétique (FCFA/kWh pour le réseau et FCFA/Wc/mois pour le kit solaire)	133	93
Redevance tableau client (FCFA/mois)	373	192
Remboursement préfin. Install. intérieures (FCFA/mois)**	0	0
Total FCFA/mois	373	192
Total FCFA/kWh ou FCFA/Wc/Mois	133	93
** sur 10 ans		

3. Indexation des tarifs

Les tarifs plafonds présentés ci-dessus ayant été déterminés à des conditions économiques de référence, des mécanismes d'indexation sont prévus pour protéger le concessionnaire contre l'inflation sur laquelle il n'a pas d'influence, mais aussi pour faire bénéficier aux usagers d'une baisse éventuelle de coûts.

3.1. Composante énergétique

Pour une prise en charge de l'inflation, une formule d'indexation est définie en fonction des catégories de charges à couvrir par l'opérateur.

3.1.1. Paramétrage de la formule d'indexation

Les charges de l'opérateur sont réparties en deux groupes :

- les charges en monnaie locale non indexées sur une devise ; et
- les charges en devise et en monnaie locale indexées sur une devise.

Chacune des catégories de charges ci-dessus est rapportée aux charges globales pour déterminer le facteur de pondération de l'inflation liée à ce type de dépenses. Les tableaux ci-dessous résument les éléments de calcul de ces différents facteurs.

Tableau 37 : Répartition des charges selon les catégories (en milliers de F CFA)

Eléments	VAN	2019	2020	2021	2022	2023
Autres achats énergie électrique	0	0	0	0	0	0
Autres consommations de production	0	0	0	0	0	0
Dépenses de personnel	1 255 894	349 980	349 980	349 980	349 980	349 980
Autres coûts de fonctionnement	926 265	246 223	254 223	262 223	266 223	268 223
Aléa	46 313	12 311	12 711	13 111	13 311	13 411
Total	2 228 471	608 514	616 914	625 314	629 514	631 614
Part du total	31%					
Eléments	VAN	2019	2020	2021	2022	2023
Rémunération de la base tarifaire	31 027	4 308	8 006	9 542	11 066	12 581
Amortissement des investissements	715 902	145 900	194 303	225 196	228 106	227 306
Pièces et consommables production	15 429	4 299	4 299	4 299	4 299	4 299
Pièces et consommables distribution	89 257	13 480	22 519	27 029	31 539	36 049
Total	851 615	167 987	229 127	266 067	275 010	280 235
Part du total	12%					
Eléments	VAN	2019	2020	2021	2022	2023
Achats combustibles	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0
Part du total	0%					
Eléments	VAN	2019	2020	2021	2022	2023
Achats SENELEC	4 039 799	715 400	987 462	1 187 072	1 390 914	1 596 406
Total	4 039 799	715 400	987 462	1 187 072	1 390 914	1 596 406
Part du total	57%					
Eléments	VAN	2019	2020	2021	2022	2023
Total	7 119 886	1 491 901	1 833 503	2 078 454	2 295 439	2 508 256

Les facteurs de pondération découlant de la répartition des charges selon les catégories sont résumés ci-dessous.

Tableau 38 : Facteurs de pondération des indices d'inflation

Facteurs de pondération		
Facteur de pondération de l'inflation locale	a	0,31
Facteur de pondération de l'inflation étrangère	b	0,12
Facteur de pondération de l'inflation sur le gasoil	c	0,00
Facteur de pondération de l'inflation sur l'énergie achetée à SENELEC	d	0,57

3.1.2. Formule d'indexation

A la date de signature du Contrat de Concession, et au début de chaque semestre, la composante énergétique de la grille tarifaire définie au point 6, est indexée par la formule ci-après :

$$P_{it} = P_{i0} * \Pi_t + r_{it}$$

Avec :

P_{it} : Tarif de vente applicable pour le niveau de service i durant le semestre t ;

P_{i0} : Tarif de vente de référence défini au point 6, applicable au client i ;

r_{it} : Redevance CRSE applicable au client i durant le semestre t, fixée sur la base de la redevance due par l'opérateur à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité ;

Π_t : Indice d'indexation déterminé par la formule suivante :

$$\Pi_t = a * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + b * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + c * \frac{IGO_t}{IGO_0} + d * \frac{IEE_t}{IEE_0}$$

Avec :

$IHPC_t$: moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par le Ministère chargé des finances durant les six mois précédant la date d'indexation.

$IHPC_0$: inflation locale de référence, fixée à 106,7 (moyenne des valeurs des six derniers mois de 2018).

IPC_t : moyenne arithmétique, au dixième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous les ménages, excluant le prix du tabac, en France publié par l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE), durant les six mois précédant la date d'indexation.

IPC_0 : inflation étrangère de référence, fixée à 102,94 (moyenne des valeurs des six derniers mois de 2018).

TC_t : moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA par rapport à l'euro publiée par la Banque Centrale des Etats d'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les six mois précédant la date d'indexation

TC_0 : la parité du Franc CFA par rapport à l'euro de référence, fixée à 655,957.

IGO_t : moyenne arithmétique, au dix millième près, du prix du gasoil (en FCFA/litre), incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministre chargé de l'Energie durant les six mois précédant la date d'indexation.

IEE_t : moyenne arithmétique, au centième près, du tarif de cession hors taxes de la SENELEC, applicable durant les six mois précédant la date d'indexation.

IEE_0 : tarif de cession fixé à 91,51 FCFA/kWh (moyenne des six derniers mois).

a : facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à 0,31.

b : facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à 0,14.

c : facteur de pondération de l'inflation sur la gasoil, fixé à 0,00.

d : facteur de pondération de l'inflation sur l'énergie achetée à la SENELEC, fixé à 0,55.

3.1.3. Périodicité d'indexation

L'évolution des tarifs résultant de l'indexation est applicable quel que soit son niveau à la date de signature du Contrat de Concession et à l'issue de la revue du 1^{er} janvier. Pour la revue du 1^{er} juillet, l'évolution des tarifs résultant de l'indexation n'est applicable que lorsque la variation de l'indice d'inflation est supérieure ou inférieure à 3%.

En tout état de cause, l'opérateur peut appliquer des tarifs en deçà des prix plafonds.

3.1.4. Composante non énergétique

Les montants du remboursement de la redevance tableau peut être ajusté en cas d'évolution significative des coûts, soit à l'initiative de la Commission soit à la demande de l'opérateur.

3.1.5. Correction du tarif de cession

Le tarif de cession de Senelec peut être ajusté en cas d'évolution.

4. L'harmonisation tarifaire

En 2017, le Gouvernement du Sénégal a pris la décision de procéder à l'harmonisation des tarifs sur l'ensemble du territoire national, dans le but d'assurer des conditions identiques d'accès et de facturation à tous les usagers de l'électricité quel que soit l'opérateur, sur la base des tarifs appliqués par Senelec.

Dans ce cadre, à l'issue des concertations, l'Etat et les concessionnaires ont signé des avenants aux contrats de concession pour mettre en œuvre des mesures d'harmonisation des tarifs applicables dans les différentes concessions d'électrification rurale.

Ainsi, l'Avenant n°1 au Contrat de Concession signé, le 16 janvier 2019, prévoit que le manque à gagner et les coûts résultant de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs seront compensés par l'État.

**ANNEXE 1 : TABLEAU DETAILLANT LES OBLIGATIONS
D'ELECTRIFICATION FIXEES A ERA**

N°	Localité	Commune	Départ.	Région	POP2013	CLIENTS	2019	2020
1	BARKEDJI/DAROU TANZIL	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	394	16	X	
2	MAODO PEULH	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	321	13	X	
3	DAROU KARIM	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	407	16	X	
4	TOUBA THIEKENE (DIAMAGUENE)	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	301	12	X	
5	TAIF THIEKENE	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	1 327	53	X	
6	MEDINA MOUNAWARA	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	381	15	X	
7	RIBOT ESCALE	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	912	36	X	
8	THIAKHATE MOURIDE - THIAHATE PEULH	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	543	22	X	
9	DAROU MANA	Payar	Koungheul	Kaffrine	468	19	X	
10	DAROU NAYIM	Payar	Koungheul	Kaffrine	761	30	X	
11	PAYAR	Payar	Koungheul	Kaffrine	1 276	51	X	
12	BOKKI DIOR WOLOF - BOKKI DIOR PEULH	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	363	15	X	
13	YETTY KHAYE	Ribot Escale	Koungheul	Kaffrine	1 500	60	X	
14	DIAYENE LOUR & SARE BIRAME	Lour Escale	Koungheul	Kaffrine	989	40	X	
15	TOUBA THIARENE BOUMAK	Lour Escale	Koungheul	Kaffrine	1 100	44	X	
16	LOUR ESCALE	Lour Escale	Koungheul	Kaffrine	2 988	120	X	
17	TOUBA ALIMINDA	Ida Mouride	Koungheul	Kaffrine	788	32	X	
18	KHOORDANE	Ida Mouride	Koungheul	Kaffrine	1 135	45	X	
19	GAINT PATHE	Gaint Pathé	Koungheul	Kaffrine	1 989	80	X	
20	BALACOUNDA	Dialocoto	Tambacounda	Tambacounda	839	34	X	
21	MADINA BOULACOUNDA & MADINA BOULACOUNDA SINTHHIAN	Dialocoto	Tambacounda	Tambacounda	633	25	X	
22	MADINA COUTA LABOYA	Dialocoto	Tambacounda	Tambacounda	305	12	X	
23	OUASSADOU DEPOT	Dialokoto	Tambacounda	Tambacounda	647	26	X	
24	DAMANTAN	Dialokoto	Tambacounda	Tambacounda	877	35	X	
25	DIALAKOTO	Dialokoto	Tambacounda	Tambacounda	828	33	X	
26	WASSAADOU & MADINA BAOUSSOU	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	622	25	X	
27	BADY & NOUGANE	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	476	19	X	
28	MADINA MAMADOU (BARKAYEL)	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	474	19	X	

N°	Localité	Commune	Départ.	Région	POP2013	CLIENTS	2019	2020
29	ARDOULAYE	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	388	16	X	
30	GOUREL YOBA	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	395	16	X	
31	MISSIRAH TABADIAN & BOULACOUNDA BOLOL	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	1 164	47	X	
32	HADALAYE NDIAPALDE	Missirah	Tambacounda	Tambacounda	356	14	X	
33	MEDINA KEGNETO	Bandafassi	Kédougou	Kédougou	500	20		X
34	DIAGUIRI	Kédougou	Kédougou	Kédougou	323	13		X
35	Khossanto	Saraya	Saraya	Kédougou	636	25		X
36	SABOU CIR PONDALA	Bembou	Saraya	Kédougou	1 054	42		X
37	BEMBOU	Bembou	Saraya	Kédougou	507	20		X
38	MASSA-MASSA	Khossanto	Saraya	Kédougou	406	16		X
39	MAMA KONO	Sabodala	Saraya	Kédougou	838	34		X
40	SABADOLA&MEDINA SABODALA	Sabodala	Saraya	Kédougou	1 541	62		X
41	BADIOULA	Bembou	Saraya	Kédougou	407	16		X
42	SARAYA	Bembou	Saraya	Kédougou	1 292	52		X
43	KONDOKHOU	Bembou	Saraya	Kédougou	694	28		X
44	DALOTO	Missirah sirimara	Saraya	Kédougou	827	33		X
45	KANSSANGUERI	Missirah sirimara	Saraya	Kédougou	1 390	56		X
46	MISSIRAH SIRIMANA	Missirah sirimara	Saraya	Kédougou	476	19		X
47	HAMDALAYE TESSANG	Missira	Tambacounda	Tambacounda	4 112	164	X	
48	KHENDE	Boulel Goumack	Kaffrine	Kaffrine	1 400	56	X	
49	MADINAT OUL SALAM IV	Kathiote	Kaffrine	Kaffrine	500	20	X	
50	GAINTH PEUL	Kathiote	Kaffrine	Kaffrine	1 100	44	X	
51	MEDINA DIANKE	Dianke Souf	Malhem Hodar	Kaffrine	1 900	76	X	
52	NGHABA	Dianke Souf	Malhem Hodar	Kaffrine	1 800	72	X	
53	NGUER MANDAKH	Dioukoul	Kaffrine	Kaffrine	2 100	84	X	
54	DOUBA LAMPOUR	Ida Mouride	Koungheul	Kaffrine	1 600	64	X	
55	IDA GADIAGA	Ida Mouride	Koungheul	Kaffrine	1 600	64	X	
56	IDA MOURIDE	Ida Mouride	Koungheul	Kaffrine	2 700	108	X	
57	KABA	Kahene	Koumpentoum	Tambacounda	5 630	225	X	

ANNEXE 2 : MATRICE DES COMMENTAIRES

THEMES	POINTS SOULEVEES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
LE MODELE	<p>LES INSUFFISANCES DU MODELE <i>Selon ERA, le modèle est en réalité, déséquilibré. L'équilibre affiché est le fait d'erreurs de paramétrages</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cf. page 8 : « Plusieurs erreurs de paramétrage du modèle lui ont donné en apparence un équilibre ». <p><i>Pour ERA, l'hypothèse qui sous-tend l'équilibre économique du modèle et qui est basée sur une consommation, par les clients au forfait, d'une quantité d'énergie largement inférieure à celle effectivement mise à leur disposition ne s'est pas vérifiée dans la pratique.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cf. page 40 : « Le modèle considère que cette énergie mise à disposition ne sera consommée qu'en partie (environ 30%). Autrement dit, sur ces forfaits, le concessionnaire achète moins d'énergie qu'il ne facture. Cette différence est censée ainsi contribuer à l'équilibre économique du modèle. - La fragilité de ce modèle réside sur le mode de détermination de l'énergie effectivement consommée par les clients au forfait. Cette fragilité est d'autant plus forte car l'énergie consommée telle que proposée dans le modèle est totalement arbitraire. Elle n'est ni le résultat d'un calcul, et ne s'appuie sur aucune étude. Il en découle un risque fort pour l'opérateur s'il advenait que les hypothèses de consommation étaient sous estimées car cela conduirait à une facture SENELEC proportionnellement supérieure à celle considérée dans le modèle ». <p><i>L'hypothèse d'un équilibre dès le démarrage de l'exploitation n'est, selon ERA, pas réaliste</i></p>	<p>Il serait aussi bon de revenir sur l'offre (le business plan) que EDF-Matforce avait soumis lors de l'appel d'offre après qu'ils aient eux même réalisé leur propre étude de faisabilité, malgré l'existence du PLE, qui, rappelons-le n'était fourni qu'à titre d'information dans le processus, et que chaque candidat était tenu de réaliser sa propre étude de faisabilité pour avoir ses propres hypothèses et proposer son propre business plan. Et c'est dans ces conditions qu'ils ont proposé un objectif PPER de 18001 ménages à raccorder en 3 an</p> <p>La non adhésion des clients, qui s'est traduite par un faible taux de pénétration dans les villages électrifiés, ne doit pas être uniquement imputable uniquement à une faiblesse de la capacité de paiement des populations, mais aussi des frais élevés de raccordement des ménages qui est une barrière importante à l'accès des populations qui n'ont pas de problème de paiement de leur factures mensuelles. Est-ce que l'offre commerciale du concessionnaire n'est-il pas à revoir par rapport aux technologies d'électrification proposées ?</p> <p>Dans le rapport, on ne sait pas si le concessionnaire a eu à avoir une stratégie commerciale pour les clients productifs et les PREM. Nous rappelons que dans cette concession, des PREMs ont été subventionnés. L'objectif des PREMs étant de booster la demande.</p> <p>Cet équilibre de l'exploitation dès le début de l'activité était axé sur une politique d'investissement très</p>

THEMES	POINTS SOULEVEES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
	<p>- Cf. Page 14 et 21 : « Les hypothèses du modèle sont fondées « <i>des Projections de Développement de l'activité technico-commerciale surévaluées avec un développement équilibré dès le début de l'activité</i> » alors que dans la réalité, le niveau d'adhésion des populations est demeuré faible. En effet, l'adhésion des populations rurales est restée bien en dessous des 70% de taux de pénétration prévu ».</p>	<p>soutenue sur les 3 premières années d'exploitation notamment en lignes MT et BT. ERA, n'ayant presque pas investi au cours des 3 premières années, a dévié de cette stratégie qui sous-tend l'équilibre de l'exploitation au démarrage. Il convient par conséquent de relativiser cette affirmation selon laquelle les projections de développement ont été surévaluées. A-t-on également atteint un niveau d'investissement permettant d'atteindre une masse critique de clients ?</p>
	<p><i>Le Concessionnaire fait remarquer que la grille salariale prévue dans les projections de coût n'est pas conforme aux réalités du terrain</i></p> <p>- Cf. page 11 : « Par ailleurs, sur la plan quantitatif, les niveaux de salaire ont été grandement sous-évalués, certainement afin que le modèle puisse s'équilibrer. Les salaires pratiqués par ERA rémunèrent très modérément l'effort et les sacrifices du personnel, et reste, à compétence égale, en deçà des salaires pratiqués par ASER par exemple ».</p>	<p>Il y a certainement eu une sous-évaluation des salaires, toutefois, les niveaux de salaires appliqués par ERA semblent aussi exagérés. La grille salariale de l'ASER ne doit pas constituer un référentiel pour un concessionnaire d'électrification rurale. Il faut tenir compte du fait que les spécificités de l'activité et de la clientèle ne peuvent pas supporter un certain niveau de charges.</p>
	<p><i>En terme d'effectif, ERA déclare avoir mis en place, à la date du 31 décembre 2017, une structure organisationnelle plus rationnelle que celle prévue dans le modèle</i></p> <p>- Cf. page 22 : Les projections à l'horizon 2017 prévoyaient un effectif de 81 personnes tandis qu'ERA, à la même date en présente 43.</p>	<p>Aligner ces écarts sur quantité aux écarts sur coût</p>
	<p><i>ERA affirme que la non-conformité du modèle tarifaire aux réalités du terrain explique un déficit moyen annuel de 312 millions de FCFA</i></p> <p>- Cf. page 12 : « Les écarts nombreux et de sensibilité variable entre le modèle tarifaire du contrat de concession et la réalité de la mise en œuvre de KTK ainsi que son développement sur les 20 prochaines années aboutissent à une différence de -7,8 milliard de FCFA entre les revenus requis et les recettes cumulées dans la durée de la concession 2013-2037 soit -312 millions F CFA de moyenne annuelle. Ce montant semble réaliste car les</p>	<p>Partager avec la CRSE le modèle duquel découlent ces données.</p> <p>Cette perte de l'ordre de 1 milliard est-il du le seul fait des éventuelles insuffisances du modèle ? Le déficit d'investissement n'a-t-il pas impacté sur la faiblesse du niveau d'activité et donc sur ce niveau de perte ?</p>

THEMES	POINTS SOULEVEES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
	<p>pertes réelles cumulées figurant sur les états financiers d'ERA de fin 2017 sont de l'ordre près d'1 milliard »</p>	
<p>LES CHARGES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE</p>	<p>RESPONSABILITE DE ERA DANS LE MODELE <i>ERA affirme que la Commission lui a donnée la latitude de faire évoluer de modèle initial suite à des insuffisances notées.</i></p> <p>- Cf. page 8 « Les conditions tarifaires de la concession et le modèle qui y a conduit n'ont pas pris une dimension suffisante afin de couvrir la problématique posée. <i>La démarche retenue par la Commission est de rester sur le modèle initial en laissant au concessionnaire la latitude de faire évoluer le modèle</i> ».</p> <p>LES DIFFICULTES DE L'EXPLOITATION LIEES A L'ETENDUE DE DE LA CONCESSION <i>ERA présente la superficie et la densité de sa concession comme des facteurs qui rendent difficile l'exploitation</i></p> <p>- Cf. page 17 : La densité de la population dans la concession KTK est d'une faiblesse extrême avec 16 habitants au km² (la moyenne nationale est de 80 habitants, à Dakar la densité est de 5700 habitants, 180 dans la région de Kaolack, 35 dans la région de Louga et 42 dans la région de Thiès). Nous avons donc là la densité la plus faible du Sénégal</p> <p>- Cf. page 73 : L'analyse du tableau de la masse salariale montre que le modèle financier a fortement minimisé le personnel devant servir à l'exploitation de la concession, vaste avec :</p>	<p>L'opérateur doit mettre en place une stratégie pour éviter des surcoûts qui ne devraient pas être supportés par ses clients à travers la base tarifaire. A cet effet, on note que dans la perspective de la révision des conditions tarifaires, ERA propose un changement substantiel des coûts de certaines hypothèses de base et l'intégration de nouveaux paramètres non prises en compte dans les conditions tarifaires initiales. Sur le principe, cette proposition est compréhensible, mais c'est la question de la fiabilité des informations fournies et de la pertinence des nouveaux paramètres à intégrer qui se posent ; cela devrait faire l'objet de vérification minutieuse et d'une analyse approfondie du régulateur pour voir leur acceptabilité. A titre d'exemple, on note que certaines charges d'exploitation d'ERA sont de loin supérieures aux standards applicables, comme la rémunération de son personnel.</p> <p>La région de Kédougou (Salémata, Kédougou et Saraya) n'est pas encore exploitée par ERA et ne devrait par conséquent pas, pour les besoins du bilan, être prise en compte dans la détermination de la densité. En isolant cette région, on se retrouverait avec une population de 722 573 habitants sur une superficie de 31 560 km² ; soit une densité de 23 habitants/km² compte non tenu de la zone de Guinguinéo.</p> <p>En Outre, ERA a fait son offre en toute connaissance des spécificités de la zone.</p> <p>Corriger aux conditions actuelles d'exploitation</p> <ul style="list-style-type: none"> - Superficie 31 560 km² - Densité : 23 habitants au km² compte non tenu de Guinguinéo

THEMES	POINTS SOULEVEES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
	i) Une superficie de 48 506km ² ; ii) 2 864 villages ; iii) 78 984 concessions ; iv) 77 505 ménages ; v) Une densité moyenne de 2 ménages au km ² ;	- Une densité moyenne de 4 ménages au km ²
LA CLIENTELE	<p>LES CAUSES DU RALENTISSEMENT DU RYTHME DE CROISSANCE DE LA CLIENTELE</p> <p><i>ERA explique le ralentissement de la croissance de la clientèle par le retard accusé dans le déblocage de la 3^{ème} tranche de la subvention destinée aux investissements.</i></p> <p>- Cf. page 53 : Par ailleurs le réseau n'a réellement été lancé qu'en 2015 pour la concession KTK. L'adhésion des clients connaît au départ un rythme lent et s'est améliorée entre 2015 et 2016. Toutefois, il faut préciser le retard subi dans le déblocage de la dernière tranche de la subvention fait qu'il n'y a pas eu de gros investissements entre mi 2016 et l'année 2017. Cette situation tend à ralentir le rythme de croissance d'acquisition des clients</p>	<p>La subvention n'est pas la seule source de financement des investissements. Le Capital qui était destiné à financer une partie des investissements a été utilisé à d'autres fins. Les crédits à LT également prévues pour la couverture d'une partie des investissements n'ont aussi pas été mobilisés. On ne saurait, dans ces conditions, imputer le déficit d'investissement au retard subi dans le déblocage de la dernière tranche de la subvention.</p>
L'EXCLUSIVITE DU PERIMETRE	<p>REMISE EN CAUSE DE L'EXCLUSIVITE ASSUREE AU CONCESSIONNAIRE</p> <p><i>ERA déplore l'investissement de son périmètre par des vendeurs de kits solaires ; ce qui viole l'exclusivité qui était convenue dans le contrat et explique, en partie, la faiblesse de la puissance totale service aux clients.</i></p> <p>- Cf. page 48 : « L'analyse du tableau montre une puissance totale servie aux abonnés aussi bien kit solaire que centrale solaire globale de 118 150 Wc au 31 décembre 2017, qui est largement inférieure aux prévisions du modèle financier (472 825 Wc) ; soit 25% de cette prévision. Cela se justifie par le fait qu'ERA n'a réalisé que 25% des investissements prévus pour ce segment pour cause de non mobilisation de la 3^{ème} tranche de subvention. Il faut ajouter à cela que la présence d'opérateurs libres sur le marché du kit solaire, avec un consentement muet des autorités en la matière remet en cause l'exclusivité assurée au concessionnaire. Une saisine</p>	<p>Sur l'ensemble du territoire national, l'achat de kits est libre pour l'ensemble des consommateurs. La subvention est-elle la seule source de financement des investissements? ERA s'était engagé à financer une partie des investissements par des emprunts. A cela, il faut également ajouter que le Capital n'a pas été entièrement libéré. Il faut donc aussi, dans un soucis d'objectivité, mentionner les difficultés de ERA à mobiliser d'autres financements et à bénéficier de l'intégralité du Capital. Il est également à souligner qu'une partie de la subvention libérée n'est théoriquement pas épuisée vu que le montant des investissements réalisés à ce jour sont inférieur au montant des subventions reçues et que lesdites subventions sont exclusivement destinées aux investissements.</p>

THEMES	POINTS SOULEVEES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
	<p>a été adressée à la CRSE sur la question et n'a pas encore fait l'objet d'une réponse de la commission ».</p>	
<p>ENTRETIEN ET MAINTENANCE DES EQUIPEMENTS</p>	<p>DIFFICULTE DANS L'ENTRETIEN DES KITS SOLAIRES <i>ERA se doit de répondre, du fait du non-respect des protocoles de gestion des équipements par les clients, à une multitude des dysfonctionnements sur les kits solaires.</i></p> <p>- Cf. page 11 : « Sur la technologie des kits solaires : le nombre élevé d'interventions liées au facteur humain et qui conduisent à des dysfonctionnements des systèmes (mauvais entretien des panneaux par les clients, surchauffe des batteries du fait de l'entreposage des récoltes ou autres objets sur les batteries »</p>	<p>Les clients ont-ils été formés à la gestion et à l'entretien des batteries ? Le cas échéant, est ce que les formations ont été bien menées ?</p>
	<p>OBLIGATION D'ENTRETIEN ET DE RENOUELEMENT DES INSTALLATIONS <i>ERA déclare satisfaire à ses obligations d'entretien et de renouvellement des installations</i></p> <p>- Cf. Page 64 : L'entretien et le renouvellement des installations réalisées dans le cadre du PPER sont effectués régulièrement, aussi bien dans la maintenance préventive que dans la maintenance curative</p>	<p>Cette affirmation est à relativiser. Une visite à Fass Ndiayène, lors des visites effectuées dans le cadre de l'audit des concessions d'électrification rurale, faisait état de batteries hors service depuis plus de plusieurs mois et non renouvelées. On ne sait pas si à ce jour, elles l'ont été.</p>
<p>INVESTISSEMENTS</p>	<p>LA FAIBLESSE DU NIVEAU D'INVESTISSEMENT <i>ERA explique en partie la faiblesse du niveau d'investissement par le reliquat de la subvention qui n'est pas encore libéré</i></p> <p>- Cf. Page 62 : Le faible niveau de l'investissement (26%) par rapport au prévisionnel au terme de 2017 est essentiellement lié aux facteurs ci-après :</p> <p>i) Surestimation du marché surtout au réseau dont la cible n'est atteinte qu'à hauteur de 12% au 31 décembre 2017 ;</p> <p>ii) Subvention qui n'est toujours pas intégralement versée ;</p> <p>i) Conditions d'exploitation actuelles qui ne</p>	<p>Outre les subventions, le plan de financement du programme d'investissement intégrait le recours aux emprunts ; capitaux privés que ERA n'a pas mobilisés. Il s'y ajoute également que le capital de ERA n'a, à ce jour, pas encore été entièrement libéré. La non mobilisation de ces financements et l'affectation d'une partie des ressources mobilisées (capital et subvention libérés) à d'autres dépenses sont la principale cause du déficit d'investissement.</p> <p>Les raisons du niveau d'atteinte de la cible (12%) peuvent également être situées dans la faiblesse des investissements surtout en réseau qui</p>

THEMES	POINTS SOULEVEES PAR ERA	COMMENTAIRES DE LA CRSE
	<p>garantissent aucune possibilité de rentabilité du capital déjà investi et à investir. Les quelles conditions sanctionnées par un cumul de déficit constaté durant toute la période d'exploitation 2012 – 2017.</p>	<p>a freiné le potentiel d'atteinte de la clientèle.</p> <p>En résumé, globalement ERA n'a pas respecté ses engagements d'investissement, ERA n'a pas levé la dette de la convention de financement, ERA a fait des choix technologiques qui n'optimise pas ses charges d'exploitation, ERA engage des charges de personnel qui ne sont pas en cohérence avec le contexte de son activité et de son exploitation, enfin ERA a fait un détournement d'objectif en utilisant 74% de la subvention à l'investissement pour faire face à ses charges de fonctionnement.</p>

ANNEXE 3 : BILAN ET PROJECTIONS DE COÛT DE ERA



ERA, L'énergie du développement rural.

REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES

RAPPORT D'EXPLOITATION 2013-2017

ERA, L'énergie du développement rural.

3.2.2 Evolution de l'énergie vendue.....	39
3.2.3 Evolution de la clientèle	52
3.2.4 Evolution du chiffre d'affaires	59
3.3 Qualité du service.....	61
3.4 Investissements sur la période 2013 – 2017	61
3.4.1 Equipements et matériels	61
3.4.2 Installations intérieures.....	62
3.4.3 Ouvrages en reprise	63
3.5 Normes et obligations contractuels	64
3.5.1 Obligations	64
3.5.2 Autres questions relatives au normes.....	66
3.6 Résultats financiers de l'exploitation	67
3.6.1 Soldes intermédiaires de gestion	67
3.6.2 Composition des principaux postes de charges prévus et réalisés.....	71
4. Perspectives de développement 2018 – 2021	75
4.1. Perspectives de développement du parc de production 2018 – 2021	75
4.2. Perspectives de développement du réseau 2018 – 2021	76
4.3. Investissements de fonctionnement.....	78
4.3.1. L'organisation	78
4.3.2. Les moyens	81
4.4. Plan d'actions prioritaire 2018 – 2021	81
5. Appréciation de la formule de contrôle des revenus.....	84

Index des tableaux

Tableau 1: Taille de la concession (Source : Données ANSD 2013 (les localités exploitées par SENELEC sont exclues)	16
Tableau 2 Densité population – ménages	17
Tableau 3: Composition de l'effectif prévu et réalisé durant la période 2013 – 2017	22
Tableau 4: Situation de la ligne MT prévue et réalisée durant la période 2013 – 2017	25
Tableau 5: Localisation des lignes MT et nombre de Km par village	25
Tableau 6: Répartition des postes prévus et réalisés durant la période 2013 – 2017	26
Tableau 7: Localisation des postes	26
Tableau 8: Répartition des lignes BT (en km) prévues et réalisées durant la période 2013 – 2017	28
Tableau 9: Localisation des lignes basses tension	28
Tableau 10: Valeur unitaire du potelet prévue et réalisée entre 2013 et 2017	29
Tableau 11: Valeur unitaire du câble branchement prévue et réalisée entre 2013 et 2017	30
Tableau 12: Valeur unitaire du gestionnaire prévue et réalisée durant la période 2013 - 2017	30
Tableau 13: Valeur unitaire du compteur et de sa protection prévue et réalisée durant la période 2013 – 2017	31
Tableau 14: Valeur unitaire des accessoires aux branchements prévue et réalisée pour la période 2013 – 2017	31
Tableau 15: Valeur unitaire des installations intérieures prévue et réalisée entre 2013 et 2017	32
Tableau 16: Valeur unitaire du panneau et fixation prévue et réalisée entre 2013 - 2017	34
Tableau 17: Valeur unitaire du régulateur prévue et réalisée entre 2013 – 2017	34
Tableau 18: Valeur unitaire d'une batterie prévue et réalisée entre 2013 – 2017	35
Tableau 19: Valeur unitaire des accessoires prévue et réalisée entre 2013 – 2017	35
Tableau 20: Valeur unitaire des câbles et lampes prévue et réalisée entre 2013 – 2017	36
Tableau 21: Nombre de localités électrifiées prévues et réalisées	38
Tableau 22: Nombre de ménages des localités concernées prévus et réalisés au 31 décembre 2017	39
Tableau 23: Calcul de la marge sur les forfaits sur le modèle tarifaire	40
Tableau 24: Dimensionnement des forfaits ERA	41
Tableau 25: Consommation des forfaits dans le village d'HAMDALLAYE	41
Tableau 26: Consommation des forfaits dans le village de DIABY	43
Tableau 27: Niveau de consommation prévue et à réalisée selon le modèle financier	45
Tableau 28: Puissances installées prévues et réalisées	46
Tableau 29: Appel de puissance prévu et réalisé	47
Tableau 30: Puissance par service prévue dans le modèle financier	47

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 31:Puissance installée chez l'abonné prévue et réalisée	48
Tableau 32:Puissance installée par niveau de service et source d'énergie (kW).....	49
Tableau 33:Puissance installée par service au solaire.....	49
Tableau 34:Puissance installée par service au réseau	50
Tableau 35:Répartition des clients par types d'abonnements et par source d'énergie	52
Tableau 36:Evolution des abonnés par source d'énergie	53
Tableau 37:Répartition des clients par type d'abonnement.....	54
Tableau 38:Répartition des abonnements par niveau de service (en pourcentage) Figure 6:Quote-part des différents types d'abonnement	56
Tableau 39:clientèle prévue dans le modèle financier et acquise	57
Tableau 40:Clientèle projetée et acquise au réseau	58
Tableau 41:Clientèle projeté et acquise au 31 décembre 2017.....	59
Tableau 42:Répartition du chiffre d'affaires	60
Tableau 43:Tableau de variation du chiffre d'affaires annuel	60
Tableau 44:Répartition des investissements prévus et réalisés entre 2013 et 2017 (en milliers de FCFA).....	61
Tableau 45:Répartition par service des câbles et accessoiresdes installations intérieures prévues et réalisées en (milliers de FCFA).....	62
Tableau 46:Répartition par service des câbles et accessoires des installations intérieures prévues et réalisées en (milliers de FCFA).....	63
Tableau 47:Evolution de la marge brute de 2013 à 2017	67
Tableau 48:Evolution de la valeur ajoutée de 2013 à 2017	68
Tableau 49:Evolution de l'excédent brut d'exploitation de 2013 à 2017	69
Tableau 50:Evolution du résultat d'exploitation de 2013 à 2017	69
Tableau 51:Evolution du résultat des activités ordinaires de 2013 à 2017.....	70
Tableau 52:Evolution du résultat hors activités ordinaires de 2013 à 2017	70
Tableau 53:Evolution du résultat net de 2013 à 2017	70
Tableau 54:Niveau de consommation d'énergie prévue et réalisée entre 2013 et 2017.....	71
Tableau 56:Composition et évolution des autres coûts de fonctionnement prévus et réalisés durant la période 2013 - 2017.....	74
Tableau 57: Coûts d'investissements centrale solaire	76
Tableau 58: Développement clients villages centrales solaires.....	76
Tableau 59: Développement villages raccordés au réseau (PPER)	76
Tableau 60: Investissement réseau 2018-2019.....	77
Tableau 61: Investissement installations intérieures 2018-2021	77

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 62: Nouveaux clients 2018-2021 78

Index des illustrations

Figure 1: Dispersion des villages dans la concession KTK..... 18
Figure 2: Pauvreté au Sénégal 2013 (source ANSD) 19
Figure 3: Puissance installée par niveau de service au solaire 50
Figure 4: Puissance installée par service au réseau 51
Graphique 4 : Figure 5: Répartition des clients par type d'abonnement 55
Tableau 38: Répartition des abonnements par niveau de service (en pourcentage) Figure 6: Quote-part des différents types d'abonnement 56
Figure 7: Organigramme cible horizon 2020 80



Préambule

Conformément au contrat de concession et aux textes qui le régissent, une révision quinquennale est prévue afin d'ajuster les conditions d'exploitation du concessionnaire. C'est à cet exercice qu'ERA fait face pour une première fois, et c'est également le premier exercice au niveau national et par conséquent pour la CRSE.

La base comparative du bilan présenté dans le présent rapport et ses annexes n'est donc pas un quinquennat précédent car il n'y en a pas ; C'est un modèle tarifaire mis en place par la CRSE afin de fixer les conditions tarifaires dans la concession qui servira de référentiel. Il est donc dès lors permis de considérer que ce modèle devra être revisité afin de comprendre pourquoi, dans les faits, les hypothèses contenues dans les conditions tarifaires de l'époque n'ont pas été réalisables et donc pas réalisées durant ce premier quinquennat marqué par le développement de la concession KTK et montée de son exploitation.

D'une manière générale, le défi auquel les concepteurs du modèle étaient confrontés, était d'une part d'assurer les meilleures conditions technico-financières du développement de l'accès à l'électricité à 18.000 ménages avec un budget d'environ 9 milliards de F CFA. Mais il s'agissait également d'autre part, s'assurer une stabilité rapide de l'exploitation basée sur une organisation idéalement peu coûteuse afin d'aboutir à une tarification non subventionnée mais raisonnablement supérieure au tarif urbain de SENELEC, certes subventionnée. Dans un pareil exercice, la logique veut que la démarche soit la plus minimaliste sur le coût des facteurs, et maximaliste sur les résultats économiques afin d'aboutir à un équilibre apparent.

Cette révision quinquennale a ainsi forcément un caractère exceptionnel.

La confection du présent rapport est donc un travail difficile pour ERA, une entreprise relativement jeune et confrontée à de multiples défis structurels et opérationnels. Ce rapport, dont la réalisation a pris du retard pour les raisons précédemment évoquées, restera certainement perfectible. La direction générale remercie l'équipe d'experts de la CRSE pour les conseils prodigués durant sa confection.

Les conditions tarifaires fixées au moment de la signature du contrat de concession ont à plusieurs titres largement sous-estimé la réalité de l'exploitation d'une concession d'électrification, et n'ont pas pris en compte les efforts de développement de celle-ci or KTK représente 25% de la superficie du Sénégal, elle s'étend sur 3 régions, couvre 9 départements, englobe plus de 70 communes et plus de 2500 villages.

Cette sous-estimation de la réalité, des contraintes et efforts de mise en oeuvre dans les conditions tarifaires initiales, n'est pas une négligence car il n'y a pas de précédent ; elle trouve ses origines dans le plan local d'électrification (PLE). Ce plan a été confectionné en 2009 et présentant des hypothèses diverses (techniques, commerciales, organisationnelles), mais sans référentiel, pour établir un modèle préliminaire. Ce PLE a conduit à la confection du modèle d'évaluation MATILDE, réalisé par le même bureau d'études et reprenant à quelques mesures près les mêmes hypothèses. Et finalement, celles-ci allaient servir de base de travail pour la détermination des conditions tarifaires en vigueur. Ces conditions sont à présent à modifier dans une sensibilité au moins égale aux écarts que la réalité présentée fera constater. Un mémorandum a été adressé à la CRSE au mois de Juin 2017 afin de faire ressortir la non-conformité des hypothèses de bases. Il est annexé au présent rapport.

ERA, L'énergie du développement rural.

C'est donc dans cet esprit que ce premier rapport a été confectionné avec la motivation de démontrer que ce modèle de concession d'électrification rurale, unique dans son genre, devient une réalité. Mais il doit le rester, et sa durabilité, dans l'exercice de cette première révision, nécessitera de la part des évaluateurs une bonne compréhension de sa transcription dans la réalité socio-culturelle, opérationnelle, géographique économique ... de la concession.

En termes synthétiques, les conditions tarifaires de la concession et le modèle qui y a conduit n'ont pas pris une dimension suffisante afin de couvrir la problématique posée. ERA a mis en place et partagé un modèle contradictoire dans le but de projeter un retour à l'équilibre en tenant compte des conditions réelles de développement et d'exploitation. Ce modèle n'a pas été retenu par la CRSE pour servir de base de travail. La démarche retenue par la commission est de rester sur le modèle initial en laissant au concessionnaire la latitude de le faire évoluer.

A la base, les conditions tarifaires n'ont en particulier pas tenu compte des facteurs suivants :

- L'effort de développement de la concession ;
- L'effort d'organisation auquel le concessionnaire allait faire face.
- L'effort d'exploitation
- Par ailleurs, plusieurs erreurs de paramétrage du modèle qui lui ont donné en apparence un équilibre.

L'effort de développement

Au départ, c'est-à-dire après la signature du contrat de concession, une concession d'électrification rurale est un grand vide que le concessionnaire s'engage à occuper et à développer. C'est donc un projet que la seule proposition présentée lors de l'appel d'offres ne suffit pas à mettre en oeuvre. Cet effort implique des investissements en délais et en ressources.

Les délais en matière de développement d'une concession sont divers :

- Délais administratifs liés principalement à la mise en vigueur du contrat de concession, qui se sont avérés anormalement longs (3 ans), mais à minima auraient duré une année.
- Les délais de mise en place de l'entreprise sur le plan des ressources, humaines matérielles et autres.
- Délais d'étude et de conception autant sur le plan technique (reconnaissance dans la concession, élaboration du Programme Prioritaire d'Electrification Rurale, sélection des technologies à mettre en place en particulier pour le comptage auprès des clients au forfait). Il s'agit également des délais de communication et de commercialisation, afin de donner au concessionnaire une légitimité mais aussi et surtout d'introduire un système nouveau de tarification.

ERA, L'énergie du développement rural.

Si on considère les charges du personnel et les charges diverses telles que figurant sur modèle le modèle CRSE pour les deux premières années, le montant des pertes serait de l'ordre de 255 millions de F CFA (voir modèle tarifaire CRSE). En réalité sur trois ans, ces pertes s'élèvent à plus de 500 millions de F CFA (voir états financiers fournis).

A ces délais doivent d'ajouter des coûts indispensable au lancement de l'activité du concessionnaire :

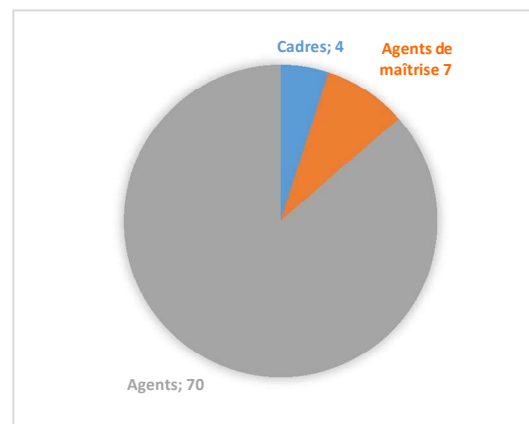
- Coût d'établissement de l'entreprise et de ses agences.
- Coûts financiers liés à la mobilisation de la subvention (caution)
- Coûts des études, en particulier pour les travaux (études d'implantation, études de réalisation, suivi et réception)
- Coûts de commercialisation et de communication.

Une mission de due diligence a été menée pour l'exercice comptable 2017 afin d'évaluer ces coûts. Le montant total a été évalué à 747 millions de FCFA requalifié comme investissement (donc à ammortir) et non comme pertes. Cette correction des écritures conforme aux normes de l'OHADA a été apportée dans les états financiers 2017.

L'effort d'organisation

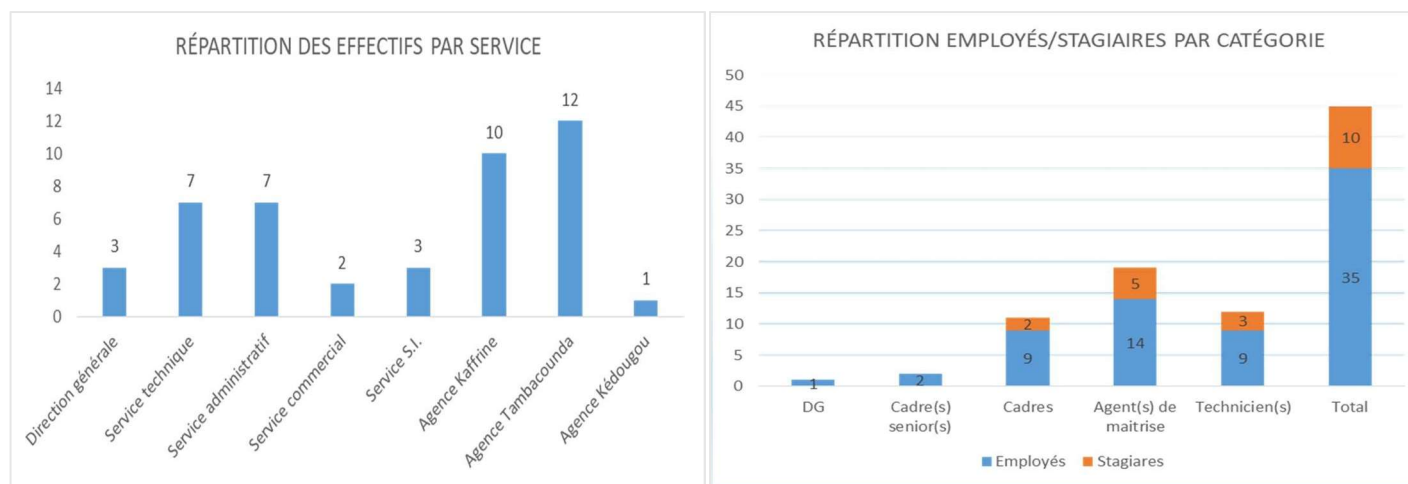
Le modèle tarifaire est basé sur une organisation de type « ERIL » en tentant de l'adapter à la géographie plus importante dans une concession. Le niveau d'encadrement projeté après 5 ans devait donc être de moins de 5%, avec moins de 10% de techniciens supérieurs ou équivalent.

	Année 5
Gestion	11
Directeur	1
Responsable commercial	1
Responsable technique	1
Gestionnaire comptable	1
agents facturier-recouvrement	7
Appui	11
Secrétaire - nombre	1
Chauffeurs	8
Gardiens	2
Exploitation	59
Superviseurs	7
agents locaux	52
TOTAL	81



ERA, L'énergie du développement rural.

Mais il ressort de la pratique du développement et de l'exploitation de la concession, que l'organisation permettant de faire face aux tâches se rapproche plus d'un micro-modèle de SENELEC.



Cette organisation de l'entreprise permet de faire face à :

- L'effort technique de planification, de réalisation et d'exploitation des installations de distribution et de production (centrales solaires). ERA compte 5 ingénieurs électriciens ou électrotechniciens ainsi que trois techniciens supérieurs.
- L'effort de commercialisation avec 2 cadres dont l'un destiné au secteur productif.
- L'effort d'administration avec un responsable financier, appuyé par un comptable général, un gestionnaire de stocks, un chargé de la comptabilité analytique et un comptable chargé du recouvrement.
- L'effort d'information avec un ingénieur informaticien chargé des systèmes d'informations appuyé d'un chargé du système d'information géographique (niveau master) et un chargé du réseau de l'intranet/internet (également niveau master). A noter qu'ERA a développé son propre CRM sur plateforme SHAREPOINT.
- Et l'effort de présence sur le terrain par les agences et bureaux de proximité.

L'organisation cible à l'horizon 2020 figure dans la 4^{ème} partie du présent rapport.

Mais il convient de souligner que les charges salariales telles que projetées sur le modèle tarifaire ont été largement sous-estimées. Sur le plan qualitatif une concession d'électrification rurale représente un taux d'encadrement bien supérieur à ce qui était pensé, et cet encadrement doit être diversifié pour

ERA, L'énergie du développement rural.

assurer une bonne assise au fonctionnement d'une activité de distribution. Par ailleurs, sur le plan quantitatif, les niveaux de salaire ont été grandement sous-estimés, certainement afin que le modèle puisse s'équilibrer. Les salaires pratiqué par ERA rémunère très modèrément l'effort et les sacrifices du personnel, et reste, à compétence égale en deça des salaires pratiqués par ASER par exemple.

L'effort d'exploitation

L'effort lié à l'espace couvert

L'espace couvert est déjà indiqué, il représente moins de 10 villages pour 100 km² en tenant compte de tous les villages de la concession. En se limitant aux seuls villages de plus de 500 habitants (environ 400), cette densité passerait à 10 villages pour 137 km². A titre d'exemple, la base tarifaire de la CRSE prévoyait 1 superviseur et un véhicule pour 50 localités électrifiées. ERA considère qu'il ya lieu de modifier cette hypothèse afin de tenir compte de ce facteur spacial. Ainsi il est considéré qu'1 superviseur ne couvrira que 25 localités électrifiées, et il faudra qu'un véhicule ne couvre que 20 localités au lieu de 50 afin de prendre en compte les véhicules liés aux autres fonctions de l'entreprises.

Le nombre de localités sera de l'ordre de 540 village dont près de la moitié seront des localités transférées. Les conditions financières de ces reprises ne sont pas prises en compte dans les projections, afin de ne pas allourdir le modèle car un paiement du concessionnaire à l'Etat aura un effet d'augmentation sur le tarif. Les projections prennent cependant en considération que le raccordement des clients de ces villages coûtera 450 M FCFA qui ne sont pas prévus dans le plan d'investissement du PPER.

L'espace de la concession doit également être occupé afin de réduire les distances de part et d'autres entre les abonnées et l'opérateurs. Ce sont les agences régionales étant elles même distante de plus de 100 km des usagers implique inmanquablement des sous-agences ou bureaux de proximité.

L'effort lié à la maintenance

Cet effort s'ajoute à celui lié à la distance, mais il prend en compte la nature des interventions et pour l'essentiel :

- Sur la technologie des kits solaires : le nombre élevé d'interventions liées au facteur humain et qui conduisent à des dysfonctionnements des systèmes (mauvais entretien des panneaux par les clients, surchauffe des batteries du fait de l'entreposage des récoltes ou autres objets sur les batteries). Mais il s'agit également des fraudes sur les régulateurs et sur les batteries. Dans tous les cas la conséquences est une dégradation et un remplacement prématuré des composants.
- Sur la technologie du réseau c'est surtout une mauvaise estimation de la demande et la non prise en compte de son évolution qui constitue la difficulté.
 - o La consommation des clients domestiques, au forfait notamment a été sous-estimée dans le modèle tarifaire qui considérait une consommation inférieure à 50% de l'énergie à positionner. Mais dans la réalité, et malgré les mesures de prudence prises par le

ERA, L'énergie du développement rural.

concessionnaire, les clients au forfait consomment bien la totalité de l'énergie disponible. Cette situation a conduit à une différence de +14% sur les achats SENELEC par rapport à la prévision du modèle. Elle aurait été de +50% si ERA n'avait pas pris l'initiative de limiter cette énergie.

- La consommation du secteur productif et son développement n'ont également pris en considération. La conséquence a été de devoir remplacer des lignes BT de 116 mm² par du câble de 35 mm², et des transformateurs de 50 kVa par du 100 ou 160 kVa dès la première année après la mise en service des villages. D'ailleurs, il a été retenu de n'installer que des câbles de 35 mm² dans les projections d'ERA. Nous encourageons les projets de l'Etat (PNUER/PUDC) à proscrire les câbles de diamètre inférieur à 35 mm² et les transformateurs de puissance d'au moins 50 kVa (le PNUER installe des transformateurs de 25 kVa dans certains villages).

Pour conclure

Les écarts nombreux et de sensibilité variable entre le modèle tarifaire du contrat de concession et la réalité de la mise en œuvre de KTK ainsi que son développement sur les 20 prochaines années aboutissent à une différence de -7,8 milliard de FCFA entre les revenus requis et les recettes cumulées dans la durée de la concession 2013-2037 soit -312 millions F CFA de moyenne annuelle.

Ce montant semble réaliste car les pertes réelles cumulées figurant sur les états financiers d'ERA de fin 2017 sont de l'ordre près d'1 milliard de FCFA.

Ce déficit de 7,8 milliard FCFA équivaut à une hausse tarifaire de 60,4% rétroactivement depuis 2013 étant donné que les projections présentées incluent la période 2013-2017. Il pourra être résorbé par plusieurs leviers

- Une compensation exceptionnelle de ces pertes antérieures (1 milliard FCFA) réduirait l'impact tarifaire qui passerait de 60,4% à 52,5%.
- Une réduction du tarif d'achat à Senelec de 25% (68,55 F/kWh au lieu de 90,4) à compter de début 2019, cumulé avec la compensation exceptionnelle porterait le déficit à près de 5 milliards de F CFA. L'impact tarifaire ne serait plus que de 38,5%
- D'autres leviers peuvent être envisagés tels qu'une subvention d'investissement (destinée à l'achat d'équipement d'exploitation donc sans incidence sur l'électrification), une pareille subvention à hauteur d'1 milliard de F CFA combinée avec les leviers ci-dessus réduirait l'impact tarifaire qui passerait de 38,5% à 31%. Le prix du kWh passerait ainsi de 144 F à 188 F (et donc la compensation tarifaire liée à l'harmonisation serait de 97 F /kWh au lieu de 53 F). Sans les mesures préconisées le tarif du kWh passerait à 230 F soit une compensation de l'harmonisation de 139 F/kWh.

1. Présentation de ERA et de la concession Kaffrine Tambacounda et Kédougou

1.1. Cadre institutionnel

La société Energie Rurale Africaine (ERA S.A.) a été créée au mois de juin 2011 à la suite de la signature du contrat de concession d'électrification rurale entre l'Etat du Sénégal et le Groupement EDF – CSI MATFORCE signé le 29 juin 2011. Cette création est une des conditions pour l'entrée en vigueur du contrat de concession.

La signature de ce contrat de concession s'appuie sur le cadre institutionnel en vigueur et notamment :

- la loi 98-29 relative au secteur de l'électricité ;
- le décret 98-333, fixant l'organisation et le fonctionnement de la CRSE ;
- le décret 98-334, fixant les modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production, de distribution et de vente d'énergie électrique ;
- le décret 98-335 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires.

Le contrat de concession est composé de :

- a) l'Acte d'engagement et ses annexes;
- b) le Cahier des clauses administratives particulières (CCAP) ;
- c) le Cahier des clauses administratives générales (CCAG) ;
- d) le Contrat de concession et ses annexes suivantes:
 - le Cahier des charges et ses annexes
 - la Convention SENELEC-Concessionnaire
 - avantages fiscaux et douaniers accordés aux concessionnaires d'électrification rurale et aux porteurs de projets ERIL soutenus par l'ASER
- e) la Convention de financement; et
- f) l'Offre du Concessionnaire après négociation.

Conformément à l'acte d'engagement, ERA a obtenu les arrêtés suivants :

- arrêté 3964/MEM/CRSE du 29/05/2012 portant attribution d'une licence de vente d'énergie électrique ;
- arrêté 3965/MEM/CRSE du 29/05/2012 portant attribution d'une concession de distribution d'énergie électrique ;

ERA, L'énergie du développement rural.

- arrêté 7604/MEDER/CRSE du 23/05/2016 portant approbation du Règlement de service pour la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou.

Tel que stipulé dans l'acte d'engagement « Le Maître de l'ouvrage délégué s'engage par les présentes à payer au Concessionnaire le montant de la subvention du FER en échange du raccordement ou de la mise en service électrique du nombre total d'abonnés, soit un nombre de dix-huit mille un (18.001) abonnés, sur lequel le Concessionnaire s'est engagé au titre de ses obligations dans le Périmètre de la Concession, dans un délai de trente-six (36) mois à compter de la date de mise en vigueur du Contrat de concession. »

Les conditions de versement de cette subvention font l'objet d'une convention de financement qui est partie du Contrat de concession. Cette convention fixe les conditions de versement de la subvention en fonction de l'atteinte des résultats en nombre total d'abonnés. Elle donne également le plan de financement prévisionnel des investissements nécessaires à l'atteinte de ces résultats dans le cadre du Programme Prioritaire d'Electrification Rurale de la concession (PPER).

- Capital social : 1.263 M F CFA
- Reports : 89 M F CFA
- Subvention : 5.089 M F CFA
- Crédit moyen terme : 1.640 M F CFA
- Crédit court terme : 384 M F CFA

ERA a adressé un mémorandum à la CRSE au mois de juin 2017 sur les difficultés de mise en œuvre du contrat de concession afin de justifier la nécessité d'une révision exceptionnelle. Ce mémorandum a fait la critique des projections contenues dans le dossier d'appel d'offre relatif à KTK (notamment le Plan Local d'Electrification, et le modèle MATILDE d'évaluation des offres). Ces documents indiquaient une capacité à payer trop élevée et qui n'a pas été vérifiée dans la réalité. Par ailleurs les projections de développement de l'activité technico-commerciale ont été surévaluées et ont ainsi fait valoir en théorie un développement équilibré dès le début de l'activité, ce qui n'a également pas pu être vérifié.

L'organisation type du concessionnaire, telle que proposée dans ces documents, certes à titre indicatif, a été largement simplifiée, aussi bien en termes quantitatifs qu'en termes qualitatifs et de structure.

Enfin, sans remettre en cause l'équilibre fondamental du contrat de concession, ce mémorandum a également mentionné les difficultés de sa mise en œuvre administrative déjà ressenties au cours de sa mise en vigueur (3 ans). Ces difficultés se sont prolongées (et se prolongent encore) sur des problématiques fiscales, de conditions de fournitures d'électricité par SENELEC, d'accompagnement insuffisant du maître d'ouvrage, etc.

L'impact de ces erreurs et dysfonctionnements sur un la mise en œuvre d'un modèle encore expérimental aurait pu être fatal sans l'engagement du concessionnaire. Mais il a assez profondément dégradé les indicateurs financiers de performance.

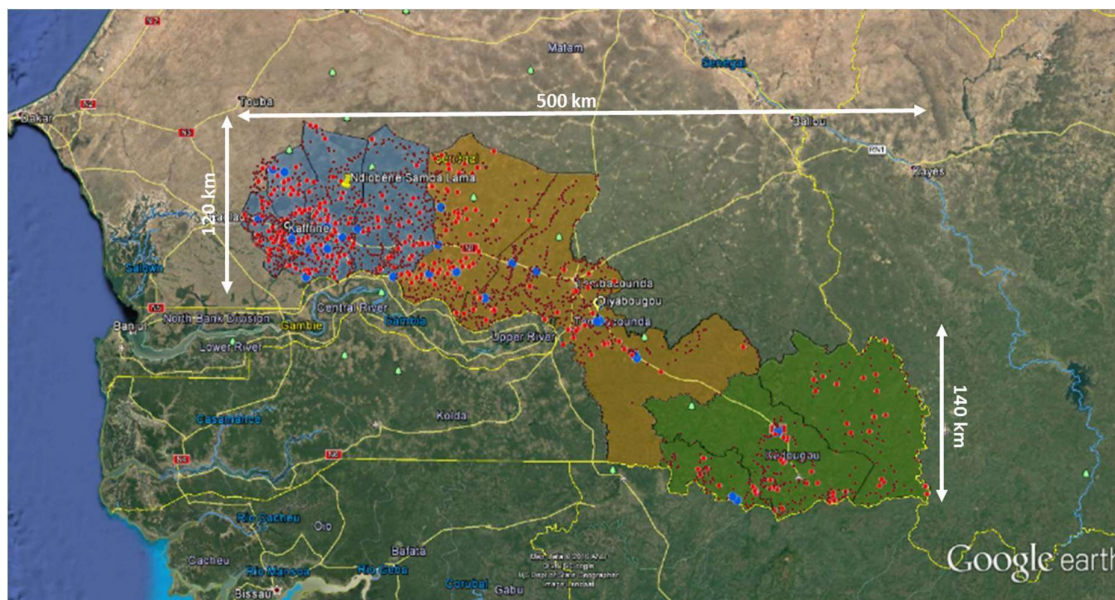
Ainsi donc, après que le capital social ait été injecté à 85% et la subvention à 30%, les résultats obtenus se sont avérés très faibles par rapport au taux d'adhésion des clients potentiels. Par dérogation une deuxième tranche de subvention de 30% a été libérée et également investie, mais malgré les mesures commerciales dynamiques, les perspectives d'équilibre financier ne semblent pas atteignables par l'unique augmentation des investissements. L'accès à la dette s'avère dès lors impossible, sans une révision des conditions économiques objet de la révision demandée.

1.2. Organisation

L'organisation de la société est évolutive en fonction du cadre espace-temps de son activité.

1.2.1. Taille de la concession

La concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou s'étend sur environ 50 000 km². Cela représente plus de 25% de la superficie du Sénégal ou 11 fois la superficie de la Gambie.



Comme son nom l'indique, la concession couvre trois régions administratives du Sénégal (pour la région de Tambacounda seuls 2 départements sont couverts : Tambacounda et Koumpentoum). Cela représente aussi 9 départements, 71 communes et 2.864 villages (avec une population pouvant aller de 50 à plus de 3.000 habitants/village).

ERA, L'énergie du développement rural.

Le tableau ci-dessous illustre la taille globale de la concession par région – département – commune – village – population – concession – ménage

Tableau 1: Taille de la concession (Source : Données ANSD 2013 (les localités exploitées par SENELEC sont exclues)

Départements		Communes	Villages	Population	Concessions	Ménages
Tambacounda	Koumpentoum	10	297	104 815	10 014	10 481
Tambacounda	Tambacounda	9	816	167 503	27 060	16 750
Région de Tambacounda		19	1.113	272.318	37 074	27.231
Kaffrine	Birkelane	8	284	84 602	7 902	8.460
Kaffrine	Kaffrine	9	281	152 058	14 706	15 205
Kaffrine	Koungheul	8	453	132 331	12 089	13 233
Kaffrine	Malem Hoddar	7	228	81 264	6 938	8 126
Région de Kaffrine		32	1 246	450 255	41 635	45 025
Kédougou	Kédougou	6	231	22 163*	125*	2 216
Kédougou	Salemata	6	117	9 429*	71	942
Kédougou	Saraya	6	115	20 888	79	2 088
Région de Kédougou		18	463	52 477	275	8 248
Kaolack	Guinguinéo	2	42	Non dispo.	Non dispo	Non dispo
Région de Kaolack		2	42			
Total		71	2 864	775 050	78 984	77 505

Le tableau montre un marché théorique de 77 055 ménages répartis sur près de 2 864 villages concentrés dans 71 communes pour l'ensemble de la concession.

- Près de la moitié des ménages que compte la concession est dans la région de Kaffrine qui en compte 45 025 concentrés sur 1 246 villages ;
- Vient ensuite la région de Tambacounda avec 27 231 ménages sur 1 113 villages ;
- La région de Kédougou compte 8 248 ménages sur 1463 villages.

1.2.2 Densité de la concession

La concession est concentrée sur une superficie de 48 506 km² répartie comme suit (compte non tenu des villages situés dans la région de Kaolack:

- Région de Tambacounda 20 285 km² ;

ERA, L'énergie du développement rural.

- Région de Kaffrine 11 275 km²;
- Région de Kédougou 16 946 km².

Le tableau suivant donne la densité de la population ainsi que celle des ménages au km²

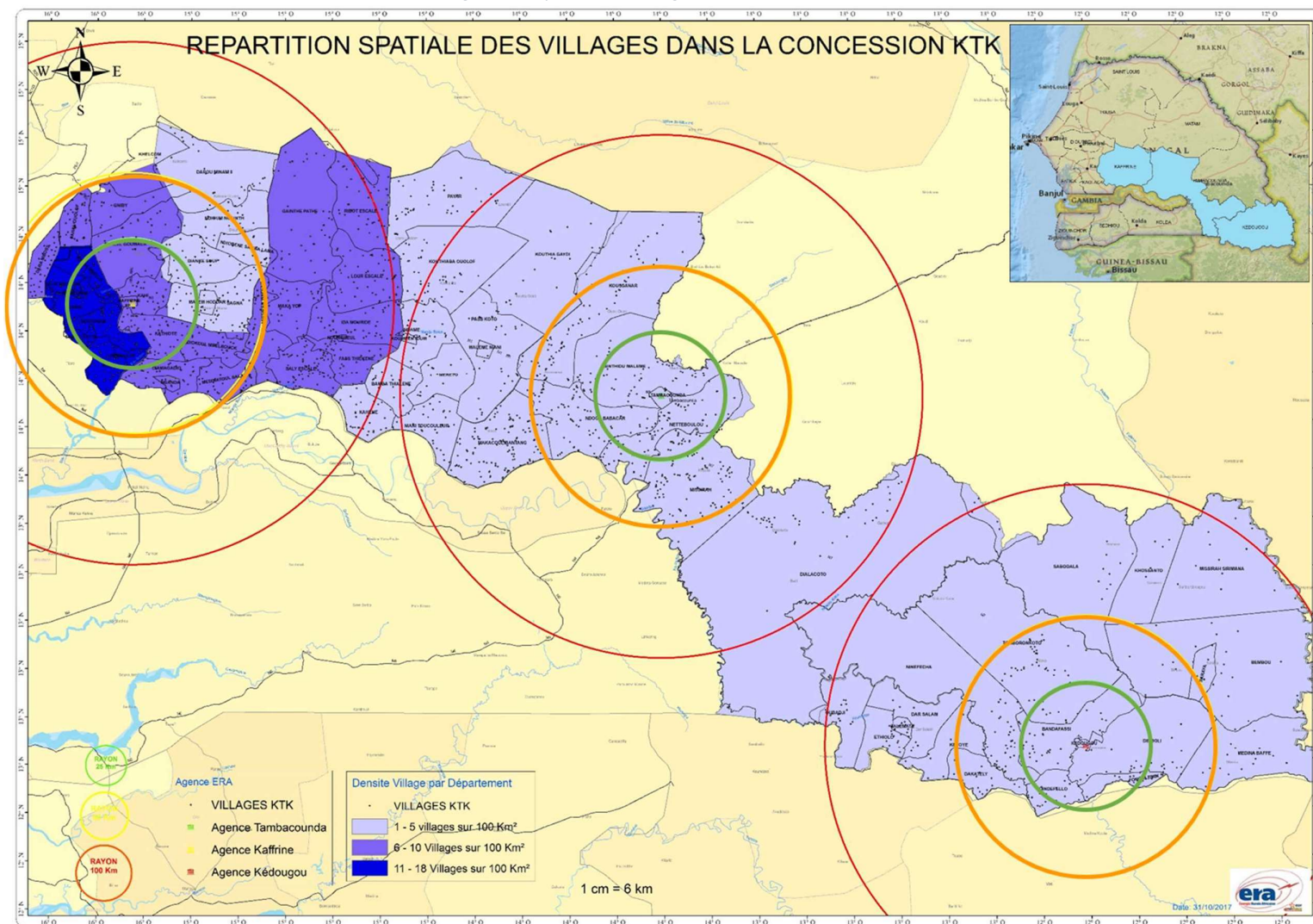
Tableau 2 Densité population – ménages

Département	Commune	Village	Superficie	Population	Concession	Ménage	Densité population	Densité ménage
Tambacounda	9	816	13 554	167 503	27 060	16 750	12,36	1,24
Koumpentoum	10	297	6 731	104 815	10 014	10 482	15,57	1,56
Kaffrine	9	281	2 473	152 058	14 706	15 206	61,49	6,15
Koungheul	8	453	4 558	132 331	12 089	13 233	29,03	2,90
Malem Hodar	7	228	3 120	81 264	6 938	8 126	26,05	2,60
Birkilane	8	284	1 124	84 602	7 902	8 460	75,27	7,53
Kédougou	6	231	7 037	22163	125	2 216	3,15	0,31
Salémata	6	117	2 002	9429	71	943	4,71	0,47
Saraya	6	115	7 907	20888	79	2 089	2,64	0,26
Guinguineo	2	42						
Total	71	2864	48 506	775 053	78 984	77 505	16	2

La densité de la population dans la concession KTK est d'une faiblesse extrême avec 16 habitants au km² (la moyenne nationale est de 80 habitants, à Dakar la densité est de 5700 habitants, 180 dans la région de Kaolack, 35 dans la région de Louga et 42 dans la région de Thiès). Nous avons donc là la densité la plus faible du Sénégal

En terme de ménage ou client, cela revient à 2 ménages ou clients potentiel par km². L'impact sur les conditions d'exploitation, quelques soit la technologie utilisée est très coûteux.

Figure 1: Dispersion des villages dans la concession KTK.



1.2.3 Position de la ligne de transport dans la concession

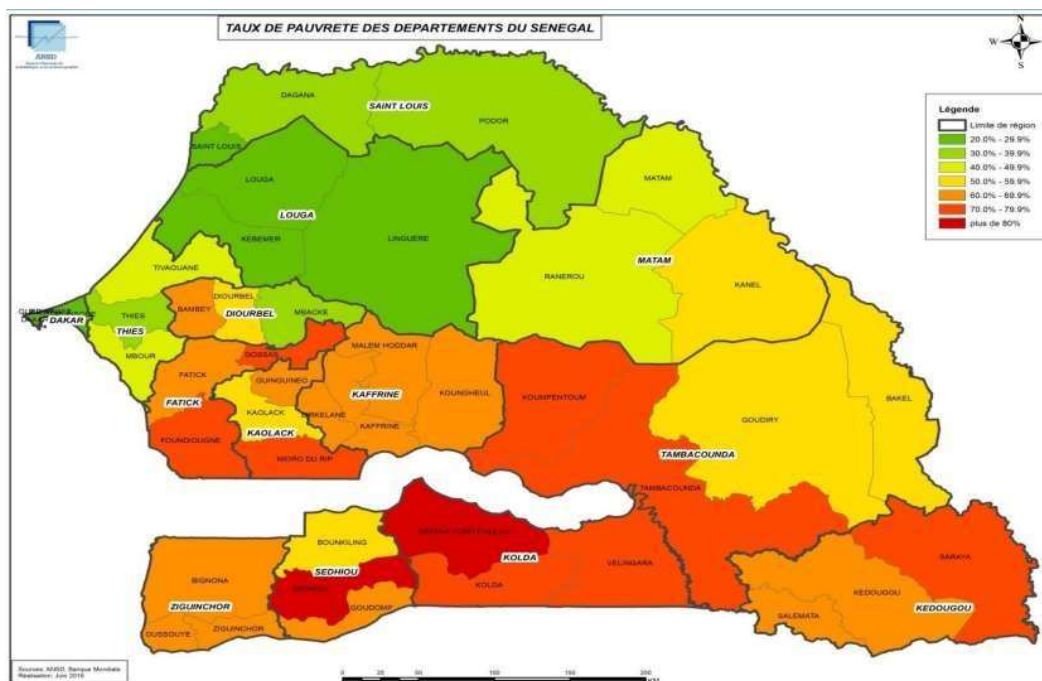
Le réseau de transport d'électricité est particulièrement faible dans la concession. Cela implique dans le développement de l'accès de devoir réaliser un nombre très important de lignes pour un nombre faible de clients potentiels. Cette situation pose la question du rendement de l'investissement (d'autant plus que les conditions de décaissement de la subvention sont liées au nombre de clients).

Certes les programmes de l'Etat (PNUER, PUDC, etc.) ont accru la densité du maillage, mais en raccordant les villages les plus proches des lignes (moins de 2 km) il laisse à la concession la tâche plus difficile et coûteuse de raccorder les villages plus éloignés.

1.2.4 Situation socio-économique de la concession

KTK couvre les régions parmi les plus pauvres du Sénégal

Figure 2: Pauvreté au Sénégal 2013 (source ANSD)



La concession d'ERA couvre trois régions. La population est composée d'ethnies différentes et donc de culture et de mode de vie différents. Il a été rappelé plus haut sa décomposition entre les trois régions de la concession.

L'habitat rural reste dominé par les cases en banco (environ 60%). Les familles qui comptent sur le soutien d'un membre de la famille demeurant hors du village représentent environ 47%.

L'activité économique reste dominée principalement par l'agriculture et l'élevage dans les régions de Kaffrine et de Tambacounda. A Kédougou, en plus de ces deux activités citées plus haut il y a l'orpaillage.

La pauvreté des ménages est une réalité dans la zone de concession car ayant deux des trois régions les plus pauvres du pays.

ERA, L'énergie du développement rural.

1.2.5 Organisation de la société

La société ERA SA est structurée autour de quatre (4) grandes fonctions

- Direction générale organisée autour du Directeur général, appuyé par une assistante de direction, un responsable des systèmes d'information (informatique, système d'information géographique, Web...) et un service général;
- Fonction administrative – financière – ressources humaines pilotée par une responsable administratif et financier qui coordonne les sections ci-dessous :
 - Section comptabilité générale ;
 - Section comptabilité analytique ;
 - Section ressources humaines ;
 - Section recouvrement ;
 - Section logistique et approvisionnement
- Fonction technique dirigée par une responsable technique structurée autour de trois pôles :
 - Etude et planification ;
 - Projets ;
 - Exploitation ;
- Fonction commerciale managée par un responsable commerciale qui coordonne :
 - Prospection et veille commerciale ;
 - Gestion des ventes ;
 - Suivi secteur productif

Par ailleurs ERA compte des agences régionales qui constituent un mix (commerciale, technique, administratif et financier) et des bureaux de proximité rattachés aux agences.

1.3 Intervention de l'Etat : demande de modification du contrat de concession et révision intermédiaire

La mise en œuvre de la concession depuis 2014 a fait ressortir des difficultés de plusieurs ordres qui ont amené ERA à solliciter l'intervention du maître d'ouvrage afin de modifier le contrat de concession (ou d'intervenir spécifiquement) et de l'adapter au contexte de la réalité du terrain telle qu'elle était vécue :

ERA, L'énergie du développement rural.

- Difficultés d'ordre commercial :

Ces difficultés ont été ressenties dès le démarrage de la commercialisation des services aussi bien dans les villages électrifiés au réseau que dans les villages où les kits solaires étaient proposés. Ces difficultés résidaient essentiellement dans l'adhésion faible des clients, bien en dessous des 70% de taux de pénétration prévu. Des enquêtes menées en 2015 et 2016 ont permis de qualifier et quantifier cette situation et de constater globalement que la grille tarifaire de la concession, établie sur la base du plan local d'électrification s'appuyait sur une capacité à payer largement surestimée.

Le problème tarifaire selon les clients se pose à la fois sur le prix de l'électricité dans la concession, sur la politique de forfaits mais aussi et surtout sur le montant élevé des frais d'abonnements. Sur ce dernier point, ERA a proposé au maître d'ouvrage la prise en charge par ce dernier des frais d'installations intérieures. Cette requête n'a pas été considérée mais en lieu et place c'est une démarche d'harmonisation tarifaire qui a été lancée et qui depuis 2 ans tarde à aboutir. Pour sa part, et face à une nécessité urgente d'obtenir de nouveaux clients afin de réduire ses pertes d'exploitation, ERA a pris l'initiative d'offrir des abonnements à prix réduit et dont l'impact a été clairement ressenti. Quand bien même cette situation amène un manque à gagner qu'il conviendra d'exposer au moment de la révision tarifaire.

- Difficultés financières :

Cette situation commerciale entraînait à la fois plusieurs autres difficultés d'ordre financier :

- la mise en place de la subvention qui est conditionnée par le nombre de clients qui lui-même dépend du taux de pénétration trop faible, en particulier pour la 3^{ème} tranche de subvention. La demande adressée à l'ASER aux fins de modifier la convention y afférant, le délai de traitement de cette demande a été de 18 mois ;
- La mobilisation de la dette car un doute s'installe dès lors que le modèle ne donne pas les résultats attendus ;

- Difficultés quant à l'équilibre économique

La conséquence de ces difficultés a amené ERA à vérifier l'impact de cette réalité sur l'équilibre économique du modèle. La CRSE a été interpellé le sujet sur afin qu'une révision exceptionnel sur la base d'un memorandum soit ouverte ;

2. Bilan des ressources humaines et matérielles

2.1 Ressources humaines

Au 31 décembre 2017, ERA SA compte 43 membres répartis comme suit :

- 11 cadres ;

ERA, L'énergie du développement rural.

- 09 agents de maitrise ;
- 09 agents
- 14 stagiaires.

Les projections à l'horizon 2017 prevoient un effectif de 81 personnes tandis qu'ERA, à la même date en présente 43. Toutefois, il est clair que la qualité de l'effectif est mis en avant (voir répartition précédente) en ce sens qu'au lieu de 4 cadres nous pouvons en compter déjà 11.

Cette situation s'explique par le fait que l'activité de distribution d'électricité dans le secteur privé est nouvelle et présente beaucoup de difficultés dans la mise en œuvre. Pour faire face, il convient d'avoir un personnel de qualité capable de ne pas simplement exécuter mais plutôt de concevoir un modèle qui puisse techniquement, commercialement et financièrement être viable et pérenne. L'option simpliste d'une organisation telle que projetée dans le modèle tarifaire s'est appuyé sur les ERILs dont l'activité se limite à un village, sans toutefois tenir compte de la nécessité de mettre en place une structure centrale de gestion et d'exploitation (qui équivaut à la direction générale d'ERA y compris ses services).

Par ailleurs, il conviendra d'anticiper le fait qu'au vu de la taille de la concession (autant en termes de superficie que de densité) ce nombre pourra rapidement être largement dépassé avec l'électrification de nouveaux villages et donc l'ouverture de nouvelles agences régionales et/ou de proximité.

Tableau 3:Composition de l'effectif prévu et réalisé durant la période 2013 – 2017

Nombre	2013		2014		2015		2016		2017	
	Projections	Réalisés	Projections	Réalisés	Projections	Réalisés	Projections	Réalisés	Projections	Réalisés
Gestion	5	3	7	4	9	4	9	7	9	10
Directeur	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Responsable administratif et financier	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
Responsable système d'information	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1
Gestionnaire comptable	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Agent administratif	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Stagiaire Gestionnaire	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Stagiaire Caissière	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Stagiaire Gestionnaire stock	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Stagiaire comptabilité analytique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Stagiaire Géomaticien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
agents facturier-recouvrement	3	0	5	0	7	0	7	0	7	0
Service commercial	1	2	1	3	1	5	1	8	1	13
Responsable commercial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Responsable secteur productif	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1

ERA, L'énergie du développement rural.

Chef agence	0		0	0	0	1	0	1	0	2
Superviseur clientèle	0		0	0	0	1	0	1	0	2
Chargé de la clientèle	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0
Agent commercial	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Responsable recouvrement	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1
Agent de recouvrement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Stagiaire agent de recouvrement	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Stagiaire agent commercial	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3
Service technique	1	3	1	5	1	4	1	6	1	16
Responsable technique	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ingénieur chef de projet	0	2	0	2	0	1	0	2	0	2
Technicien supérieur	0	0	0	0	0	1	0	1	0	4
Technicien	0	0	0	0	0	0	0	1	0	6
Surveillant travaux	0	0	0	2	0	1	0	1	0	1
Stagiaire ingénieur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Stagiaire agent technique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Appui	7	1	9	1	11	2	11	3	11	4
Secrétaire - nombre	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1
Chauffeurs	4	1	6	1	8	2	8	2	8	3
Gardiens	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0
Exploitation	25	0	44	0	59	0	59	0	59	0
Superviseurs	3	0	5	0	7	0	7	0	7	0
agents locaux	22	0	39	0	52	0	52	0	52	0
Total effectif projeté et réalisé	39	10	62	13	81	15	81	24	81	43

2.2 Ressources matérielles

Les ressources matérielles de la société peuvent être classées en quatre catégories:

ERA, L'énergie du développement rural.

- les équipements de réseaux ;
- les équipements de kits solaires ;
- les centrales solaires ;
- les équipements de support

2.2.1 Les équipements de réseaux

Le nombre d'abonnés au réseau par rapport au total des abonnés de ERA est de 28% en 2015. Ce taux passe à 58,78% au 31 octobre 2017 ; soit une hausse de 107%. Ces abonnés au réseau ERA sont essentiellement concentrés dans la région de Kaffrine avec 1 770 connectés ; soit 79%.

Le réseau est constitué par les:

- ✓ lignes moyennes tensions ;
- ✓ postes de distribution
- ✓ les lignes basses tensions ;
- ✓ les branchements domestiques et productifs ou sociaux ;
- ✓ Et les installations intérieures (pour marquer l'impact financier pour le concessionnaire).

2.2.1.1 Lignes moyennes tension (MT) de transport

Les lignes MT sont la propriété de la SENELEC. A cet effet, deux cas peuvent exister :

- ➔ soit la ligne MT est construite par la SENELEC ou tout autre projet mais inachevé ; dans ce cas ERA procède à l'achèvement des lignes mais la propriété reste à la SENELEC ;
- ➔ soit la ligne MT est financée et construite par ERA ; toutefois le contrat de concession stipule que les lignes MT construite par le concessionnaire sont immédiatement après reversées dans le patrimoine de la SENELEC, sans qu'aucune condition de reprise n'en fixe les modalités financières.

Au 31 décembre 2017, ERA SA a réalisé 71,59 km de lignes MT réparti comme suit :

- ✓ 4 km de réhabilitation du réseau Sénélec ;
- ✓ 67,59 km de réseau propre à ERA.

Soit, 23% de la longueur totale prévue dans le modèle de financier, illustré par le tableau ci-dessous

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 4: Situation de la ligne MT prévue et réalisée durant la période 2013 – 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Longueur Totale	63	1,22	157	2,00	94	19,99	0	48,03	0	0,35	314	71,59
Longueur en reprise	0		0	2,00	0		0	2,00	0	0,00	0	4,00
Longueur en toute propriété	63	1,22	157	0,00	94	19,99	0	46,03	0	0,35	314	67,59

Ces lignes moyennes tension sont localisées dans les villages suivants

Tableau 5: Localisation des lignes MT et nombre de Km par village

Commune	Village	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Sagna	Maleme Thiérigne	0,20					0,20
	Thialéne	1,02					1,02
	Mbentinky		2				2,00
	Belal-Maka Belal-Medina Kayene			5,57			5,57
	Diaby			0,66			0,66
	Hamedalaye 2			0,35			0,35
Diokoul Mbelbouck	Dioly Mandakh-Dioly Mbelbouck-Missirah Mandakh			12,75			12,75
	Diokoul Mbelbouck				5		5,00
Malem Hodar	Mbaroucounda			0,66			0,66
Missirah Wadene	Ainoumane 2				0,66		0,66
Boulel	Torodo				3,6		3,60
	Alouky				4,11		4,11
	Sema 3					0,35	0,35
	Kouyande Kandji-Kouyande Kandji				6,86		6,86
Gniby	Thione				0,35		0,35
	Mbegue Wendou				6,23		6,23
Dara Mboss	Dara Diacke-Dara Mboss-Dara Niassene-Dara Palene-Dara Thiarene-Dara Thisse				5,17		5,17
Kathiote	Katakél				0,12		0,12

ERA, L'énergie du développement rural.

	Ngatou Malick					0,06		0,06
	Thiamene					1,01		1,01
	Keur Malick Ndiaye					4,44		4,44
Medinatoul Salam 2-Kathiote	Keur Sawely-Keur Serigne Awa-Pathe Thiangaye-Pathe Toucouleur-Ndiaye Counda					6,64		6,64
Maka Yop	Medina Degouye					3,78		3,78
Total		1,22	2,00	19,99	48,03	0,35		71,59

2.2.1.2 Les transformateurs

Le réseau actuel de la société compte 31 postes de comptage pour une puissance totale installée de 1.55MVA. Les 31 postes de comptage desservent 43 villages répartis dans 12 communes. Ces postes sont essentiellement alimentés à partir des lignes MT de la SENELEC et sont répertoriés au tableau suivant :

Tableau 6: Répartition des postes prévus et réalisés durant la période 2013 – 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Nombre de transformateurs	37	3	49	0	37	11	123	15	0	2	246	31

Le tableau montre que seul 12,60% des postes prévus pour la période 2013 – 2017 ont été réalisés. Ils sont localisés dans les villages ci-dessous :

Tableau 7: Localisation des postes

Commune	Village	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Sagna	Maleme Thiérigne	1					1
	Thialéne	1					
	Médina Kayene-Belal-Maka Belal			1			
	Diaby			1			
	Hamdalaye 2			1			
	Sagna				1		
Diamagadio	Diamagadio			1			1
Diokoul Mbelbouck	Dioly Mandakh-Dioly Mbelbouck-missirah Mandakh			1			1
Boulel	Goulokoum			1			1
	Diout Guel 1			1			

ERA, L'énergie du développement rural.

	Diout Guel 2					1	
	Torodo				1		
	Alouky				1		
	Kouyandé Ndiaye-Kouyande Kandji				1		
	Sema 3					1	
Malem Hodar	Mbaroucounda			1			1
Panal Ouolof	Mboulougne			1			1
	Bamba Mamadou			1			1
Missirah Wadene	Ainoumane 2				1		1
	Thione				1		1
Gniby	Bondie Samba				1		
	Mbegue Wendou				1		
Dara Mboss	Dara Diacke-Dara Mboss-Dara Niassene-Dara Palene-Dara Thisse-Dara Thiamene				1		1
	Ndioudiene	1					1
	Santhie Gal Ngoné			1			
Kathiote	Katakél				1		
	Keur Malick Ndiaye				1		
	Ngatou Malick				1		
	Thiaméne				1		
Medinatoul Salam 2-Kathiote	Keur Sawely-Keur Serigne Awa-Pathe Toucouleur-Pathe Thiangaye-Ndiaye Counda				1		1
Maka Yop	Medina Degouye				1		1
Total		3	0	11	15	2	31

2.2.1.3 Lignes basses tension (BT)

Les lignes BT sont alimentées à partir des postes de comptages. Au 31 décembre 2017, la concession ERA compte 74,878 km qui servent à assurer la connexion des ménages au réseau électrique. Ces lignes BT sont réparties sur 11 communes et desservent 37 villages.

Le tableau ci-après renseigne sur le nombre (au km) de lignes BT réalisé :

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 8: Répartition des lignes BT (en km) prévues et réalisées durant la période 2013 – 2017.:

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Longueur Totale	146,79	3,88	189,69	0,00	145,20	19,63	11,88	49,21	12,21	2,16	505,77	74,88
Longueur en reprise	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	0,00
Longueur en toute propriété	146,79	3,88	189,69	0,00	145,20	19,63	11,88	49,21	12,21	2,16	505,77	74,88

Le tableau ci-dessous montre que sur 505,77 km de BT prévue durant la période 2013 – 2017, seule 74,88 km ont été réalisés ; soit 14,8% de la longueur totale prévue, localisées dans les villages suivant :

Tableau 9: Localisation des lignes basses tension

Commune	Village	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Sagna	Maleme Thiérigne	1,945					1,945
	Thialéne	1,938					1,938
	Belal-Maka Belal-Medina Kayene			5,881			5,881
	Diaby			2,282			2,282
	Hamedalaye 2			0,915			0,915
Diokoul Mbelbouck	Dioly Mandakh-Dioly Mbelbouck-Missirah Mandakh			6,692			6,692
	Diokoul Mbelbouck						0,000
Malem Hodar	Mbaroucounda			3,858			3,858
Missirah Wadene	Ainoumane 2				3,768		3,768
Boulel	Torodo				2,116		2,116
	Alouky				3,956		3,956
	Sema 3					2,157	2,157
	Kouyande Kandji-Kouyande Kandji				3,164		3,164
Gniby	Thione				3,741		3,741
	Mbegue Wendou				3,402		3,402
Dara Mboss	Dara Diacke-Dara Mboss-Dara Niassene-Dara Palene-Dara Thiarene-Dara Thisse				5,011		5,011
Kathiote	Katakél				2,598		2,598
	Ngatou Malick				3,520		3,520
	Thiamene				1,946		1,946

ERA, L'énergie du développement rural.

	Keur Malick Ndiaye									3,450		3,450			
Medinatoul Salam 2-Kathiote	Keur Sawely-Keur Serigne Awa-Pathe Thiangaye-Pathe Toucouleur-Ndiaye Counda									8,438		8,438			
Maka Yop	Medina Degouye									4,100		4,100			
Total										3,883	0,000	19,628	49,210	2,157	74,878

2.2.1.4 Les branchements

Au 31 décembre 2017, ERA compte 2 237 raccordements dont :

- Domestiques pour 2 051 ménages de niveau S1 à S4;
- Productifs et sociaux pour 164 clients de niveau S4;
- Communautaires et spécifiquement d'éclairage public pour 22 abonnements (chaque abonnement comprend plusieurs points lumineux).

Le raccordement quel qu'il soit est essentiellement composé d'éléments suivants :

- Potelet ;
- Câble de branchement ;
- Gestionnaire pour les niveaux de services au forfait notamment du S1 au S3 ;
- Compteur et protection pour le niveau de service S4 : domestique comme productif ou social ;
- Accessoires.

La valorisation de ces différents éléments d'un branchement est faite en rajoutant à leur prix d'achat les différents frais accessoires (de l'achat jusqu'au branchement chez l'utilisateur). Les tableaux ci-dessous renseignent sur la valeur unitaire des composants d'un branchement réalisé par rapport à celui prévu dans le modèle financier de 2013 à 2017.

2.2.1.4.1 Potelet

Tableau 10: Valeur unitaire du potelet prévue et réalisée entre 2013 et 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Moyenne	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
Domestique au forfait/usager	18 000	0	18 000	0	18 000	11 119	18 000	10 288	18 000	6 930	18 000	9 446
Domestique S4/usager	35 000	0	35 000	0	35 000	11 119	35 000	10 288	35 000	10 114	35 000	10 507
Productif/usager	0	0		0		11 119		10 288		9 438	0	10 282

ERA, L'énergie du développement rural.

2.2.1.4.2 Câble branchement

Tableau 11: Valeur unitaire du câble branchement prévue et réalisée entre 2013 et 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Moyenne	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
Domestique au forfait/usager	0	0	0	0	0	11 119	0	10 288	0	6 930	0	9 446
Domestique S4/usager	0	0	0	0	0	11 119	0	10 288	0	10 114	0	10 507
Productif/usager	0	0	0	0	0	63 007	0	58 298	0	53 483	0	58 263

L'analyse du tableau montre d'une part que la valeur du câble de branchement n'a pas été prévue dans le modèle financier pour la période 2013 – 2017 et d'autre part que sa valeur dépend du niveau de service de l'utilisateur.

2.2.1.4.3 Gestionnaire pour les clients au forfait

Tableau 12: Valeur unitaire du gestionnaire prévue et réalisée durant la période 2013 - 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Moyenne	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
Domestique au forfait/usager	18 000	0	18 000	0	18 000	38 497	18 000	35 619	18 000	23 993	18 000	32 703

Le gestionnaire n'est utilisé que pour le branchement des usagers au forfait avec les niveaux de service S1 à S3. Il est valorisé en moyenne à 32 703 FCFA par usager alors que le modèle financier avait prévu un coût initial de 18 000 F CFA. Cette situation met en avant le fait que les facilités de paiement prévus dans le modèle (231 FCFA/mois) sont sous estimés et devraient à minima être à 419 FCFA/mois pour les forfaits.

Une demande a été adressée à la CRSE afin de rectifier le montant de la redevance, en particulier à l'approche de la mise en œuvre de l'harmonisation tarifaire. La position de la CRSE a été de traiter cette question dans le cadre de la révision tarifaire. La conséquence de cette décision est qu'en plus de perdre 188 F CFA/mois/client ERA devra supporter une compensation négative en appliquant la redevance harmonisée de SENELEC (429/client/mois) soit une perte de -198 F CFA. Il s'agit d'un montant de 4 M FCFA/an qui doublera après l'harmonisation.

2.2.1.4.4 Compteur et protection

Le compteur ainsi que sa protection sont essentiellement prévus pour les usagers aussi bien domestiques que productifs ou sociaux et spécifiquement pour les niveaux de service S4. Le tableau ci-après renseigne sur sa valorisation unitaire durant la période 2013 – 2017.

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 13: Valeur unitaire du compteur et de sa protection prévue et réalisée durant la période 2013 – 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Moyenne	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
Domestique S4/usager	35 000	0	35 000	0	35 000	44 476	35 000	41 151	35 000	40 454	35 000	42 027
Productif/usager	35 000	0	35 000	0	35 000	133 617	35 000	123 630	35 000	113 420	35 000	123 556

A l'image du commentaire précédent sur les gestionnaires d'énergie, nous faisons la même remarque sur les compteurs. Ainsi, nous attirons l'attention sur l'absence de distinction par le modèle CRSE entre les compteurs des S4 domestiques et ceux des productifs ; tandis que le comptage pour les productifs est 3 fois plus cher. La redevance tableau du modèle initial s'élève à 448 FCFA pour les S4 alors qu'elle devrait plutôt se chiffrer à respectivement 538 FCFA et 1583 FCFA pour les s4 domestiques et les S4 productifs.

2.2.1.4.5 Accessoires

Les accessoires sont essentiellement constitués d'éléments nécessaires au branchement de l'utilisateur dont la valeur varie en fonction du niveau de service. Le tableau suivant renseigne sur la valorisation unitaire des accessoires nécessaires aux branchements.

Tableau 14: Valeur unitaire des accessoires aux branchements prévue et réalisée pour la période 2013 – 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Moyenne	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
Domestique au forfait/usager	0	0	0	0	0	2 917	0	2 699	0	1 818	0	2 478
Domestique S4/usager	0	0	0	0	0	14 825	0	13 717	0	13 485	0	14 009
Productif/usager	0	0	0	0	0	16 802	0	15 546	0	14 262	0	15 537

L'analyse du tableau montre également que le modèle financier n'a pas prévu une valorisation unitaire des accessoires aux branchements.

2.2.1.5 Les installations intérieures

Les installations intérieures sont essentiellement constituées de :

- Câbles et accessoires de branchement ;
- Lampes.

Le tableau ci-après renseigne sur la valeur unitaire prévue des installations intérieures dans le modèle financier et celle réalisée durant la période 2013 – 2017

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 15: Valeur unitaire des installations intérieures prévue et réalisée entre 2013 et 2017

Libellé		2013		2014		2015		2016		2017	
		Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
câbles et accessoires											
Prix unitaire service 1	FCFA/client	35 000		35 000		35 000	50 228	35 000	50 228	35 000	50 228
Prix unitaire service 2	FCFA/client	48 000		48 000		48 000	62 678	48 000	62 678	48 000	62 678
Prix unitaire service 3	FCFA/client	81 000		81 000		81 000	89 381	81 000	89 381	81 000	89 381
Prix unitaire service 4	FCFA/client	106 000		106 000		106 000	164 399	106 000	164 399	106 000	164 399
Lampes											
Prix unitaire service 1	FCFA/client	10 000		10 000		10 000	8 349	10 000	8 349	10 000	8 349
Prix unitaire service 2	FCFA/client	14 000		14 000		14 000	11 688	14 000	11 688	14 000	11 688
Prix unitaire service 3	FCFA/client	24 000		24 000		24 000	20 036	24 000	20 036	24 000	20 036
Prix unitaire service 4	FCFA/client	32 000		32 000		32 000	26 715	32 000	26 715	32 000	26 715

L'analyse du tableau 17 montre que la valeur unitaire des câbles et accessoires prévue dans le modèle financier est largement en deçà de celle effectivement dépensée par ERA durant la période 2013 – 2017 et ce, quel que soit le niveau de service de l'utilisateur ; alors que celle des lampes prévue dans ce même modèle financier est légèrement supérieure à celle dépensée par ERA durant la même période.

2.2.2 Kits solaires

Les clients aux kits solaires ont représenté la totalité des clients de ERA en 2012 puis sont passés 41% en 2017 de la clientèle totale de la concession. L'essentiel des abonnés aux kits solaires est concentré dans la région de Tambacounda avec 92,84%.

Au 31 décembre 2017, ERA compte 1 569 usagers répartis comme suit :

- 1 540 usagers domestiques ;
- 1 productif ;
- 28 sociaux en éclairage publique.

Les kits solaires comprennent trois niveaux de services :

- Service 1 pour 75Wc;
- Service 2 pour 140Wc;
- Service 3 pour 280Wc.

Les différents niveaux de service comprennent pratiquement les mêmes éléments

Tableau 18 : Kit S1

Désignation	Qté de matériel KIT S1
Module photovoltaïque 75Wc	1
Mât et Support Module	1
câbles 2x6 mm ² résistants aux UV	0 m
câbles 2x4mm ² résistants aux UV	7 m
MO KIT	
Accessoires	forfait
Module+support+accessoire	
Batterie 45AhC20/12V et coffret	1
Batterie 45AhC20/12V et coffret	
Régulateur Steca Saloum 6.6F	1
Onduleur -12V/230V	0
Régulateur + onduleur	
Disjoncteur 1P+1N 2A	0
Disjoncteur 1P+1N 16A	1
coupe circuit avec fusible de 16A	1
Disjoncteur + coupe circuit	
PT Kit S1	

Tableau 19 : Kit S2

Désignation	Qté de matériel KIT S2
Module photovoltaïque 140Wc	1
Mât et Support Module	1
câbles 2x6 mm ² résistants aux UV	0 m
câbles 2x4mm ² résistants aux UV	7 m
MO KIT	forfait
Accessoires	forfait
Module+support+accessoire	
Batterie 80AhC20/12V et coffret	1
Batterie 45AhC20/12V et coffret	
Régulateur Steca Saloum 8.8F	1
Onduleur -12V/230V	0
Régulateur + onduleur	
Disjoncteur 1P+1N 2A	0
Disjoncteur 1P+1N 16A	1
coupe circuit avec fusible de 16A	1
Disjoncteur + coupe circuit	
PT Kit S2	

Tableau 20 : Kit S3

Désignation	Qté de matériel KIT S3
Module photovoltaïque 285Wc	1
Mât et Support Module	1
câbles 2x6 mm ² résistants aux UV	7 m
câbles 2x4mm ² résistants aux UV	0 m
MO KIT	forfait
Accessoires	forfait
Module+support+accessoire	
Batterie 180AhC20/12V et coffret	1
Batterie 45AhC20/12V et coffret	
Régulateur StecSolarix PRS2020	1
Onduleur -12V/230V	1
Régulateur + onduleur	
Disjoncteur 1P+1N 2A	1
Disjoncteur 1P+1N 16A	1
coupe circuit avec fusible de 16A	1
Disjoncteur + coupe circuit	
PT Kit S3	

ERA, L'énergie du développement rural.

Le kit solaire est essentiellement composé des éléments suivants:

- ✓ Panneau et fixation;
- ✓ Régulateur;
- ✓ Batterie;
- ✓ Accessoires;
- ✓ Installation intérieure composée de câbles et de lampes.

2.2.2.1 Panneau et fixation

Le tableau ci-dessous renseigne sur leur valeur unitaire prévue dans le modèle financier et celle effectivement dépensée par ERA Durant la période 2013 – 2017.

Tableau 16: Valeur unitaire du panneau et fixation prévue et réalisée entre 2013 - 2017

Libellé	Projections annuelles	Réalizations					Moyenne
		2013	2014	2015	2016	2017	
Prix unitaire service 1	235 000	190 941	284 079	103 258	94 246	249 496	184 404
Prix unitaire service 2	345 000	213 910	302 610	130 404	121 821	269 675	207 684
Prix unitaire service 3	690 000	262 419	335 640	193 486	186 400	308 452	257 279
Prix unitaire service 4	3 750						

2.2.2.2 Régulateur

Le régulateur est une partie intégrante du kit solaire dont la valeur unitaire prévue dans le modèle financier et celle effectivement dépensée par ERA durant la période 2013 – 2017 sont comparativement mentionnées au tableau ci-dessous.

Tableau 17: Valeur unitaire du régulateur prévue et réalisée entre 2013 – 2017

Libellé	Projections annuelles	Réalizations					Moyenne
		2013	2014	2015	2016	2017	
Prix unitaire service 1	29 000	17 960	26 720	9 712	8 865	23 467	17 345
Prix unitaire service 2	32 000	18 986	26 858	11 574	10 812	23 935	18 433
Prix unitaire service 3	55 500	65 357	83 593	48 188	46 424	76 822	64 077
Prix unitaire service 4	113						

La valeur du régulateur prévue dans le modèle financier de la période 2013 – 2017 pour les services S1 et S2 est nettement supérieure à celle effectivement dépensée par ERA pour les mêmes services alors que le service S3, cette valeur unitaire prévue est en moyenne largement en deçà du montant dépensé par ERA pour l'installation du même service S3.

ERA, L'énergie du développement rural.

2.2.2.3 Batterie

La valeur de la batterie est fonction de la puissance de celle-ci (45AH, 80AH et 180AH). Ainsi, plus le niveau du service est élevé, plus la puissance requise est grande. Par conséquent pour les S1 nous avons les 45AH, les 80AH pour les s2 et les S3 180AH.

Le tableau suivant renseigne sur la valeur des batteries prévue par le modèle financier et celle effectivement dépensée par ERA durant la période 2013 – 2017.

Tableau 18: Valeur unitaire d'une batterie prévue et réalisée entre 2013 – 2017

Libellé	Projections annuelles	Réalizations					Moyenne
		2013	2014	2015	2016	2017	
Prix unitaire service 1	65 000	75 565	112 424	40 864	37 298	98 738	72 978
Prix unitaire service 2	90 000	104 978	148 508	63 997	59 784	132 345	101 922
Prix unitaire service 3	136 500	175 871	224 943	129 672	124 924	206 722	172 426
Prix unitaire service 4	563						

2.2.2.4 Accessoires

Ils sont essentiellement composés de disjoncteur et de coupe circuit avec fusible. Le tableau ci-après renseigne sur la valeur unitaire par niveau de service prévue dans le modèle financier et celle effectivement dépensée par ERA durant la période 2013 – 2017.

Tableau 19: Valeur unitaire des accessoires prévue et réalisée entre 2013 – 2017

Libellé	Projections annuelles	Réalizations					Moyenne
		2013	2014	2015	2016	2017	
Prix unitaire service 1	20 000	9 269	13 790	5 012	4 575	12 111	8 951
Prix unitaire service 2	25 000	7 654	10 828	4 666	4 359	9 649	7 431
Prix unitaire service 3	30 000	9 849	12 597	7 476	6 996	11 576	9 699
Prix unitaire service 4	113						

2.2.2.5 Installations intérieures

Les installations intérieures sont essentiellement composées de câbles plus accessoires de raccordement et d'ampoules nécessaires à la fourniture de l'électricité solaire pour les usagers. La valeur de l'installation intérieure varie en fonction du niveau de service. Ainsi, plus celui-ci est élevé, plus la valeur de l'installation intérieure augmente.

ERA, L'énergie du développement rural.

Le tableau ci-après renseigne sur la valeur de l'installation intérieure prévue dans le modèle financier et celle effectivement dépensée par ERA pour un même niveau de service durant la période 2013 – 2017.

Tableau 20: Valeur unitaire des câbles et lampes prévue et réalisée entre 2013 – 2017

Libellé	Projections annuelles	Réalisations annuelles 2013-2017
Câbles accessoires		
Prix unitaire service 1	30 000	41 741
Prix unitaire service 2	30 000	55 409
Prix unitaire service 3	50 000	81 112
Prix unitaire service 4	125	
Lampes		
Prix unitaire service 1	15 000	8 349
Prix unitaire service 2	21 000	11 688
Prix unitaire service 3	36 000	20 036
Prix unitaire service 4	120	

La valeur unitaire des câbles et accessoires prévue dans le modèle financier durant la période 2013 – 2017 sont largement inférieures à celle effectivement dépensée par ERA durant la période 2013 – 2017; alors que celle des lampes dépensée par ERA est inférieure à la valeur dépensée par ERA. Par conséquent, les facilités de paiement générées par le modèle de la CRSE qui font que les modalités de remboursement mensuelles soient respectivement en FCFA de 532, 637 et 1065 pour les S1, S2 et S3 soient deçà des valeurs réelles. Celles-ci devraient être dans le même ordre en moyenne en FCFA de 615, 720 et 1003.

2.2.3 Centrale solaire

Au 31 décembre 2017, ERA n'exploite qu'une seule centrale solaire (reprise sans les documents de valorisation, donc non enregistré en comptabilité) d'une capacité de 15 kWc dans la commune de Diokoul Mbelbouck, dans le village de Kathial avec 32 abonnés répartis comme suit :

- 25 abonnés au service S1 ;
- 4 abonnés au service S2 ;
- 3 abonnés au service S4.

3. Bilan des activités de l'exploitation de la période 2013 – 2017

3.1 Production et achat d'énergie

3.1.1 Production d'énergie solaire

ERA compte deux sources d'énergie solaire que sont :

- L'énergie produite par les kits solaires ;

La capacité de production de ces kits est de :

111 kWh/an pour les kits S1

208 kWh/an pour le kit S2

416 kWh/an pour le kit S3

Le niveau de consommation de cette énergie varie cependant selon le comportement du client. Cette consommation n'est pas mesurée sur les kits solaires, elle ne peut donc être estimée qu'en s'appuyant sur la consommation des clients aux forfaits raccordés au réseau.

- Celle produite à partir de la mini-centrale solaire (nous pouvons faire l'équivalence entre un forfait solaire et un forfait réseau)

La capacité de production de la centrale solaire de Kathial est de 60Wh/jour

3.1.2 Achat d'énergie

L'achat d'énergie est essentiellement assuré avec la Senelec. L'essentiel de cette énergie achetée est totalement consommée par les abonnés. En 2015, l'achat d'énergie qui était de 46 896 kWh est passé à 1 143 761 kWh au 31 décembre 2017 ; soit une hausse de 2 339%.

3.2 Vente d'énergie

3.2.1 Périmètre couvert de 2013 – 2017

Le périmètre couvert par la concession au 31 décembre 2017 peut être exprimé en termes de localités électrifiées et de ménages des localités concernées.

3.2.1.1 Localités électrifiées

ERA couvre actuellement 242 localités dont 212 en toute propriété et 30 en reprise.

Le tableau ci-après renseigne sur le nombre de localités électrifiées prévu dans le modèle financier et le nombre effectivement réalisé par ERA au 31 décembre 2017.

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 21: Nombre de localités électrifiées prévues et réalisées

Libellé	2015		2016		2017		Total		Taux couverture
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	
En toute propriété	64	147	85	48	65	17	214	212	99,07%
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	37	11	49	23	37	1	123	35	28,46%
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	0		0		0		0	0	
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	12		16		13		41	0	
Solaire seul	15	136	20	25	15	16	50	177	354,00%
En reprise	48	13	0	2	0	16	48	31	64,58%
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	22	12	0	2	0	16	22	30	136,36%
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	0		0		0		0	0	
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	25		0		0		25	0	
Solaire seul	1	1	0		0		1	1	100,00%
Total	112	160	85	50	65	33	262	243	92,75%
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	59	23	49	25	37	17	145	65	44,83%
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	37	0	16	0	13	0	66	0	
Solaire seul	16	137	20	25	15	16	51	178	349,02%

L'analyse du tableau montre qu'ERA couvre à 92,75% le nombre de localités à électrifier prévu dans le modèle financier au 31 décembre 2017 dont 99,07% en toute propriété et 64,58% en reprise. Cette analyse du tableau montre également qu'au moment où ERA couvrirait seulement 44,83% des localités à électrifier en réseau, celles en solaire dépassaient largement les prévisions du modèle financier avec un taux d'électrification de localités atteignant 349,02%.

3.2.1.2 Nombre de ménages des localités concernées

Le tableau suivant renseigne sur le nombre de ménages des localités concernées prévus dans le modèle financier et le nombre effectivement réalisé par ERA au 31 décembre 2017.

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 22: Nombre de ménages des localités concernées prévus et réalisés au 31 décembre 2017

Libellé	2015		2016		2017		Total		Taux couverture
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	
En toute propriété	7 408	7 709	9 876	2 476	7 408	692	24 692	10 877	44,05%
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	4 697	865	6 262	1 562	4 696	76	15 655	2 503	15,99%
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	0		0		0		0	0	
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	1 558		2 077		1 559		5 194	0	
Solaire seul	1 153	6 844	1 537	914	1 153	616	3 843	8 374	217,90%
							0		
En reprise	7 027	1 230	0	1 155	0	887	7 027	3 272	46,56%
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	4 105	1 187	0	1 155	0	887	4 105	3 229	78,66%
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	0		0		0		0	0	
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	2 900		0		0		2 900	0	
Solaire seul	22	43	0		0		22	43	195,45%
Total	14 435	8 939	9 876	3 631	7 408	1 579	31 719	14 149	44,61%
MT + distribution réseau (+ solaire éventuel)	8 802	2 052	6 262	2 717	4 696	963	19 760	5 732	29,01%
Achat local + distribution réseau (+ solaire éventuel)	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autoproduction + distribution réseau (+ solaire éventuel)	4 458	0	2 077	0	1 559	0	8 094	0	
Solaire seul	1 175	6 887	1 537	914	1 153	616	3 865	8 417	217,77%

L'analyse du tableau montre un taux de couverture des ménages concernés global de **44,61%** par rapport au nombre total de ménages prévus dans le modèle financier au 31 décembre 2017 ; soit **14 149 ménages** sur une prévision totale de **31 719 ménages**. Cette couverture peut être réparti comme suit :

- ❖ Au réseau, le taux de couverture des prévisions n'est que de 29,01% ;
- ❖ Au solaire, aussi bien en kit qu'en centrale, ERA a largement dépassé le nombre de ménages prévues avec un taux de 217,77%

3.2.2 Evolution de l'énergie vendue

L'énergie vendue provient de trois sources (réseau, kit solaire et centrale solaire).

ERA, L'énergie du développement rural.

3.2.2.1 Réseau

3.2.2.1.1 Niveau de consommation

Le principe de base du modèle tarifaire est de rémunérer l'activité du concessionnaire à partir de ses ventes en électricité.

Au réseau, en plus de l'amortissement et des charges fixes, le tarif de vente devra également inclure le prix d'achat de l'énergie vendue. C'est un poste variable et très sensible dans l'équilibre du modèle tarifaire.

La vente de l'électricité est basée sur des forfaits (S1 à S3) et sur des ventes au kWh (S4). Alors que la quantité d'énergie vendue aux clients S4 équivaut à celle achetée à SENELEC, l'énergie positionnée dans les forfaits peut ne pas être totalement consommée. C'est sur ce principe que le modèle tarifaire a été bâti. En effet, ce modèle d'une part décrit les niveaux de service des forfaits en termes de puissance et d'énergie mise à disposition suivant le niveau considéré, le tarif de ces forfaits est calculé sur la base de cette énergie mise à disposition.

Mais d'autre part le modèle considère également que cette énergie mise à disposition ne sera consommée qu'en partie (environ 30%). Autrement dit, sur ces forfaits, le concessionnaire achète moins d'énergie qu'il ne facture. Cette différence est censée ainsi contribuer à l'équilibre économique du modèle.

Cette situation est décrite sur le tableau ci-dessous

Tableau 23: Calcul de la marge sur les forfaits sur le modèle tarifaire

Niveau de service	Energie mise à disposition (kWh/mois)	Tarif de vente (F CFA/kWh)	Part énergétique du forfait (F CFA/mois)	Energie consommée (kWh/mois)	Prix d'achat Senelec (F CFA/kWh)	Marge concessionnaire (F CFA)
Service 1	19,5	110	2145	5,8	588,7	1556,3
Service 2	36	110	3960	10	401,9	3558,1
Service 3	67,5	110	7425	20	2030,0	5395,0

La fragilité de ce modèle réside sur le mode de détermination de l'énergie effectivement consommée par les clients au forfait. Cette fragilité est d'autant plus forte car l'énergie consommée telle que proposée dans le modèle est totalement arbitraire. Elle n'est ni le résultat d'un calcul, et ne s'appuie sur aucune étude. Il en découle un risque fort pour l'opérateur s'il advenait que les hypothèses de consommation étaient sous estimées car cela conduirait à une facture SENELEC proportionnellement supérieure à celle considérée dans le modèle.

Face à cette incertitude, l'opérateur a le choix de demander une révision de l'hypothèse de consommation des forfaits, mais il n'aurait aucun moyen de démontrer le caractère improbable de celle-ci. Il ne lui reste donc que la solution d'une mise en œuvre prudente et contrôlée afin de réunir les éléments permettant d'apporter la preuve que la consommation réelle des clients au forfait est supérieure à celle estimée sur le modèle

ERA, L'énergie du développement rural.

Pour ce faire , ERA a mis en œuvre le modèle tarifaire de manière pragmatique pour ne pas s'exposer à des difficultés insurmontables. La démarche s'est faite en deux temps, :

- Profitant des avancées en matière **d'économie d'énergie** : le dimensionnement des forfaits, tout restant dans l'esprit de la description des services (note sur les conditions tarifaires et cahier des charges du contrat de concetion), a dans un premier temps été défini comme suit:

Tableau 24: Dimensionnement des forfaits ERA

Service	Durée (h)	Ampoule 3 W		Prise radio 15 W		Prise télé 50 W		Total Wh/jour	Total kWh/mois
		Qté	Puissance totale	Qté	Puissance totale	Qté	Puissance totale		
S 1	8	5	15	1	15	0	0	240	7,2
S 2	8	7	21	2	30	0	0	408	12,24
S 3	8	12	36	2	30	1	50	928	27,84

- **Dans un second temps la consommation des forfaits a fait l'objet d'un suivi afin de vérifier son niveau d'épuisement.**

ERA ayant développé un gestionnaire d'énergie afin de répondre au cahier des charges, et dans la mesure où ce gestionnaire ne comporte pas d'index de consommation, il semble impossible de mesurer l'énergie réellement consommée par un client au forfait.

Cependant, en considérant à l'échelle d'un village l'énergie facturée par SENELEC, et après déduction de l'énergie mesurée et facturée aux clients S4 et le cas échéant de l'éclairage publique, la quantité restante doit en théorie équivaloir au total de la consommation des clients au forfaits.

Connaissant le nombre de clients pour chaque forfait, il est aisé de reconstituer leur consommation totale et de vérifier la différence avec la valeur restante sur l'énergie facturée par SENELEC.

Si celle-ci est nulle, il peut être considéré que les clients au forfait ont consommé la totalité de l'énergie positionnée. Si elle est positive, il peut être considéré que les forfaits ne sont pas totalement consommés. Mais cette différence peut également être négative, c'est le signe que des pertes existent, qu'elles soient techniques ou non techniques.

Quelques cas réels sont présentés ci-dessous et permettent d'affirmer que les clients au forfait consomment bien la totalité de l'énergie mise à disposition par ERA et qui est supérieure à celle figurant dans l'hypothèse de consommation du modèle tarifaire.

Tableau 25: Consommation des forfaits dans le village d'HAMDALLAYE

ERA, L'énergie du développement rural.

Localité	HAMDALLAYE 2				
Facture SENELEC					
Période facturée	Avril 2018				
Nombre de jour	30				
Energie facturée	734				
Energie sur le réseau	715,96				
Consommation					
Nombre de clients	21	Calcul CRSE		Calcul ERA	
Répartition		Forfait	Total		
S1	71%	5,80	87	7,2	108
S2	10%	10,00	20	12,24	24
S3	10%	20,00	40	27,84	56
S4	10%				
EP	5				
Somme conso S4	481				
Somme EP	46,8				
Somme Forfait	188,16	Total CRSE	147	Total ERA	188

Ce premier exemple illustre le cas du village d'HAMDALLAYE 2 (Kaffrine) électrifié en 2015-2016.

Déduction faite des consommation S4 et EP nous obtenons un total forfait de 188 kWh.

Suivant la consommation projeté sur modèle tarifaire, seul 147 kWh auraient été considérés comme consommés et donc facturés par SENELEC ce qui ne représente que 78% de la consommation réelle.

Comparativement au dimensionnement effectué par ERA, nous constatons que la quantité d'électricité positionnée et égale à celle consommée. On peut donc considéré que l'énergie positionnée dans le forfait et effectivement consommée en totalité.

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 26: Consommation des forfaits dans le village de DIABY

Localité	DIABY				
Facture SENELEC					
Période facturée	Janv 2018				
Nombre de jour	31				
Energie facturée	2183				
Energie sur le réseau	2130,16				
Consommation					
Nombre de clients	70	Calcul CRSE		Calcul ERA	
Répartition		Forfait	Total		
S1	70%	5,99	294	7,44	364,56
S2	6%	10,33	41	12,648	50,592
S3	7%	20,67	103	28,768	143,84
S4	17%				
EP	6				
Somme conso S4	1334				
Somme EP	74,88				
Somme Forfait	721,28	Total CRSE	438,34	Total ERA	558,992

Le second exemple présenté est celui du VILLAGE de DIABY également électrifiés en 2015-2016 dans la région de Kaffrine.

Il ressort de cette exemple une différence de 27% entre le calcul de la consommation sur la base de l'énergie positionnée par ERA et l'hypothèse retenu dans le modèle.

Nous remarquons également une perte de 163 kWh sur le mois (entre l'estimation ERA et la l'énergie restante après déduction de la consommation S4 et EP.

Il s'agit donc de pertes qu'ERA cherche systématiquement à tracer :

- Perte du au comptage chez SENELEC ou sur les compteurs des clients S4 du village.
- Perte sur le réseau de distribution.
- Perte non technique donc fraude.

Il résulte de ce qui précède que le modèle tarifaire avait bien pris en compte que les charges d'exploitation d'une concession d'électrification constituent le facteur central, bien plus que les investissement (subventionnés ou pas). Déjà largement minorée sur le volet fonctionnement, le modèle a également minoré le poste « Achats Senelec » en minimisant la part énergétique réellement consommée dans les forfaits.

ERA a fait la démonstration que les forfaits sont effectivement consommés en totalité. Dans les faits, cela s'explique essentiellement par la généralisation du téléphone portable car les ménages ruraux en comptent plusieurs et les prises d'électricité sont en permanence occupé par un ou plusieurs appareils.

Si ERA avait positionné la totalité de l'énergie prévue dans les forfaits (à savoir 19 kWh pour le service S1, 36 pour S2 et 67 pour S3), et que cette énergie était totalement consommée, l'effet sur le modèle tarifaire serait une augmentation des achats Senelec de 50% soit un effet sur la VAN de – 1 milliard de FCFA.

ERA, L'énergie du développement rural.

L'option prudente d'ERA de positionner respectivement 7,2 kWh pour le service S1, 12,4 pour S2 et 27,84 pour S3 permet sur le modèle tarifaire d'atténuer l'augmentation des Achats Senelec (14% au lieu de 50%) et l'effet sur la VAN est de -255 millions de FCFA.

La révision devra donc statuer sur le maintien de l'option de l'énergie positionnée actuellement par ERA ou de la totalité de l'énergie prévue pour les services au forfait, mais dans tous les cas il faudra que la répercussion sur les Achats Senelec soit pleinement assumée.

LES PERTES ET AUTRES CHARGES LIEES AU RESEAU

L'exemple du village de DIABY a permis de faire ressortir des cas de pertes.

Cette problématique n'est pas prise en compte dans le modèle tarifaire et constitue également un paramètre à considérer afin que la transcription de la réalité de l'activité dans le modèle soit la plus fidèle possible.

Au titre des pertes nous pouvons distinguer :

- Les pertes techniques liées aux Achat Senelec car alors que les conditions d'achats sont celle de la moyenne tension, le comptage Senelec-Concessionnaire a lieu en aval du transformateur donc en basse tension. Senelec calcule et facture ces pertes au concessionnaire pour chaque village électrifié.
- Les pertes liées à la distribution : Elles sont certes sous la responsabilité du concessionnaire, mais leur réduction impliquera la mise en œuvre de moyens, techniques notamment, et dont le coût devra également être pris en charge dans le modèle tarifaire.

En dehors des pertes, le modèle ne considère pas non plus certaines charges liées aux achats SENELEC :

- Les redevances sur chaque facture ;
- L'énergie réactive (Cos phi) facturée au concession et difficile à transférer aux consommateurs finaux.

Rapportées au kWh acheté, ces charges représente un surcoût d'environ 5% sur le prix d'achat SENELEC et qui n'est pas répercuté sur le modèle.

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 27: Niveau de consommation prévue et à réalisée selon le modèle financier

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Moyenne	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
CONSOMMATION SYSTEME MT + DISTRIBUTION RESEAU	1 254,130	0,000	2 803,831	0,000	3 923,482	63,276	4 042,931	183,768	4 165,622	331,459	4 044,012	192,834
(MWH)												
Usagers payants domestiques	948,060	0,000	2 186,263	0,000	3 153,097	30,420	3 263,039	65,606	3 376,223	135,768	3 264,120	77,265
Service 1	20,880	0,000	48,859	0,000	69,739	15,660	71,827	33,686	73,985	78,648	71,850	42,665
Service 2	176,040	0,000	408,240	0,000	584,280	2,040	601,800	6,000	619,800	8,640	601,960	5,560
Service 3	321,840	0,000	714,720	0,000	1 036,560	12,720	1 067,760	25,920	1 099,680	48,480	1 068,000	29,040
Service 4	429,300	0,000	1 014,444	0,000	1 462,517	0,000	1 521,652	0,000	1 582,759	0,000	1 522,309	0,000
Usagers payants sociaux et productifs	289,714	0,000	579,427	0,000	715,889	32,160	724,838	116,700	733,788	194,160	724,838	114,340
Service 1	2,854	0,000	5,707	0,000	7,169	0,000	7,238	0,000	7,308	0,000	7,238	0,000
Service 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Service 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Service 4 non moteurs	2,700	0,000	5,400	0,000	7,200	14,400	7,200	27,900	7,200	43,200	7,200	28,500
Service 4 pompage	284,160	0,000	568,320	0,000	701,520	17,760	710,400	88,800	719,280	150,960	710,400	85,840
Service 4 autres moteurs	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Usages communautaires	16,356	0,000	38,141	0,000	54,497	0,696	55,054	1,462	55,610	1,531	55,054	1,230
Service 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Service 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Service 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Eclairage public	16,356	0,000	38,141	0,000	54,497	0,696	55,054	1,462	55,610	1,531	55,054	1,230

L'analyse du tableau montre que même le niveau de consommation théorique à réaliser par ERA dans le modèle financier est largement inférieure à la consommation réellement facturée par la Sénélec au 31 décembre 2017 qui s'établit à 1 143,761 MWH, soit 3,451 fois plus que la consommation supposée réalisée à la même date dans le modèle financier qui s'élève à 331,459 MWH. Ainsi, le niveau d'approvisionnement en énergie prévu dans le modèle financier et inclus dans la détermination du prix est très largement minoré par rapport à la facture réelle de la sénélec de 2015 à 2017.

Cette situation émane des hypothèses de base retenue dans le modèle financier qui montrent une nette différence entre la consommation prévue dans le modèle financier et ce qui est effectivement facturé à ERA pour un S1 par exemple.

ERA, L'énergie du développement rural.

3.2.2.1.1.2 Niveau de puissance

Elle est passée de 112,42 MW en 2015 à 469,39 MW en 2016 et à 717,94 MW en 2017 soit une progression respective de 317% en 2016 et une autre de 53% en 2017.

Le tableau suivant renseigne sur les puissances installées prévues dans le modèle financier et celles effectivement installées durant la période 2013 – 2017

Tableau 28: Puissances installées prévues et réalisées

	2013		2014		2015		2016		2017	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Appel de puissance achat Senelec + distribution réseau (MW)	674,210	0,000	1 522,084	0,000	2 160,738	112,420	2 228,010	469,390	2 297,108	717,940
Usagers payants domestiques	579,210	0,000	1 328,184	0,000	1 915,738	67,520	1 980,060	226,940	2 046,208	358,140
Service 1	15,000	0,000	35,100	0,000	50,100	11,250	51,600	24,200	53,150	56,500
Service 2	132,030	0,000	306,180	0,000	438,210	1,530	451,350	4,500	464,850	6,480
Service 3	241,380	0,000	536,040	0,000	777,420	9,540	800,820	19,440	824,760	36,360
Service 4	190,800	0,000	450,864	0,000	650,008	45,200	676,290	178,800	703,448	258,800
Usagers payants sociaux et productifs	83,250	0,000	166,500	0,000	205,850	44,400	208,400	241,400	210,950	358,700
Service 1	2,050	0,000	4,100	0,000	5,150	0,000	5,200	0,000	5,250	0,000
Service 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Service 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Service 4 non moteurs	1,200	0,000	2,400	0,000	3,200	6,400	3,200	12,400	3,200	19,200
Service 4 pompage	80,000	0,000	160,000	0,000	197,500	5,000	200,000	25,000	202,500	42,500
Service 4 autres moteurs	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33,000	0,000	204,000	0,000	297,000
Usages communautaires	11,750	0,000	27,400	0,000	39,150	0,500	39,550	1,050	39,950	1,100
Service 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Service 2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Service 3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eclairage public	11,750	0,000	27,400	0,000	39,150	0,500	39,550	1,050	39,950	1,100

ERA, L'énergie du développement rural.

3.2.2.1.1.3 Appel de puissance

Le tableau ci-après renseigne sur l'évolution de l'appel de puissance prévu dans le modèle financier et celui correspondant aux puissances installées par ERA

Tableau 29: Appel de puissance prévu et réalisé

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Total appel pointe	594,210	0,000	1 362,084	0,000	1 963,238	74,420	2 028,010	240,390	2 094,608	378,440
Total appel hors pointe	80,000	0,000	160,000	0,000	197,500	38,000	200,000	229,000	202,500	339,500
Appel de puissance	534,789	0,000	1 225,876	0,000	1 766,914	66,978	1 825,209	229,000	1 885,147	340,596

En terme de consommation la tarification est identique en appel pointe et hors pointe.

3.2.2.2 Kit solaire et centrale solaire

Le niveau de puissance installé chez les abonnés au kit et centrale solaire prévu dans le modèle financier correspond aux puissances par niveau de service ci-dessous :

Tableau 30: Puissance par service prévue dans le modèle financier

Usager domestique	Puissance Wc
Eclairage public	50
Service 1	50
Service 2	75
Service 3	150
Service 4	400
Service 4 non moteur	400
Service 4 pompage	1000

L'évolution de la puissance installée par niveau service prévu dans le modèle financier et celle effectivement installée chez les abonnés donne

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 31: Puissance installée chez l'abonné prévue et réalisée

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
PUISSANCE CLIENTS SOLAIRES (Wc)	138 975	7 950	324 600	20 525	463 575	78 825	468 200	108 825	472 825	118 150
Usagers payants domestiques	136 075	7 950	317 850	20 125	453 925	77 425	458 450	107 025	462 975	116 350
Service 1	3 900	1 500	9 150	6 100	13 050	41 250	13 200	52 350	13 350	53 950
Service 2	28 275	1 500	66 000	2 475	94 275	5 325	95 250	7 275	96 225	7 500
Service 3	53 100	4 950	123 900	11 550	177 000	30 450	178 800	46 200	180 600	53 700
Service 4	50 800	-	118 800	-	169 600	400	171 200	1 200	172 800	1 200
Usagers payants sociaux et productifs	-	-	-	-	-	-	-	400	-	400
Service 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service 4 non moteurs	-	-	-	-	-	-	-	400	-	400
Service 4 pompage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Usages communautaires	2 900	-	6 750	400	9 650	1 400	9 750	1 400	9 850	1 400
Service 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Service 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eclairage public	2 900	-	6 750	400	9 650	1 400	9 750	1 400	9 850	1 400

L'analyse du tableau montre une puissance totale servie aux abonnés aussi bien kit solaire que centrale solaire globale de 118 150 Wc au 31 décembre 2017, qui est largement inférieure aux prévisions du modèle financier (472 825 Wc) ; soit 25% de cette prévision. Cela se justifie par le fait qu'ERA n'a réalisé que 25% des investissements prévus pour ce segment pour cause de non mobilisation de la 3^{ème} tranche de subvention. Il faut ajouter à cela que la présence d'opérateurs libres sur le marché du kit solaire, avec un consentement muet des autorités en la matière remet en cause l'exclusivité assurée au concessionnaire. Une saisine a été adressée à la CRSE sur la question et n'a pas encore fait l'objet d'une réponse de la commission.

ERA, L'énergie du développement rural.

3.2.2.3 Répartition de la puissance installée chez les abonnés

Les tableaux ci-après renseignent sur la répartition des puissances installées chez les abonnés en fonction des sources d'énergie.

Tableau 32: Puissance installée par niveau de service et source d'énergie (kW)

Niveau de service	Puissance installée		2012	2013	2014		2015			2016			2017			Total		
	Solaire (Wc)	Réseau (W)			Kit solaire	Kit solaire	Kit solaire	Centrale solaire	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire
EP	50	50	0,000	0,000	0,400	0,000	1,000	0,000	0,500	0,000	0,000	0,550	0,000	0,000	0,050	1,400	0,000	1,100
S1	50	50	0,500	1,000	4,050	0,550	34,800	0,350	11,250	10,750	0,350	12,950	1,600	0,000	32,300	52,700	1,250	56,500
S2	75	90	0,375	1,125	0,825	0,150	2,775	0,075	1,530	1,875	0,075	2,970	0,225	0,000	1,980	7,200	0,300	6,480
S3	150	180	0,450	4,500	6,600	0,000	18,900	0,000	9,540	15,750	0,000	9,900	7,500	0,000	16,920	53,700	0,000	36,360
S4 domestique	400	400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,400	45,200	0,400	0,800	133,600	0,000	0,000	80,000	0,400	1,200	258,800
S4 non moteur	400	400	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,400	0,000	0,000	6,000	0,000	0,000	6,800	0,000	0,000	19,200
S4 pompage	1 000	2 500	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,000	0,000	0,000	20,000	0,000	0,000	17,500	0,000	0,000	42,500
S4 autre moteur	0	3 000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33,000	0,000	0,000	171,000	0,000	0,000	93,000	0,000	0,000	297,000
	2 125	6 670	1,325	6,625	11,875	0,700	57,475	0,825	112,420	28,775	1,225	356,970	9,325	0,000	248,550	115,400	2,750	717,940

Tableau 33: Puissance installée par service au solaire

Niveau de service	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EP	0,000	0,000	0,400	1,400	1,400	1,400
S1	0,500	1,500	6,100	41,250	52,350	53,950
S2	0,375	1,500	2,475	5,325	7,275	7,500
S3	0,450	4,950	11,550	30,450	46,200	53,700
S4	0,000	0,000	0,000	0,400	1,600	1,600
Puissance cumulée	1,325	7,950	20,525	78,825	108,825	118,150

ERA, L'énergie du développement rural.

Le graphique suivant illustre cette évolution par service

Figure 3: Puissance installée par niveau de service au solaire

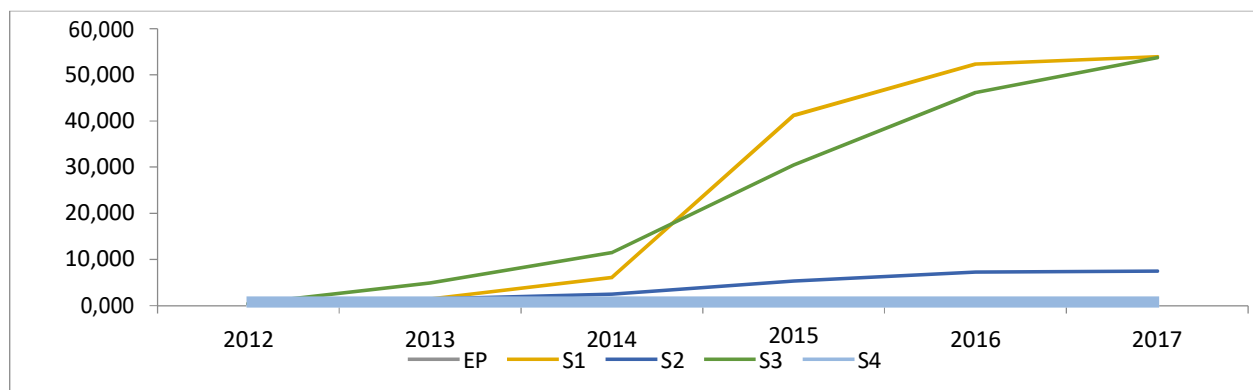
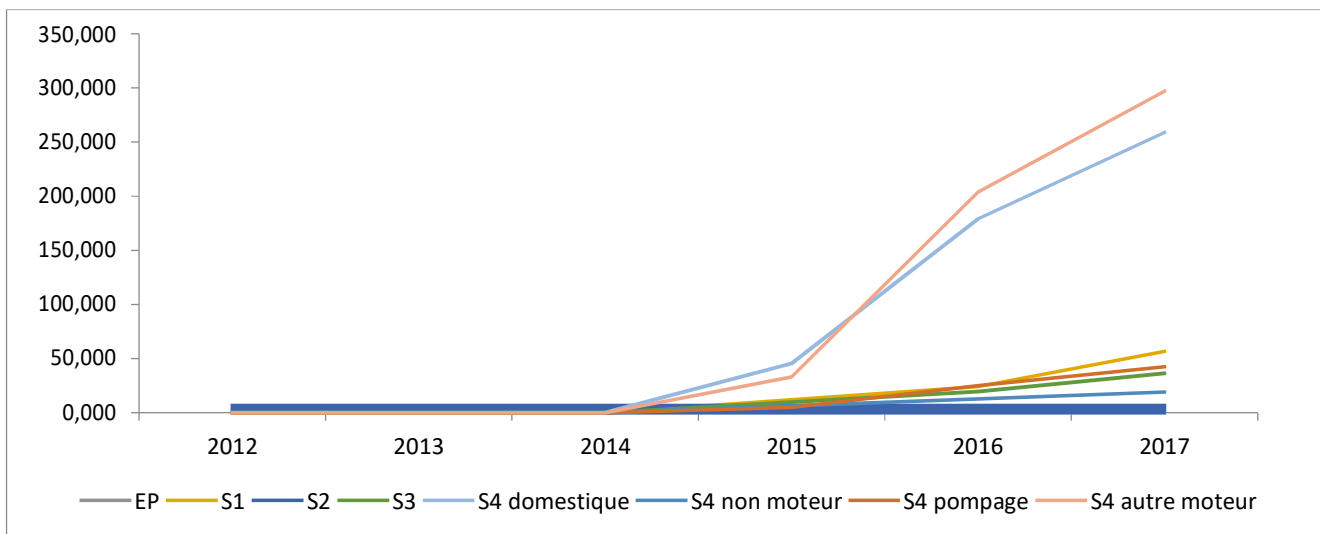


Tableau 34: Puissance installée par service au réseau

Niveau de service	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EP	0,000	0,000	0,000	0,500	1,050	1,100
S1	0,000	0,000	0,000	11,250	24,200	56,500
S2	0,000	0,000	0,000	1,530	4,500	6,480
S3	0,000	0,000	0,000	9,540	19,440	36,360
S4 domestique	0,000	0,000	0,000	45,200	178,800	258,800
S4 non moteur	0,000	0,000	0,000	6,400	12,400	19,200
S4 pompage	0,000	0,000	0,000	5,000	25,000	42,500
S4 autre moteur	0,000	0,000	0,000	33,000	204,000	297,000
Puissance cumulée	0,000	0,000	0,000	112,420	469,390	717,940

ERA, L'énergie du développement rural.

Figure 4: Puissance installée par service au réseau



ERA, L'énergie du développement rural.

3.2.3 Evolution de la clientèle

3.2.3.1 Analyse de la clientèle acquise

De 2012 à 2017, ERA a connecté 3 806 abonnés répartis en trois technologies :

- kits solaires pour 1 537 abonnés ;
- centrale solaire pour 32 abonnés ;
- réseau pour 2 237 abonnés

La répartition de ses clients est esquissée dans le tableau suivant :

Tableau 35: Répartition des clients par types d'abonnements et par source d'énergie

Niveau de service	2012			2013			2014			2015			2016			2017			Total		
	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau	Kit solaire	Centrale solaire	Réseau
EP							8			20		10	0	0	11	0	0	1	28	0	22
S1	10			20			81	11		696	7	225	215	7	259	32	0	646	1 054	25	1 130
S2	5			15			11	2		37	1	17	25	1	33	3	0	22	96	4	72
S3	3			30			44	0		126	0	53	105	0	55	50	0	94	358	0	202
S4 domestique								0			1	113	1	2	334	0	0	200	1	3	647
S4 non moteur												16			15			17	0	0	48
S4 pompage												2			8			7	0	0	17
S4 autre moteur												11			57			31	0	0	99
TOTAL	18	0	0	65	0	0	144	13	0	879	9	447	346	10	772	85	0	1 018	1 537	32	2 237
Cumul kit solaire	18			83			227			1 106			1 452			1 537					
Cumul centrale solaire		0			0			13			22			32			32				
Cumul réseau			0			0			0			447			1 219			2 237			
Total abonnés																			3 806		

ERA, L'énergie du développement rural.

Ce niveau d'abonnement est atteint grâce à un taux de croissance annuel moyen de 244%, réparti comme suit d'une année à l'autre et par technologie:

Tableau 36: Evolution des abonnés par source d'énergie

Libellé	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	Moyenne
Kit solaire	361,11%	173,49%	387,22%	31,28%	5,85%	191,79%
Centrale solaire			69,23%	45,45%	0,00%	38,23%
Réseau				172,71%	83,51%	128,11%
Total	361,11%	189,16%	556,25%	71,62%	40,81%	243,79%

L'activité de ERA a réellement débuté avec la technologie des Kits solaires. Cette forme d'électrification bien que relativement simple dans la mise en œuvre prend également en compte beaucoup d'aspect qui plombe son efficacité dans la concession KTK. En effet, la faible densité des villages et leur éloignement font état d'une clientèle parsemée sur une trop grande superficie entraînant des déplacements pour du service après vente (SAV) dont le seul coût représente une année de chiffre d'affaires pour le client concerné. Mais c'est aussi l'attrait relativement faible de cette solution auprès des population qui aggrave la situation avec des taux de pénétration par village allant de 5 à 10%.

Le kit solaire comporte des risques matériels que le concessionnaire peut limiter en partie, notamment sur l'approvisionnement en équipements solides et fiables. Mais c'est le risque lié à son utilisation qui constitue la plus grande difficulté :

- Risque quant à l'environnement : chaleur, poussière et humidité ;
- Risque quant à l'utilisation
 - Panneau solaire irrégulièrement ou pas nettoyé entraînant un charge insuffisante ;
 - Local batterie encombré conduisant à un manque d'aération.
 - Bricolage frauduleux sur le régulateur.

Les dégradations ainsi occasionnées provoquent des charges d'interventions et de renouvellements élevées qui ne peuvent être soutenues que dans la perspectives de développement de ce segment. C'est pour cette raison qu'il est indispensable que l'exclusivité données au concessionnaire soit assurée afin de lui permettre de poursuivre son développement sur l'option kit solaire.

Par ailleurs le réseau n'a réellement été lancé qu'en 2015 pour la concession KTK. L'adhésion des clients connaît au départ un rythme lent et s'est amélioré entre 2015 et 2016. Toutefois, il faut préciser le retard subi dans le déblocage de la dernière tranche de la subvention fait qu'il n'y a pas eu de gros investissements entre mi 2016 et l'année 2017. Cette situation tend à ralentir le rythme de croissance d'acquisition des clients. En effet, sans de nouveaux villages électrifiés, la seule option pour ERA d'accroître le nombre de client est de lancer des campagnes de densification commerciales à coup de promotion et de réduction de frais d'abonnement (ce qui par ailleurs constitue un manque à gagner).

ERA, L'énergie du développement rural.

Pour les raisons évoquées plus haut à partir de 2015, les abonnés au réseau se sont accrus au détriment de ceux aux kits solaires.

Quant aux abonnés à la centrale solaire, leur progression s'est arrêtée depuis 2016.

Les abonnés peuvent être regroupés en 5 catégories

- EP (éclairage public) ;
- Les services forfaitaires S1, S2 et S3 ;
- Le service S4 domestique;
- Le service S4 productif sans moteur comme les artisans, les boutiquiers, les écoles, les postes de santé, les campements touristiques etc;
- Le service S4 pompage;
- Le service S4 autre moteur comme les moulins.

Les tableaux et graphiques ci-dessous renseignent sur leur évolution durant la période 2012 – 2017. Il est à préciser que la hausse très sensible entre 2015 et 2017 a été réalisée alors que le programme d'investissements était suspendu faute de versement de la subvention. Cette hausse est donc exclusivement le fruit d'une politique commerciale forte marquée par des enquêtes de satisfaction, des activités de terrain et des campagnes de promotion.

L'effort de commercialisation, qui n'avait pas été budgété dans le modèle tarifaire, dans la réalité est financièrement réparti entre les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation ce qui justifie en partie les charges élevées de l'entreprise. A cela il faut ajouter que les campagnes de promotions destinées à accroître l'accès aux services ont été marquées par des abonnements à coûts réduits dans lesquels ERA n'a pas encaissé les frais de préfinancements des installations intérieures. Sur les nouveaux 1000 abonnés inscrits en 2016-2017 il s'agit de montant non encaissé de 32 M FCFA.

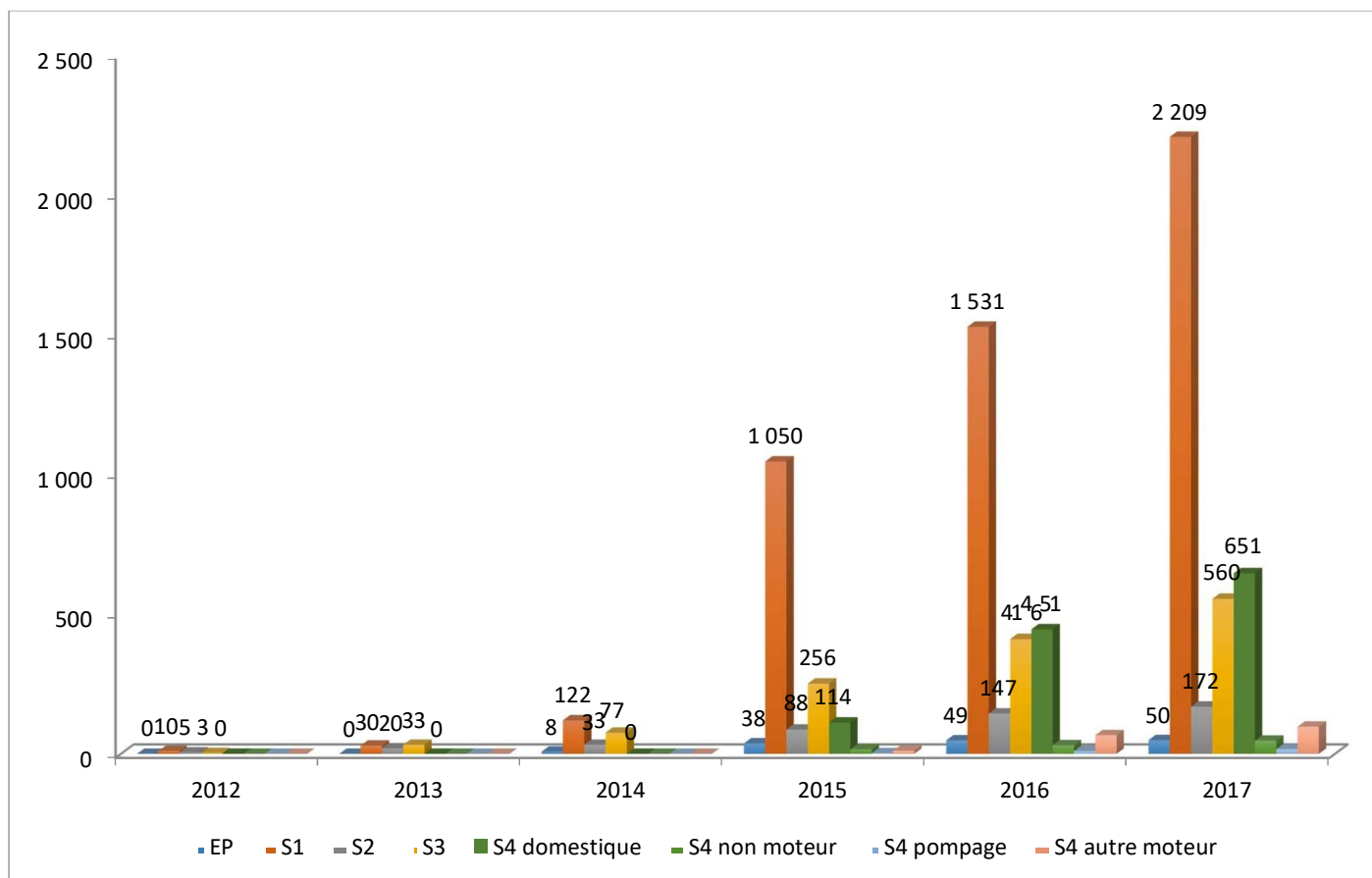
Tableau 37: Répartition des clients par type d'abonnement

Libellé	2012	2013	2014	2015	2016	2017
EP	0	0	8	38	49	50
S1	10	30	122	1 050	1 531	2 209
S2	5	20	33	88	147	172
S3	3	33	77	256	416	560
S4 domestique	0	0	0	114	451	651
S4 non moteur	0	0	0	16	31	48
S4 pompage	0	0	0	2	10	17
S4 autre moteur	0	0	0	11	68	99
Total	18	83	240	1 575	2 703	3 806

ERA, L'énergie du développement rural.

Cette répartition peut être illustrée par le graphique suivant

Graphique 4 : Figure 5: Répartition des clients par type d'abonnement



ERA, L'énergie du développement rural.

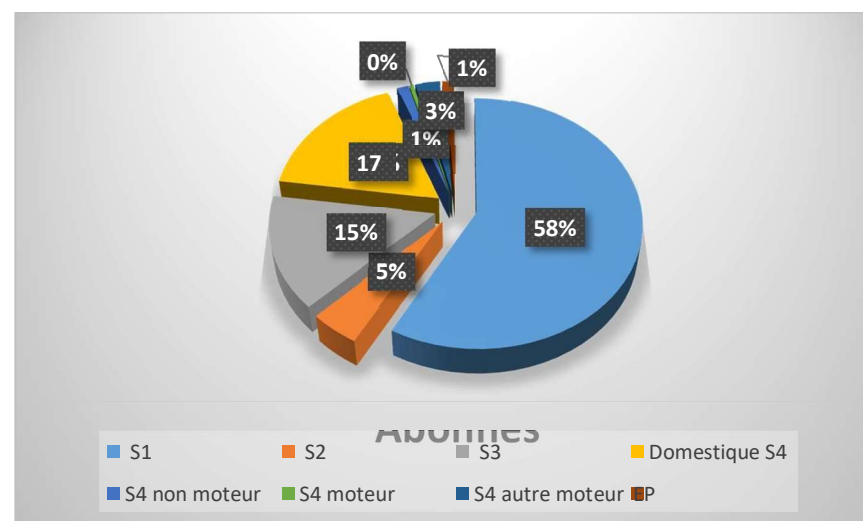
L'analyse du tableau combinée à celle du graphique fait apparaître une nette domination des clients abonnés aux services S1, S3 et S4 au moment où l'éclairage public, les productifs et le service S2 restent faibles.

Le tableau et graphique ci-après permettent d'illustrer cette tendance

Tableau 38: Répartition des abonnements par niveau de service (en pourcentage)

Libellé	Abonnés
S1	58%
S2	4%
S3	15%
Domestique S4	17%
S4 non moteur	1%
S4 moteur	1%
S4 autre moteur	3%
EP	1%
Total	100,00%

Figure 6: Quote-part des différents types d'abonnement



Le tableau montre que plus de 77% des abonnés au 31 octobre 2017 sont au forfait avec respectivement plus de la moitié des clients ; soit 58,04% de niveau de service S1 (le minimum forfaitaire), 14,71% de service S3 et 4,52% de service S2.

3.2.3.2 Analyse comparative de la clientèle projetée et acquise

Le tableau ci-après renseigne sur les perspective de clientèle prévues dans le modèle financier et la clientèle réellement acquise durant la période 2012 – 2017

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 39: clientèle prévue dans le modèle financier et acquise

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
TOTAL CLIENTS (6) = (4) + (5)	6 200	83	14 267	240	20 414	1 575	20 855	2 703	21 307	3 806
Usagers payants domestiques	5 721	83	13 186	232	18 907	1 508	19 332	2 544	19 768	3 591
Service 1	464	30	1 086	122	1 550	1 050	1 586	1 531	1 623	2 209
Service 2	2 365	20	5 498	33	7 863	88	8 039	147	8 220	172
Service 3	2 095	33	4 738	77	6 833	256	6 988	416	7 146	560
Service 4	797	0	1 864	0	2 661	114	2 719	450	2 779	650
Usagers payants sociaux et productifs	108	0	216	0	271	29	274	110	277	165
Service 1	49	0	98	0	124	0	125	0	126	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 4 non moteurs	5	0	10	0	12	16	12	32	12	49
Service 4 pompage	54	0	108	0	135	2	137	10	139	17
Service 4 autres moteurs	0	0	0	0	0	11	0	68	0	99
Usages communautaires	371	0	865	8	1 236	38	1 249	49	1 262	50
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eclairage public	371	0	865	8	1 236	38	1 249	49	1 262	50

En dehors du fait que le tableau ci-dessus ne considère pas que durant les années 2011 et 2012 ERA a fonctionné sans clients pour cause de lenteur dans la mise en vigueur du contrat de concession (et même en 2013 où des investissements sur fonds propres étaient consentis sur des villages test), son analyse montre que seul 17,86% des clients projetés ont été atteint au 31 décembre 2017, soit 3 806 abonnés sur 21 307 prévus initialement dans le modèle financier.

Ces clients sont répartis comme suit :

- ❖ Au réseau les prévisions et réalisations donnent :

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 40: Clientèle projetée et acquise au réseau

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
CLIENTS TOUS RESEAUX	5 206	0	11 946	0	17 099	447	17 506	1 219	17 924	2 237
Usagers payants domestiques	4 785	0	11 000	0	15 785	408	16 178	1 089	16 582	2 051
Service 1	386	0	903	0	1 289	225	1 322	484	1 356	1 130
Service 2	1 988	0	4 618	0	6 606	17	6 769	50	6 937	72
Service 3	1 741	0	3 912	0	5 653	53	5 796	108	5 942	202
Service 4	670	0	1 567	0	2 237	113	2 291	447	2 347	647
Usagers payants sociaux et productifs	108	0	216	0	271	29	274	109	277	164
Service 1	49	0	98	0	124	0	125	0	126	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 4 non moteurs	5	0	10	0	12	16	12	31	12	48
Service 4 pompage	54	0	108	0	135	2	137	10	139	17
Service 4 autres moteurs	0	0	0	0	0	11	0	68	0	99
Usages communautaires	313	0	730	0	1 043	10	1 054	21	1 065	22
Service 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eclairage public	313	0	730	0	1 043	10	1 054	21	1 065	22

Seuls 12,48% des clients au réseau projetés dans le modèle financier ont été atteint par ERA au 31 décembre 2017

ERA, L'énergie du développement rural.

❖ Au solaire (kit et centrale) projetés dans le modèle financier

Tableau 41: Clientèle projeté et acquise au 31 décembre 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017	
	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations	Prévisions	Réalisations
CLIENTS SOLAIRES	994	83	2 321	240	3 315	1 128	3 349	1 483	3 383	1 569
Usagers payants domestiques	936	83	2 186	232	3 122	1 100	3 154	1 455	3 186	1 540
Service 1	78	30	183	122	261	825	264	1 047	267	1 079
Service 2	377	20	880	33	1 257	71	1 270	97	1 283	100
Service 3	354	33	826	77	1 180	203	1 192	308	1 204	358
Service 4	127	0	297	0	424	1	428	3	432	3
Usagers payants sociaux et productifs	0		0		0		0		0	1
Service 1	0		0		0		0		0	
Service 2	0		0		0		0		0	
Service 3	0		0		0		0		0	
Service 4 non moteurs	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Service 4 pompage	0		0		0		0		0	
Service 4 autres moteurs	0		0		0		0		0	
Usages communautaires	58	0	135	8	193	28	195	28	197	28
Service 1	0		0		0		0		0	
Service 2	0		0		0		0		0	
Service 3	0		0		0		0		0	
Eclairage public	58	0	135	8	193	28	195	28	197	28

Seuls 46,37% de la clientèle solaire prévue ont été atteints, soit 1 569 clients sur 3 383 prévus dans le modèle financier.

3.2.4 Evolution du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires d'ERA connaît une nette amélioration de 2013 à 2017. Il passe de 8 068 853 en 2013 à 317 050 888 en 2017 ; soit une croissance annuelle moyenne de 207,88%. Le tableau ci-après renseigne sur la répartition du chiffre d'affaires annuel par source d'énergie.

ERA, L'énergie du développement rural.

_Tableau 42: Répartition du chiffre d'affaires

Libellé	2 017	2 016	2 015	2 014	2 013
Energie réseaux	231 158 935	136 267 003	14 270 983		
Installations intérieures réseau	6 924 761	12 034 086	7 753 145		
Redevance tableau réseau	4 698 478	1 927 611	1 120 755		
Chiffre d'affaires réseau	242 782 174	150 228 700	23 144 883	0	0
Energie solaire	59 587 966	65 834 407	34 510 616	8 272 665	6 256 883
Installations intérieures solaire	9 820 349	14 691 219	22 167 974	3 935 146	1 565 393
Redevance tableau solaire	2 935 974	3 492 642	1 735 261	328 703	197 505
Chiffre d'affaires solaire	72 344 289	84 018 268	58 413 851	12 536 514	8 019 781
Ventes divers accessoires	1 924 425	2 383 838	230 740	44 835	49 072
Chiffre d'affaires	317 050 888	236 630 806	81 789 474	12 581 349	8 068 853

Cette tendance du chiffre d'affaires peut être expliquée par le tableau des variations suivant :

Tableau 43: Tableau de variation du chiffre d'affaires annuel

Libellé	2017/2016	2016/2015	2015/2014	2014/2013	Moyenne
Energie réseaux	69,64%	854,85%			462,25%
Installations intérieures réseau	-42,46%	55,22%			6,38%
Redevance tableau réseau	143,75%	71,99%			107,87%
Chiffre d'affaires réseau	61,61%	549,08%	0	0	305,34%
Energie solaire	-9,49%	90,77%	317,16%	32,22%	107,66%
Installations intérieures solaire	-33,15%	-33,73%	463,33%	151,38%	136,96%
Redevance tableau solaire	-15,94%	101,27%	427,91%	66,43%	144,92%
Chiffre d'affaires solaire	-13,89%	43,83%	365,95%	56,32%	113,05%
Ventes divers accessoires	-19,27%	933,13%	414,64%	-8,63%	329,97%
Chiffre d'affaires	33,99%	189,32%	550,09%	55,92%	207,33%

Le taux de croissance moyen annuel qui est de 207,33%, est principalement tiré par celui du réseau dont la moyenne général est de 305,34% au moment la croissance moyenne du solaire tourne autour de 113,05%.

ERA, L'énergie du développement rural.

3.3 Qualité du service

La qualité du service de fourniture d'électricité est un élément essentiel pour les clients. ERA a bien compris ce point et a installé des agences régionales et des bureaux de proximités pour être beaucoup plus proactif par rapport aux préoccupations des clients.

3.4 Investissements sur la période 2013 – 2017

Le niveau des investissements qui était évalué à 280 479 (milliers F.CFA) à en 2013 est passé à 2 470 843 (milliers F.CFA en 2017); soit 28,33% de l'investissement prévu qui était estimé au terme de l'année 2017 à 8 722 315 (milliers de FCFA).

Ces investissements réalisés grâce à la subvention reçue en 2013 (30%),2015 (15%) et 2016 (15%) sont répartis comme suit :

3.4.1 Equipements et matériels

Avec 2 139 160 (milliers de FCFA) en 2017, l'investissement hors installations intérieures représente plus de 87,28% de l'investissement global réparti comme suit :

Tableau 44: Répartition des investissements prévus et réalisés entre 2013 et 2017 (en milliers de FCFA)

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
MT	473 067	23 865	1 178 913	30 110	705 846	156 798	0	379 123	0	8 235	2 357 826	598 130
Poste transfor	214 415	20 196	283 955	0	214 415	35 671	712 785	72 407	1 649	9 674	1 427 219	137 948
BT	717 003	54 294	926 550	2 119	709 237	140 578	58 028	313 414	59 640	32 713	2 470 459	543 117
Branchement domestique forfait	93 240	0	71 532	0	93 240	18 777	9 180	20 436	9 420	30 229	276 612	69 442
Branchement domestique S4	0	0	0	0	0	9 214	0	25 198	0	14 833	0	49 245
Branchement prod.	0	0	0	0	0	6 512	0	16 621	0	10 483	0	33 616
Total réseau	1 497 725	98 355	2 460 950	32 228	1 722 738	367 550	779 993	827 200	70 709	106 166	6 532 116	1 431 499
Kit solaire S1	25 662	6 261	34 545	19 202	25 662	146 728	987	46 335	987	6 679	87 843	225 205
Kit solaire S2	176 059	7 748	234 901	5 036	176 059	14 721	6 071	10 072	6 071	1 162	599 161	38 740
Kit solaire S3	312 228	15 537	416 304	20 716	312 228	59 324	10 584	49 436	10 584	23 541	1 061 928	168 554
Kit solaire S4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Licence et logiciel	0	26 022	0	0	0	0	0	0	0	14 130	0	40 151
Construction	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10 000	0
Aménagent et install.	0	9 629	0	1 376	0	2 025	0	28 859	0	8 885	0	50 774
Matériel informatique	1 500	5 733	1 000	1 110	1 000	5 865	1 500	5 328	1 000	9 953	6 000	27 989

ERA, L'énergie du développement rural.

Autre matériel et équipement	0	6 877	0	657	0	2 125	0	7 574	0	1 728	0	18 961
Mobilier de bureau	1 000	5 417	0	686	0	5 976	0	1 646	0	4 869	1 000	18 595
Matériel roulant	30 000	75 301	20 000	19 040	10 000	0	30 000	24 350	20 000	0	110 000	118 691
Matériel de support	42 500	128 979	21 000	22 869	11 000	15 991	31 500	67 757	21 000	39 565	127 000	275 161
Total investissements	2 054 174	256 881	3 167 700	100 052	2 247 687	604 313	829 135	1 000 801	109 351	177 113	8 408 048	2 139 160

Ce faible niveau de l'investissement (26%) par rapport au prévisionnel au terme de 2017 est essentiellement lié aux facteurs ci-après :

- ❖ Surestimation du marché surtout au réseau dont la cible n'est atteint qu'à hauteur de 12% au 31 décembre 2017 ;
- ❖ Subvention qui n'est toujours pas intégralement versée ;
- ❖ Conditions d'exploitation actuelles qui ne garantissent aucune possibilité de rentabilité du capital déjà investi et à investir. Les quelles conditions sanctionnées par un cumul de déficit constaté durant toute la période d'exploitation 2012 – 2017.

En dépit de toutes ces difficultés, liées à la rentabilité de la concession, ERA oriente l'essentiel de ses investissements dans l'outil de distribution d'énergie qui représente au 31 décembre 2017, plus de 74% de l'investissement global en attendant des conditions d'exploitation plus attrayantes pour l'attractivité du modèle financier de base.

3.4.2 Installations intérieures

Les installations intérieures concernent tous les accessoires nécessaires à la jouissance de l'énergie utilisée par les abonnés comme les ampoules, les douilles, les câbles, les interrupteurs etc ; leurs coûts sont entièrement préfinancées par le concessionnaire qui devra se faire payer sur 10 ans. Elles représentent plus de 12% de la valeur global de l'investissement ; soit 314 267 (milliers FCFA) au 31 décembre 2017. Elles sont réparties comme suit :

3.4.2.1 Installations intérieures réseau

Tableau 45: Répartition par service des câbles et accessoires des installations intérieures prévues et réalisées en (milliers de FCFA)

Câbles et accessoires	2 013		2 014		2 015		2 016		2 017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Prix unitaire service 1	10 500	0	14 070	0	10 500	11 301	1 050	13 009	1 085	32 447	37 205	56 758
Prix unitaire service 2	70 416	0	92 880	0	70 416	1 066	7 008	2 068	7 200	1 379	247 920	4 513
Prix unitaire service 3	108 621	0	132 597	0	108 621	4 737	10 530	4 916	10 773	8 402	371 142	18 055
Prix unitaire service 4	50 562	0	67 734	0	50 562	18 577	5 088	54 909	5 194	32 880	179 140	106 366

ERA, L'énergie du développement rural.

Lampes	2 013		2 014		2 015		2 016		2 017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Prix unitaire service 1	3 000	0	4 020	0	3 000	1 879	300	2 162	310	5 393	10 630	9 434
Prix unitaire service 2	20 538	0	27 090	0	20 538	199	2 044	386	2 100	257	72 310	842
Prix unitaire service 3	32 184	0	39 288	0	32 184	1 062	3 120	1 102	3 192	1 883	109 968	4 047
Prix unitaire service 4	15 264	0	20 448	0	15 264	3 019	1 536	8 923	1 568	5 343	54 080	17 285

3.4.2.2 Installations intérieures solaire

Tableau 46: Répartition par service des câbles et accessoires des installations intérieures prévues et réalisées en (milliers de FCFA)

Câbles et accessoires	2 013		2 014		2 015		2 016		2 017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Prix unitaire service 1	2 340	1 252	3 150	3 840	2 340	29 344	90	9 267	90	1 336	8 010	45 039
Prix unitaire service 2	11 310	1 108	15 090	720	11 310	2 106	390	1 441	390	166	38 490	5 541
Prix unitaire service 3	17 700	2 677	23 600	3 569	17 700	10 220	600	8 517	600	4 056	60 200	29 038
Prix unitaire service 4	16	0	21	0	16	0	1	0	1	0	54	0

Lampes	2 013		2 014		2 015		2 016		2 017		Total	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Prix unitaire service 1	1 170	250	1 575	768	1 170	5 869	45	1 853	45	267	4 005	9 009
Prix unitaire service 2	7 917	234	10 563	152	7 917	444	273	304	273	35	26 943	1 169
Prix unitaire service 3	12 744	661	16 992	882	12 744	2 525	432	2 104	432	1 002	43 344	7 173
Prix unitaire service 4	15	0	20	0	15	0	0	0	0	0	52	0

3.4.3 Ouvrages en reprise

La centrale solaire de Kathial qui a été transférée à ERA depuis 2014 n'a toujours pas fait l'objet d'une valorisation par les autorités. Cette situation appelle de notre part des interrogations sur essentiellement deux points auxquels il faudrait trouver des éléments de réponses :

- La valorisation des villages à transférer et leur intégration dans le bilan du concessionnaire dès leur réception et à quelle valeur ? Et dans quelles mesures cette valorisation ainsi que les provisions de renouvellement seront-elles intégrées dans le modèle tarifaire ?

ERA, L'énergie du développement rural.

Le transfert des MT construits par le concessionnaire à la SENELEC ; quel traitement ? prise en compte dans le bilan du concessionnaire ? valeur de reprise par la SENELEC ?

3.5 Normes et obligations contractuels

3.5.1 Obligations

Durant la période de mise en œuvre de son programme prioritaire et durant la période d'exploitation de sa concession, ERA est soumis à certaines normes et obligations qui se résument en plusieurs points déclinés ci-dessous :

➤ Obligation de desserte pendant la phase du programme prioritaire

Cette obligation n'est pas applicable de manière généralisée. Les motifs suivants limitent son application:

- D'abord elle ne peut concerner que les villages électrifiés ;
- En relation avec l'obligation de réaliser les installations intérieures, une rupture de stock liée à un défaut de trésorerie peut conduire le concessionnaire à ne pas pouvoir raccorder un client au forfait dans des délais raisonnables.
- Dans les villages raccordés au réseau, le raccordement de certains clients « gros consommateurs » peut se heurter à la limitation liée à la section du câble BT de 16mm². ERA a d'ailleurs préconisé que le câble de section 35mm² devienne le minima technique y compris dans les programmes de l'Etat (ASER/PUDC).
- Relativement aux villages desservis par centrale solaire, la puissance de la centrale constituera une limite technique par rapport aux demandes de raccordement.
- Et enfin, pour le cas des kits solaires, et comme évoqué dans le présent rapport, ERA a suspendu ses approvisionnements pour ce segment en attendant la décision de la CRSE sur les opérateurs PAY AS YOU GO.

➤ Obligation d'entretien et de renouvellement

L'entretien et le renouvellement des installations réalisées dans le cadre du PPER sont effectués régulièrement, aussi bien dans la maintenance préventive que dans la maintenance curative. Il est à noter qu'ERA a effectué 498 interventions pour des problèmes d'installations intérieures, alors qu'elles ne sont pas de son ressort ; Mais il faut également prendre en compte que le métier d'électricien n'existant pas encore dans les villages électrifiés, ne pas intervenir pourrait priver le client de la jouissance du service pendant des période très longue. Ceci par ricoché pourrait avoir un incidence sur le recouvrement.

Cette obligation est d'ailleurs l'un des postes de charge qui avaient été sous-estimées dans le modèle initial puisque cette obligation fait appel à de la ressource humaine en qualité et en quantité plus importante que prévu. Elle nécessite également des moyens techniques (exemple les camions grue) qui ont été intégrés dans les projections. De plus, des dégradations sur les transformateurs sont parfois constatées à la suite d'interruptions de fourniture par SENELEC (8 transformateurs depuis 2015). N'étant pas outillé pour faire la démonstration que ces dégradations sont de la responsabilité de SENELEC, ERA se trouve dans l'obligation de prendre en charge la remise en état ou le remplacement.

ERA, L'énergie du développement rural.

Relativement au renouvellement, et en particulier sur les provisions à constituer, il reste à traiter le cas des villages transférés pour lesquels le modèle ne prévoit pas cette constitution ce qui à terme provoquera une dégradation de l'équilibre économique. ERA espère que les discussions avec la CRSE permettront de trouver des solutions à cette situation.

➤ Respect des normes et standards techniques des ouvrages et équipements

Les ouvrages et équipements qui sont utilisés dans l'électrification de notre périmètre de concession respectent les normes et standards techniques décrits dans les minimas techniques de l'ASER. Il faut néanmoins signaler qu'en ce qui concerne la MT, après travaux, SENELEC réceptionne et nous délivre un PV de bonne exécution. Idem pour le réseau de distribution BT où l'ASER réceptionne également les travaux et nous délivre un PV de bonne exécution. La responsabilité sur le respect des normes n'incombe donc qu'à ces derniers. Mais il est évident que le non respect de celles-ci sera préjudiciable à ERA qui, pour la continuité du service prendra en charges les améliorations à apporter (alors que la garantie du constructeur devrait les prendre en charge). La solution préconisée est qu'un transfert de garantie puisse être établi en même temps que le transfert des ouvrages. **Il importe de souligner à titre d'exemple, que le non respect des normes dans ce cas des villages transférés peut constituer un danger d'électrocution, notamment du fait des Mise à la Terre. ERA pourrait ainsi en transférer la responsabilité au constructeur durant la période de garantie.**

Pendant la phase du programme prioritaire, ERA a électrifié au réseau 35 villages (3360 clients raccordables, 81 km de ligne MT et 74 km de ligne BT réalisés) et en a réhabilité 15 (3993 clients raccordables, 58 km de ligne BT). En ce qui concerne le solaire photovoltaïque, ERA a installé 1495 kits solaires dans 171 villages.

➤ Norme de qualité du courant électrique

ERA veille scrupuleusement à la norme du courant dans les villages qu'elle exploite qui est d'une tension entre phase et neutre de 220 Volts et 400 Volts entre phases à tout point du réseau de distribution pour sauvegarder nos équipements (compteurs ou gestionnaires d'énergie) et également les équipements de nos clients.

La variation de tension maximale admissible est de + ou - 11 %.

Nous changeons souvent le rapport de transformation de nos transformateurs pour respecter ces normes mais il y a lieu de signaler l'impact le plus souvent de la mauvaise tension de la MT sur nos réseaux de distribution basse tension.

➤ Type d'alimentation par raccordement à un réseau basse tension

ERA alimente en électricité ses clients par deux types de raccordement:

1. Le raccordement monophasé concerne les clients domestiques à faible charge alimentés par une tension de distribution de 230V, 50Hz.
2. Le raccordement triphasé concerne les clients professionnels et nos clients domestiques à grande charge alimentés par une tension de distribution de 400V, 50Hz.

ERA, L'énergie du développement rural.

➤ Suivi du contrôle de maintenance et dépannage

Durant la période d'exploitation 2015-2017, ERA a effectué 900 interventions au niveau des kits solaires principalement constituées de remplacement de batteries ou de régulateurs.

Cette activité de dépannage occupe en moyenne 30% de l'occupation de nos techniciens.

3.5.2 Autres questions relatives au normes

➤ Les achats SENELEC

- Les achats SENELEC comprennent des redevance qui ne sont pas prises en compte dans le modèle. Ces redevances ainsi que les avances sur consommation réclamées pour chaque village raccordé au réseau devraient être supprimées.
- La charge du courant réactif (Cos phi) : Le courant réactif est facturé au concessionnaire qui ne peut pas le transférer à ses clients. Par ailleurs, le contrat de concession prévoit que les investissements visant à neutraliser ce courant réactif sont à la charge du maître d'ouvrage. Donc, le courant réactif ne doit pas être à la charge d'ERA, et devrait, à défaut de ne pas être facturé, revenir au maître d'ouvrage.

➤ Redevance CRSE : Celle-ci ne figure dans le modèle tarifaire et devrait y être insérée.

3.6 Résultats financiers de l'exploitation

3.6.1 Soldes intermédiaires de gestion

Les soldes intermédiaires de gestion pour la période 2013 – 2017 se présentent comme suit :

3.6.1.1 Marge brute sur matières

La marge brute sur matières permet d'évaluer la rentabilité de l'activité productrice d'ERA. C'est la différence entre les services facturés et les achats de matières consommées dans le cadre des installations intérieures ainsi que le service qui leurs sont directement rattachés.

Le tableau ci-après renseigne sur l'évolution de cette marge brute sur matières.

Tableau 47: Evolution de la marge brute de 2013 à 2017

Libellé	2 017	Evolution	2016	Evolution	2015	Evolution	2014	Evolution	2013
Chiffre d'affaires	317 050 888	33,99%	236 630 806	189,32%	81 789 474	550,09%	12 581 349	55,92%	8 068 853
Production stockée	62 085 726								
Achat énergie SENELEC	66 157 527	19,54%	55 341 330	2758,05%	1 936 335				
Fournitures installations intérieures réseaux	12 410 601	-2161,99%	-601 875		0	-100,00%	142 677 921	1323,37%	10 023 921
Fournitures installations intérieures solaire	0	-100,00%	6 918 159	-28,37%	9 657 857	-90,11%	97 653 067	2600,41%	3 616 237
Variation stocks fournitures & matières	14 021 372	-70,72%	47 895 140	-36,98%	76 000 950	-132,44%	-234 295 939	-1395,90%	-15 662 543
Main d'œuvre installations réseaux	1 269 300	-61,32%	3 281 684	18,28%	2 774 593	167,77%	1 036 200	-72,45%	3 761 277
Main d'œuvre installations solaire									
Installations intérieures	27 701 273	-51,82%	57 493 108	-34,99%	88 433 400	1150,61%	7 071 249	306,65%	1 738 892
Marge brute	285 277 814	130,44%	123 796 368	1542,80%	-8 580 261	-255,72%	5 510 100	-12,95%	6 329 961

La marge brute connaît une nette amélioration en passant de 6 329 961 en 2013 à 285 277 814 en 2017 soit une progression moyenne de 351,14% par an qui résulte essentiellement de la forte progression de la clientèle.

3.6.1.2 Valeur ajoutée

La valeur ajoutée mesure la richesse créée par ERA. Elle est la somme des travaux et services vendus, de la marge commerciale et de la marge sur consommation de matières, diminuée des consommations de biens et de services en provenance des tiers.

La valeur ajoutée peut être matérialisée par le tableau suivant :

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 48: Evolution de la valeur ajoutée de 2013 à 2017

Libellé	2 017	Evolution	2016	Evolution	2015	Evolution	2014	Evolution	2013
Marge brute	285 277 814	130,44%	123 796 368	1542,80%	-8 580 261	-255,72%	5 510 100	-12,95%	6 329 961
Eau	762 644	72,41%	442 349	19,98%	368 699	-4,44%	385 810	42,42%	270 904
Electricité	6 729 207	26,40%	5 323 843	11,41%	4 778 713	157,53%	1 855 575	4,14%	1 781 874
Carburant & autres énergies	22 859 596	-13,52%	26 432 715	47,94%	17 867 257	29,19%	13 830 470	45,06%	9 534 053
Fournitures et entretien bureau	9 220 717	64,05%	5 620 815	19,91%	4 687 355	152,67%	1 855 158	60,60%	1 155 135
Petits matériels	5 272 265	-15,40%	6 231 853	64,46%	3 789 185	167,60%	1 415 990	138,03%	594 886
Achats prestations	18 879 674	-26,62%	25 728 546	-15,52%	30 456 986	45,33%	20 957 000	58,73%	13 203 277
Autres achats	63 724 103	107,32%	69 780 121	12,64%	61 948 195	53,72%	40 300 003	51,85%	26 540 129
Transport	5 399 975	-6,89%	5 799 425	-20,24%	7 271 264	98,48%	3 663 420	378,00%	766 400
Assurances/investissements	8 706 749	-5,52%	9 215 841	29,50%	7 116 583	76,98%	4 021 151	50,58%	2 670 445
Formation	5 324 500	385,22%	1 097 340	11,43%	984 765	203,00%	325 000	#DIV/0!	0
Honoraires de gestion	10 059 762	39,10%	7 232 260	-11,17%	8 141 310	61,28%	5 048 000	-15,65%	5 984 800
Redevance ER (FER)	2 979 265	19,13%	2 500 934	-70,73%	8 543 316	253,47%	2 416 966	#DIV/0!	0
Autres services extérieurs A & B	101 809 449	-6,59%	108 988 100	14,69%	95 024 555	35,49%	70 132 168	80,23%	38 912 113
Impôts & taxes	12 314 384	47,71%	8 337 039	-13,71%	9 661 646	17,56%	8 218 271	52,14%	5 401 618
Autres charges	1 002 395	16,70%	858 950	2047,38%	40 000	-89,04%	364 920	104,38%	178 550
Autres charges d'exploitation	147 596 479	2,48%	144 029 889	5,30%	136 783 439	45,22%	94 189 896	74,70%	53 913 926
Autres produits	5 153 984	341,49%	1 167 414	-91,80%	14 242 374				
Valeur ajoutée	79 111 216	189,04%	-88 846 228	53,98%	-193 069 521	-49,69%	-128 979 799	-74,01%	-74 124 094

La valeur ajoutée a connue une nette amélioration en 2017 en étant pour la première fois positive depuis le début de l'exploitation de la concession avec un bon de plus de 189 points.

3.6.1.3 Excédent brut d'exploitation

L'EBE est la ressource tirée de son exploitation pour d'une part maintenir et développer son outil de production et d'autre part rémunérer les capitaux investis (aussi bien les capitaux propres que les capitaux empruntés). C'est la ressource qu'obtient ERA du seul fait de ses opérations ordinaires. Il ne dépend que des opérations de production et de commercialisation et, de ce fait, constitue un bon indicateur de performance industrielle et de commercialisation.

Le tableau suivant illustre l'évolution de cet excédent brut d'exploitation

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 49: Evolution de l'excédent brut d'exploitation de 2013 à 2017

Libellé	2 017	Evolution	2016	Evolution	2015	Evolution	2014	Evolution	2013
Valeur ajoutée	79 111 216	189,04%	-88 846 228	53,98%	-193 069 521	-49,69%	-128 979 799	-74,01%	-74 124 094
Charges de personnel	330 051 983	15,53%	285 687 652	11,14%	257 054 534	64,81%	155 970 707	20,06%	129 911 017
Excédent brut d'exploitation	-250 940 767	33,00%	-374 533 880	16,79%	-450 124 055	-57,97%	-284 950 506	-39,66%	-204 035 111

L'analyse du tableau montre qu'ERA ne présente que des insuffisances brut d'exploitation qui de 204 millions en 2013 sont passées de plus de 450 millions en 2015 avant de baisser à hauteur de 251 millions en 2017.

3.6.1.4 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation représente la ressource nette par les opérations de gestion courante. Il ne tient pas compte des financiers ou hors activités ordinaires de manière à associer aux flux d'exploitation générateurs de résultat, les créances et les dettes d'exploitation correspondantes. Il mesure les performances industrielles et commerciales d'ERA, indépendamment de toute politique financière et fiscale.

Le tableau ci-après mesure ce résultat d'exploitation.

Tableau 50: Evolution du résultat d'exploitation de 2013 à 2017

Libellé	2 017	Evolution	2016	Evolution	2015	Evolution	2014	Evolution	2013
Excédent brut d'exploitation	-250 940 767	33,00%	-374 533 880	16,79%	-450 124 055	-57,97%	-284 950 506	-39,66%	-204 035 111
Reprise de provision	7 837 548	-19,41%	9 725 095	-13,86%	11 290 368	3006,26%	363 471		
Avantage en nature	1 716 000	13,04%	1 518 000	15,70%	1 312 000	-12,94%	1 507 000	-67,85%	4 688 000
Dotations aux amortissements & provisions	235 938 482	283,18%	61 574 407	25,00%	49 258 396	7,46%	45 837 848	6,71%	42 954 602
Dotations aux provisions	60 956 368	108,60%	29 222 266	100,76%	14 556 141	1604,78%	853 843	-71,10%	2 954 769
Dotations aux amortissements et provisions	296 894 850	226,99%	90 796 673	42,28%	63 814 537	36,67%	46 691 691	1,70%	45 909 371
Résultat d'exploitation	-538 282 069	18,54%	-454 087 458	9,42%	-501 336 224	-52,03%	-329 771 726	-34,46%	-245 256 482

Il ressort du tableau ci-dessus une nette dégradation du résultat d'exploitation avec un repli moyen annuel de 23,9%.

3.6.1.5 Résultat des activités ordinaires

C'est le résultat courant qui provient essentiellement de l'activité normale et habituelle de l'entreprise.

Il est mesuré à travers le tableau ci-après.

ERA, L'énergie du développement rural.

Tableau 51: Evolution du résultat des activités ordinaires de 2013 à 2017

Libellé	2 017	Evolution	2016	Evolution	2015	Evolution	2014	Evolution	2013
Résultat d'exploitation	-538 282 069	-18,54%	-454 087 458	9,42%	-501 336 224	-52,03%	-329 771 726	-34,46%	-245 256 482
Produits financiers			8 457 278	731,91%	1 016 605			-100,00%	65 853
Charges financières	0		17 946 815	-7,52%	19 407 043	8,43%	17 897 780	2608,37%	660 833
Résultat financier	0		-9 489 537	48,40%	-18 390 438	-2,75%	-17 897 780	2908,13%	-594 980
Résultat AO	-538 282 069	-16,11%	-463 576 995	10,80%	-519 726 662	-49,49%	-347 669 506	-41,41%	-245 851 462

Ce résultat est passé de -245 millions en 2013 à -538 millions en 2017 ; soit un repli annuel moyen de plus de 24,05%.

3.6.1.6 Résultat hors activités ordinaires

Il est déterminé à partir des activités non récurrentes effectuées par ERA.

Le tableau suivant renseigne sur sa composition et son évolution.

Tableau 52: Evolution du résultat hors activités ordinaires de 2013 à 2017

Libellé	2 017	2017/2016	2016	2016/2015	2015	2015/2014	2014	2014/2013	2013
Produits HAO	137 225 572	39,74%	98 203 161	95,13%	50 325 871	76,66%	28 487 002	1428,10%	1 864 205
Charges HAO									
Résultat HAO	137 225 572	39,74%	98 203 161	95,13%	50 325 871	76,66%	28 487 002	1428,10%	1 864 205

Le résultat hors activités ordinaires résulte essentiellement de la reprise d'amortissements issues des investissements financés par la subvention reçue.

3.6.1.8 Résultat net

Tableau 53: Evolution du résultat net de 2013 à 2017

Libellé	2 017	Evolution	2016	Evolution	2015	Evolution	2014	Evolution	2013
Résultat AO	-538 282 069	-16,11%	-463 576 995	10,80%	-519 726 662	-49,49%	-347 669 506	-41,41%	-245 851 462
Résultat HAO	137 225 572	39,74%	98 203 161	95,13%	50 325 871	76,66%	28 487 002	1428,10%	1 864 205
Impôt sur les sociétés	1 085 254	117,05%	500 000	0,00%	500 000	0,00%	500 000	0,00%	500 000
Résultat net	-402 141 751	-9,91%	-365 873 834	22,14%	-469 900 791	-46,99%	-319 682 504	-30,76%	-244 487 257

ERA, L'énergie du développement rural.

Le résultat de la société reste déficitaire durant toute la période de 2013 à 2017. Ce cumul de déficit montre clairement que les conditions actuelles d'exploitation ne permettent pas de garantir la rémunération contractuelle assurée au concessionnaire.

3.6.2 Composition des principaux postes de charges prévus et réalisés

Les postes de charges majeures prévus dans le modèle financier peuvent être classés selon les niveaux suivants :

- Les achats d'énergie ;
- Production d'énergie
- Masse salariale ;
- Autres coûts de fonctionnement dont :
 - ✓ Frais véhicules ;
 - ✓ Autres frais généraux ;
 - ✓ Aléas.

3.6.2.1 Les achats d'énergie

Le modèle financier a prévu et déterminé dans sa conception la consommation d'énergie nécessaire pour chaque niveau de service.

Ces prévisions et consommations effectivement facturées par la Senelec sont consignées dans le tableau ci-après :

Tableau 54: Niveau de consommation d'énergie prévue et réalisée entre 2013 et 2017

Libellé		2013		2014		2015		2016		2017	
		Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Achat d'énergie		127 294 154	0	284 588 867	0	398 233 440	1 936 335	410 357 471	55 341 330	422 810 623	66 157 527
Prix d'achat énergie Senelec	FCA/kWh	127 294 154	0	284 588 867	0	398 233 440	1 936 335	410 357 471	55 341 330	422 810 623	66 157 527
Prix d'achat énergie producteurs locaux	FCA/kWh	150,00	0	150,00	0	150,00	0	150,00	0	150,00	0
Production											
Prix du gasoil	FCFA/l	449	0	449	0	449	0	449	0	449	0
Consommation unitaire gasoil	l/kWh	0,350	0	0,350	0	0,350	0	0,350	0	0,350	0
Autres Consommations (% Coûts gasoil)	%	3,00%	0	3,00%	0	3,00%	0	3,00%	0	3,00%	0
Pièces et consommables (% Investissement cumulé par an)	%	1,00%	0	1,00%	0	1,00%	0	1,00%	0	1,00%	0
Distribution											
Pièces et consommables (% Investissement cumulé par an)	%	1,00%	0	1,00%	0	1,00%	0	1,00%	0	1,00%	0

ERA, L'énergie du développement rural.

L'analyse du tableau montre que le concessionnaire ERA n'est présente que dans le segment achat et revente d'énergie. Les prévisions sont évaluées sur la base de l'évaluation du niveau de consommation par type de service et par abonné, rapportée aux nombre total d'abonnés. Quant aux réalisations, elles résultent essentiellement de la consommation d'énergie facturée par la Sénégal et directement refacturée aux abonnés .

La nette distorsion constatée entre les deux valeurs (projetée et réalisée) émane essentiellement de la surestimation du nombre d'abonnés projetés dans le modèle financier ayant servi de base à la détermination des prix.

3.6.2.2 Production d'énergie

Au stade actuel, le concessionnaire ERA n'est pas dans la production d'énergie ; ce qui fait que la consommation de gasoil devant servir à la production d'énergie est nulle.

3.6.2.3 Masse salariale

Ce poste de charges concerne essentiellement le personnel lié à la concession par un contrat de travail, les stagiaires et le personnel extérieur qui travaillent directement avec le concessionnaire sans contrat de travail.

Le tableau suivant renseigne sur l'évolution de la masse salariale prévue dans le modèle financier et celle effectivement réalisée pour l'exploitation de la concession durant la période 2013 – 2017.

L'analyse du tableau de la masse salariale montre que le modèle financier a :

- Fortement minimisé le personnel devant servir à l'exploitation de la concession, vaste avec :
 - ✓ Une superficie de 48 506 km²;
 - ✓ 2 864 villages ;
 - ✓ 78 984 concessions ;
 - ✓ 77 505 ménages ;
 - ✓ Une densité moyenne de 2 ménages au km²;

ERA, L'énergie du développement rural.

- Réduit le niveau de qualification ainsi que les métiers du personnel alors que l'exploitation d'une telle concession nécessite obligatoirement du personnel dans tous les domaines de gestion, technique, commercial et administratif de qualité et en nombre suffisant pour couvrir la totalité de la concession ;
- Minimisé le niveau des salaires versés aux responsables comme par exemple :
 - ✓ Le directeur général dont le salaire annuel est estimé par le modèle financier à 8 400 000 brut par année soit 700 000 brut par mois et moins de 500 000 net/mois ;
 - ✓ Le responsable commercial et le responsable technique avec des salaires 5 880 000 par année pour chacun ; soit 490 000 brut par mois et donc un salaire net de moins de 350 000/mois ;

Cette structuration de la masse salariale prévue dans le modèle financier pose un véritable problème pour l'exploitation de la concession car l'essentiel des charges d'exploitation repose sur ce poste et sur l'achat d'énergie qui constituent la « pierre angulaire » des charges d'exploitation ayant servies à la détermination des prix. Ainsi, la révision des prix devant favoriser la viabilité du modèle financier devient un impératif.

3.6.2.4 Autres coûts de fonctionnement

Ces autres charges d'exploitation sont effectuées dans le cadre du fonctionnement normal de l'ensemble des activités de la société. Ce sont des dépenses indispensables pour le bon fonctionnement de la concession. Le tableau suivant renseigne sur leur composition et consistance prévues dans le modèle financier et effectivement réalisées par la concession durant la période 2013 – 2017.

Tableau 56:Composition et évolution des autres coûts de fonctionnement prévus et réalisés durant la période 2013 - 2017

Libellé	2013		2014		2015		2016		2017	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Autres coûts de fonctionnement	28 393 828	80 454 055	65 854 681	134 489 899	91 555 391	198 731 634	100 261 313	213 810 010	101 409 502	211 320 582
Frais véhicules	6 000 000	9 534 053	10 000 000	13 830 470	12 000 000	17 867 257	12 000 000	26 432 715	12 000 000	22 859 596
Carburant	3 000 000	9 534 053	5 000 000	13 830 470	6 000 000	17 867 257	6 000 000	26 432 715	6 000 000	22 859 596
Maintenance	3 000 000		5 000 000		6 000 000		6 000 000		6 000 000	
Autre frais généraux	21 041 741	70 920 002	52 718 744	120 659 429	75 195 610	180 864 377	83 486 965	187 377 295	84 580 478	188 460 986
Consommables bureau, téléphone, etc.	500 000	17 006 076	500 000	26 469 533	500 000	44 080 938	500 000	43 347 406	500 000	40 864 507
Transport		766 400		3 663 420		7 271 264		5 799 425		5 399 975
Formation	0	0	0	325 000	0	984 765	0	1 097 340	0	5 324 500
Honoraires de gestion	0	5 984 800	0	5 048 000	0	8 141 310	0	7 232 260	0	10 059 762
Assurance investissement (1,00%)	20 541 741	2 670 445	52 218 744	4 021 151	74 695 610	7 116 583	82 986 965	9 215 841	84 080 478	8 706 749
Fiscalité (impôts et taxes)	0	5 401 618	0	8 218 271	0	9 661 646	0	8 337 039	0	12 314 384
Redevances ER (FER)	0	0	0	2 416 966	0	8 543 316	0	2 500 934	0	2 979 265
Autres services extérieurs A et B		38 912 113		70 132 168		95 024 555		108 988 100		101 809 449
Autres taxes	0		0		0		0		0	

ERA, L'énergie du développement rural.

Autres charges		178 550		364 920		40 000		858 950		1 002 395
Aléas (5%)	1 352 087		3 135 937		4 359 781		4 774 348		4 829 024	

L'analyse du tableau montre là également que le modèle financier a fortement minimisé les autres coûts de fonctionnement comme :

- Les frais liés aux véhicules ;
- Les autres frais généraux bien mentionnés dans le modèle financier (la formation, les honoraires de gestion, impôts et taxes etc), mais non estimés ; de même que les autres services extérieurs qui sont fondamentaux dans la détermination des coûts ne sont pas pris en compte dans la détermination du prix qui doit obligatoirement émaner de la concommation de ressources nécessaire au service fourni (vente d'énergie) ;
- Quant aux consommables bureau, téléphone etc ; prévues dans le modèle financier, seul un montant de 500 000 par année est prévu dans la détermination du prix. Ce qui contraste allégrement avec les ressources déployées par la concession pour son fonctionnement normale durant la période 2013 – 2017.

4. Perspectives de développement 2018 – 2021

Les perspectives sont présentées dans le fichier « Projection 2013-2017. Ce fichier tient compte des conditions antérieures (2013-2017) et se projette jusqu'à la fin du contrat de concession étant entendu qu'une attention particulière a été portée sur la période 2018-2021.

Ces perspectives tiennent compte de la poursuite du développement de l'activité d'électrification avec la finalisation du PPER qui se poursuivra avec la mobilisation de la 3^{ème} tranche de subvention et de la dette. Sont également pris en compte les villages transférés dans le cadre des programmes connus (PUDC, PNUER, C20).

L'organisation cible d'ERA est également intégré dans les projections, organisation sans laquelle l'exploitation de la concession ne saurait être durable.

4.1. Perspectives de développement du parc de production 2018 – 2021

Le parc de production d'ERA se limitera dans la période 2018-2021 à des mini centrales solaires avec groupe diesel d'appoint.

Il s'agit de 31 mini –centrales dont 15 en cours de réalisation ou déjà réalisées et qui seront transférées par le PUDC nous l'espérons courant 2018. Par ailleurs, il s'ajoutera 16 mini centrales que réalisera ERA dans le cadre du PPER à l'horizon 2019/2020.

Ces centrales solaires de puissances allant de 15 à 50 kWc seront implantées essentiellement dans les régions de Tambacounda et de Kédougou.

ERA, L'énergie du développement rural.

En terme d'investissement, les conditions de transfert des centrales PUDC ne sont par encore connues ; En effet le contrat de concession prévoit le transfert des villages déjà électrifiés au moment de la signature pour 10% de la valeur nette comptable. Le cas des villages transférés après la signature du contrat de concession n'est pas prévu dans le contrat mais devra certainement conduire à un avenant.

Le montant de l'investissement pour les 16 centrales à réaliser dans le cadre du PPER d'ERA avec la dette qu'ERA s'est engagée à mobiliser. Elle s'élève à 1.993.586.000 F CFA soit en valeur unitaire. Ce montant ne prend pas en compte le volet réseau BT qui est intégré dans la partie suivante. Il ne prend donc que le volet production qui se décline comme ci-dessous (pour 1 mini-centrale PV)

Tableau 57: Coûts d'investissements centrale solaire

Panneaux PV	37 425 000
Parc Batteries + Groupe électrogène	27 260 000
Electronique	29 403 000
Génie Civil + accessoires + installation	28 056 000

En terme de clients raccordés et selon les données d'expérience d'ERA ces mini-centrales solaires permettrons le raccordement de :

Tableau 58: Développement clients villages centrales solaires

	2017	2018	2019	2020	2021
CLIENTS AUTOPRODUCTION + DISTRIBUTION RESEAU (Centrales Solaires)	33	338	1013	1350	1350

4.2. Perspectives de développement du réseau 2018 – 2021

Les efforts de développement seront principalement axés sur le réseau ; cela se justifie essentiellement par les travaux de densification entrepris par l'Etat du Sénégal (PNUER et PUDC).

Tableau 59: Développement villages raccordés au réseau (PPER)

	2018	2019	2020	2021
En toute propriété				
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	31	31	0	0
En reprise				
MT + distribution réseau (Achats Senelec)	155	66	0	0

ERA, L'énergie du développement rural.

Il s'agira donc d'un total de 283 nouveaux villages raccordés, dont 62 dans le cadre du PPER d'ERA et qui représente 22% du nombre total de nouveaux villages.

En terme d'investissement, les conditions financières de du transfert des villages PNUER et PUDC ne sont également pas fixées. Mais l'importance du nombre laisse à penser que la prise en compte de cette modalité financière ne sera pas sans effet dans le modèle (aussi bien en matière d'investissement que sur le plan des provisions de renouvellement).

Pour les villages 62 villages électrifiés dans le cadre du PPER d'ERA le montant de l'investissement sera de 1.844.563.000 F CFA financé sur le reliquat de subvention AFD réparti comprenant :

Tableau 60: Investissement réseau 2018-2019

En milliers de F CFA	2018	2019
Transport		
Lignes MT	382 639	386 465
Distribution et raccordement		
Transformateurs	140 895	142 304
Lignes de distribution	239 875	552 384

Les lignes de distribution comprennent aussi bien les villages raccordés au réseau que ceux alimentés par mini-centrale PV (pour l'année 2019).

Il s'ajoutera à cela les coûts liés au branchement des clients concernés par ces investissements. Ces coûts se présentent comme suit et totalisent 1.432.992.000 F CFA.

Tableau 61: Investissement installations intérieures 2018-2021

En milliers de F CFA	2018	2019	2020	2021
Branchement (raccordement)	196 493	278 673	167 005	103 996
Panneau (client forfait : S1/S2/S3)	111 093	158 650	98 347	61 462
Panneau (S4) et compteur	70 228	98 259	54 881	33 905

ERA, L'énergie du développement rural.

Ces nouveaux clients représentent en nombre :

Tableau 62: Nouveaux clients 2018-2021

Nouveaux clients, hors EP, à raccorder au réseau, en BT (année par année)	2018	2019	2020	2021	TOTAL
	5 558	7 805	4 631	2 855	20 850

Sur ce total de 20 850 clients nouveau, plus de 12 500 seront des clients issus de villages transférés. Le raccordement de ces clients à raison de 35 000 F CFA/clients représente un montant de 437,5 millions de F CFA qui n'était pas prévu au budget d'investissement initial destiné au PPER. Le raccordement de ces clients impliquera donc, à défaut d'un financement exceptionnel par l'Etat, la réaffectation du budget du PPER avec donc une réduction du nombre de village à électrifier dans le cadre du PPER.

4.3. Investissements de fonctionnement

4.3.1. L'organisation

ERA entend poursuivre sa montée en puissance afin d'être à la hauteur de sa mission de distribution du service public de l'électricité sur la concession. Les difficultés d'exploitation de la période tarifaire précédente ont contraints l'entreprise à arrêter la réalisation de l'organigramme établi pour l'horizon 2020.

- **La direction générale :**

Le département des systèmes d'informations devra poursuivre son développement aussi bien sur l'intranet de l'entreprise, la gestion automatisée des clients (facturation, SAV, pré paiement), l'internet qui devra offrir un accès clients pour les abonnements et les réclamations. Le système d'informations géographiques sera également développé afin d'offrir un support efficace en matière décisionnelle aussi bien en termes de gestion du développement, en matière commerciale et sur le plan technique (géolocalisation du réseau et des clients).

U n département HSE/RSE devra voir le jour afin de pouvoir faire face aux exigences incontournables en matière d'hygiène, de sécurité, d'environnement et de responsabilité sociétale.

Un département développement stratégique devra permettre à l'entreprise d'anticiper le développement de l'activité.

- **Les directions**

- **La direction technique :**

Le département exploitation : Aujourd'hui occupé par seulement un ingénieur, ce département devra être fortement renforcé en personnels afin de faire face aux exigences de la maintenance préventive et curative des installations (réseaux et centrales). Il devra également être doté de moyens adaptés (camion grue, supervision des centrales et réseaux en relation avec le SIG).

Le département des études : Il est le plus anciens des départements techniques et est chargé de la confection des programmes de travaux, de la préparation des dossiers de consultation et de la sélection des entreprises chargés des travaux et/ou de la fourniture des matériels. Compte

ERA, L'énergie du développement rural.

tenu des efforts d'électrification restant à faire dans la concession, nous pouvons considérer que ce département sera maintenu au moins dans les cinq années à venir.

Le département des projets : Dans le prolongement du département des études, ce département est chargé du suivi des projets en cours de réalisation. Il est également chargé de la réception des villages transférés dans le cadre des programmes de l'ASER du PUDC et autres.

Le département innovation et efficacité énergétique : Il n'est pas encore eplace et à vocation de suivre les question indiquées par son titre.

La direction administrative et financière :

Le département du recouvrement : en relation avec le département des systèmes d'information, de la direction commerciale et des directions régionales, ce département est chargé de la gstion du recouvrement. Il sera par extension également en charge du prépaiement.

Le département de comptabilité généra et des stocks : département classique chargé des écritures comptables et de l'édition des états financiers. Il est également chargé de la gestion des stocks et matériels.

Le département du contrôle de gestion : non encore actif, ce département sera indispensable à termes afin de contrôle la gestion efficace. Il pourrait être rattaché à la direction générale.

Le département RH : chargé de la gestion de la ressources humaines, département à créer compte tenu de l'évolution de la taille de l'entreprise et de la diversité des métiers.

La direction commerciale :

Le département des grands compte: en charge du développement de la clientèle du secteur productif et social (forages, artisans, commerces), Il est actuellement chargé du développement des PREMS.

Le département de la clientèle et du marketing : il met en œuvre l politique commerciale visant a développer le taux d'électrification des ménages. La section de la CASE D'ERA est rattachée à ce département ; La CASE D'ERA sera un réseau de distribution de matériels électriques pour le confort des usagers (téléviseurs, ventilateurs, etc..), il mettra également des services divers (mobile money, eau potable et autres) à la disposition des usagers en s'appuyant sur les agence de proximité qui dépendent des directions régionales.

Les directions régionales : elles assurent le service dans les trois régions couvertes par la concession et sont organisées en :

- Section technique
- Section commerciale
- Section recouvrement
- Gestionnaire

Par ailleurs, il est prévu pour chaque direction régionale trois bureaux de proximité afin d'assurer un maillage permettant de réduire les distance tant pour ERA que pour ses clients. Ces bureaux de proximité pourront également servir de plateforme pour le déploiement de la CASE D'ERA.

ERA, L'énergie du développement rural.

Cette organisation qui sera atteinte au courant du prochain quinquennat comptera 88 postes permanents soit 1 poste pour 625 km² ou 28 villages. En termes de moyens roulants le besoin sera de 33 véhicules (hors motos) dont au moins un camion grue pour les manœuvres sur poteaux.

Figure 7: Organigramme cible horizon 2020

		Cadre	Ag. Maîtrise	Agent	Véhicules
• Direction Générale		1	1	1	1
	• Département système d'information	1			1
	• Section Réseau / Matériel			1	
	• Section SIG			1	
	• Département HSE et RSE	1			
	• Département développement stratégique	1			
	• Département communication	1			1
	• Service général			1	1
• Direction technique		1			1
	• Département études et projets	1	1		1
	• Département exploitation	1		2	3
	• Département suivi des travaux	1		2	1
	• Département innovation et efficacité énergétique	1			
• Direction administrative et financière		1	1		1
	• Département recouvrement	1	1		1
	• Département comptabilité (général et analytique et stock)	1	3		
	• Département contrôle de gestion	1			
	• Département RH	1			
• Direction commerciale		1			1
	• Département grands comptes	1			1
	• Département marketing et clientèle	1			
	• Section vente et « CASE d'ERA »			1	1
• 3 Directions régionales (Kaffrine – Tambacounda – Kédougou)		3		3	3
	• Section Technique		3	6	3
	• Section Recouvrement		3	3	3
	• Section commerciale		3	3	
	• Gestionnaire		3		
	• 3 Agences de proximité				18
• Centre de formation		A la demande			
	TOTAL	21	27	40	33
	TOTAL GENERAL	88			
	EXISTANT AU 31/01/2017	14	19	12	9
	TOTAL EXISTANT AU 31/01/2017	45			
	DEFICIT	33%	30%	70%	73%
	DEFICIT MOYEN	49%			

Les lignes en jaune sur fond noir indique des postes non encore réalisés.

ERA, L'énergie du développement rural.

4.3.2. Les moyens

En dehors des ressources humaines en nombre et qualité suffisant, les moyens matériels et immatériels performants sont à prévoir :

- Les moyens roulants déjà présentés dans le tableau précédant ne tiennent pas compte des motos quad, véritable outil pour la mobilité rurale mais aussi et surtout un à deux camions grues indispensables aux interventions devenues nombreuses. ERA soustraite les missions de levage depuis Dakar, avec des délais d'intervention trop long et des coûts trop élevés.
- L'outillage d'intervention selon les niveaux devra être disponible du technicien (outillage simple) jusqu'à la direction technique (outillage plus complexe, de mesure et d'analyse notamment).
- Le comptage, avec essentiellement l'introduction des compteurs à prépaiement.
- Les outils de gestion, essentiellement informatique (gestion comptable, gestion des stock, gestion des clients, gestion des interventions, cartographie, etc..)
- La télégestion, pour les centrales solaires mais aussi pour le réseau afin d'anticiper les interventions et d'optimiser celles-ci.
- La formation : de mise à niveau, d'évolution de postes, de performance.

4.4. Plan d'actions prioritaire 2018 – 2021

ERA a rédigé un plan stratégique pour 2020 qui est annexé au présent rapport. Ce plan a pour point de départ la situation de démarrage difficile de l'activité pour des raisons diverses liées à la conception du modèle, les freins à sa mise en œuvre etc. Son but est de rétablir l'attractivité du modèle en agissant dans trois axes :

- **Rendre le modèle de concession d'électrification durable** : Il s'agit de garantir la satisfaction de nos partenaires publics et privés en créant les conditions d'un développement durable, équilibré et cohérent de l'activité pour le long terme. Dans le détail les objectifs sont :
 - o Au plan juridique :
 - Adapter le contrat de concession pour prendre en compte la réalité du développement de l'activité. **La révision tarifaire entre dans ce cadre.**
 - Rendre effectifs les engagements de l'autorité concédante en matière d'exonération fiscale
 - o Au plan financier :
 - Assurer le financement à flux continu de la réalisation du PPER (Subvention et dette)

ERA, L'énergie du développement rural.

- Accroître la couverture des charges de fonctionnement par la maîtrise des coûts d'exploitation et l'accroissement du chiffre d'affaire (amélioration des taux de recouvrement et des taux de pénétration ...)
- Au plan technique :
 - Pour le photovoltaïque, définir des standards techniques innovants dans le but d'optimiser les investissements et de réduire les frais d'exploitation
- **Répondre à l'attente des clients :** Il s'agit de garantir la satisfaction de ces derniers Pour le photovoltaïque, définir des standards techniques innovants dans le but d'optimiser les investissements et de réduire les frais d'exploitation. Dans le détail cela revient à :
 - Promouvoir l'attrait des services et réduire leurs coûts :
 - Œuvrer avec l'Autorité concédante à la réduction des frais d'accès aux services;
 - Accompagner et soutenir l'harmonisation tarifaire tout en s'assurant des bonnes conditions de compensation.
 - Mettre en place un système de prépaiement fiable et adapté aux conditions géographiques de la concession.
 - Améliorer le contenu des services :
 - Permettre une utilisation plus attractive de l'électricité
 - En intégrant des radios, téléviseurs et ventilateurs aux offres destinés aux ménages
 - En intégrant les équipements nécessaires aux activités des clients productifs (pompes, moulins, groupes froid, etc.)
 - Améliorer la qualité du service
 - Etre au plus près des clients: Par l'écoute (le suivi des réclamations, les enquêtes périodiques) et par la réduction des délais d'intervention (bureau de proximité)
 - Par des équipements adaptés à l'environnement de la concession.
 - Par la promotion constante de l'économie d'énergie.
- **Rendre l'entreprise plus performante :**
 - Dans son organisation général :
 - Avec une politique RH attrayante et adaptée aux besoins (formation, politique salariale, gestion de carrière...).
 - Avec une politique en matière de sécurité assurant les meilleures conditions de travail (HSE).
 - Dans l'organisation de l'exploitation :
 - Avec un plan de dotation en équipement d'exploitation correspondant aux attentes de qualité de service.
 - Avec le développement de technologie moderne et intelligente (monitoring des centrales isolées, réseaux intelligents).
 - En s'appuyant sur un système d'information adapté à l'organisation de l'activité
 - Dans la cohérence avec l'environnement :
 - Par la réalisation d'une évaluation environnementale et sociale permettant de mettre en place des mesures adaptées.

ERA, L'énergie du développement rural.

- Par un déploiement géographique permettant d'assurer une bonne couverture de l'espace.

Pour ce dernier objectif ERA a fait établir un diagnostic de mise à niveau dont le but est d'assurer une meilleure transition de la situation de société de projet vers une société d'exploitation performante. Avec le Bureau de mise à niveau des entreprises (BMN) ce diagnostic a abouti à un plan de mise à niveau articulé comme suit :

Rubrique	Montant	Planning de Réalisation
<u>Investissements Matériels :</u>		
A1. Outillages et équipements d'intervention et inspection	31 394 417	Phase 1 :31/11/2018 Phase 2 : 30/06/2020
A2. Equipements de protection individuelle	2 079 690	31/10/2018
A3. Equipements 8 agences proximité et 2 ag. régionales	11 612 000	30/06/2020
A4. Supports et matériels de communication	9 380 000	31/05/2020
A5. Equipements informatiques	11 021 000	Phase 1 :31/11/2017 Phase 2 : 30/06/2019
Sous-Total (1) =	65 487 107	
<u>Investissements Immatériels :</u>		
B1. Formation maintenance et réseau électrique	5 638 180	: 30/06/2019
B2. Logiciels métiers	13 857 092	30/06/2019
B3. Etude de faisabilité projet biomasse	6 600 000	30/10/2020
B4. Acquisition de normes techniques	579 177	30/05/2019
B5. Formation habilitation électrique	2 775 000	30/01/2018
B6. Pilotage et suivi mise à niveau	7 920 000	de 12/2017 - à 11/2020
B7. Elaboration d'un manuel de procédures	8 875 000	30/06/2019
B8. Logiciel de gestion et Serveur Web	26 954 501	Phase 1 :31/11/2017 Phase 2 : 30/06/2019
B9. Etude de marché et Formation commerciale	7 000 000	Du 30/05/2019 au 30/05/2020
B10. Etude de GPEC	6 500 000	30/06/2019
B11. Mise en place comptabilité analytique	6 875 000	01/07/2019

ERA, L'énergie du développement rural.

B12. Système de supervision des Centrales solaires	24 691 624	02/07/2019
B13. Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES)	20 350 000	30/06/2020
B14. Formation à la Sécurité HSE	2 950 000	02/07/2019
Sous-Total (2) =	141 565 574	

<i>Etude Diagnostic & Elaboration PMN (3)</i>	13 000 000	
--	-------------------	--

Total Général = (1) + (2) + (3)	220 052 681	
--	--------------------	--

5. Appréciation de la formule de contrôle des revenus

A ce stade de la réflexion, et compte tenu de la sensibilité plus grande des nombreux points mis en relief sur le présent rapport, ce point pourra, le cas échéant de sa pertinence avérée être traité ultérieurement dans le cadre des discussions entre la CRSE et ERA.