



République du Sénégal
Un peuple - Un But - Une Foi



RAPPORT ANNUEL

2018



République du Sénégal
Un peuple - Un But - Une Foi



RAPPORT ANNUEL

2018

TABLE DES MATIÈRES

MOT DU PRÉSIDENT	6
ORGANIGRAMME.....	7
GLOSSAIRE	8
INTRODUCTION.....	9
1. REGULATION TARIFAIRE	12
1.1. Tarif de rachat du surplus d'énergie d'origine renouvelable.....	12
1.1.1. Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2018.....	12
1.1.2. Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022	14
1.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	17
1.2.1. Révision des conditions tarifaires de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou	17
1.2.2. L'ERIL COGELEC.....	18
1.3. Harmonisation des tarifs	19
1.1. Tarif de rachat du surplus d'énergie d'origine renouvelable.....	20
1.2. Approbation des coûts des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de Senelec	21
2. DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE	24
2.1. Processus d'appels d'offres.....	24
2.2. Attribution.....	24
3. SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION	26
3.1. SENELEC	26
3.1.1. Suivi des normes	26
3.1.2. Suivi des obligations de raccordement	28
3.1.3. Certification des états financiers de Senelec	30
3.1.4. Séparation comptable	30
3.2. LES OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	30
3.3 AUDIT DES CONCESSIONS D'ELECTRIFICATION RURALE	32
4. INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE ET DE MODIFICATION DE CONTRATS DE CONCESSION	36
4.1. Avis relatif à l'octroi d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Innovent Sénégal S.A.	36
4.2. Avis relatif à la demande de modification du Contrat de Concession de Senelec aux fins d'extension de son périmètre.....	36
4.3. Avis relatif à la demande de modification des Contrats de Concession des cessionnaires d'électrification rurale dans le cadre de l'harmonisation des tarifs	37
5. TRAITEMENT DES RECLAMATIONS ET DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS .	40
6. RELATIONS PUBLIQUES ET COMMUNICATION	42
7. PLAN STRATEGIQUE	46
8. RENFORCEMENT DE CAPACITES	48
9. COOPERATION INTERNATIONALE	50
10. EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION	54
10.1. Ressources.....	54
10.2. Emplois	55

11. BILAN DU SECTEUR	58
11.1. Offre de production	58
11.2. Capacité	58
11.3. Production	58
11.4. Dépenses en combustibles	59
11.5. Ventes	60
11.6. Qualité de service	61
11.7. Situation financière	62
11.7.1. Situation financière de Senelec	62
11.7.2. Situation financière des concessionnaires	65

ANNEXES	70
Annexe 1 : liste des Décisions et Avis de l'année 2018	70
Annexe 2 : grille tarifaire en vigueur de Senelec et des CER	71
Annexe 3 : Statistiques du Secteur	72
Annexe 4 : Etats Financiers	76

Liste des tableaux

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2018.....	13
Tableau 2 : prix d'achats du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable	20
Tableau 3 : Barème des coûts de raccordement des clients au réseau de distribution	21
Tableau 4 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité.....	27
Tableau 5 : Suivi de la norme de facturation.....	27
Tableau 6 : Suivi de la norme de visite des installations avant branchement.....	28
Tableau 7 : Suivi de la norme de demande de branchement BT	28
Tableau 8 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain.....	29
Tableau 9 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural.....	29
Tableau 10 : Suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale.....	31
Tableau 11 : Réalisations des ressources de la Commission	54
Tableau 12 : Répartition de la redevance entre opérateurs	55
Tableau 13 : Répartition des emplois.....	55
Tableau 14 : Réalisations des emplois	56
Tableau 15 : Ratios de maîtrise des charges de Senelec	63
Tableau 16 : Ratios de rentabilité d'exploitation et financière	64
Tableau 17 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2018.....	65
Tableau 18 : Equilibre de la structure de financement de COMASEL St louis.....	66
Tableau 19 : Equilibre de la structure de financement de COMASEL Louga.....	66
Tableau 20 : L'Equilibre de la structure de financement de ERA	67
Tableau 21 : L'Equilibre de la structure de financement de SCL	68

Liste des graphiques

Graphique 1 : graphique de répartition du personnel	9
Graphique 2 : Evolution du RMA en 2018	14
Graphique 3 : Puissance assignée par source d'énergie	58
Graphique 4 : Evolution de la production brute par source d'énergie	59
Graphique 5 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA	59
Graphique 6 : Evolution des ventes (GWh).....	60
Graphique 7 : Répartition géographique des ventes.....	60
Graphique 8 : Structure des ventes (en GWh).....	61
Graphique 9 : Evolution de l'Energie Non Fournie en GWh	62
Graphique 10 : Structure du Chiffre d'Affaires de Senelec	62
Graphique 11 : Evolution des soldes de gestion	63



MOT DU PRESIDENT

Le Rapport annuel est l'occasion pour la Commission de faire le bilan de ses activités. Il s'agit plus précisément de rendre compte, à Son Excellence Monsieur le Président de la République, de la mise en œuvre des attributions décisionnelles et consultatives dévolues à l'organe de régulation, conformément aux dispositions de l'article 15 de la loi n°98-19 du 14 avril 1998.

Le présent rapport étant public, il est aussi question de soumettre aux bénéficiaires du service de l'électricité et de la régulation en général, les résultats des travaux effectués durant l'année concernée, en l'espèce 2018.

Pour rappel, le rôle de la Commission est de protéger les consommateurs en matière de qualité de service et de prix, d'assurer aux entreprises du secteur les conditions de viabilité financière sans lesquelles il n'y a point de service et de donner des avis au Ministre chargé de l'Énergie dans la mise en œuvre de la politique sectorielle du Gouvernement.

Dans ce cadre, durant l'année 2018, entre autres activités, la Commission a pris 12 (douze) Décisions tarifaires concernant Senelec et les titulaires de concessions en milieu rural. Elle a aussi émis 4 (quatre) Avis relatifs à l'attribution de titres d'exercices notamment les Licences et les Concessions.

La plus heureuse des Décisions concerne sans doute celle relative à l'approbation de la nouvelle grille tarifaire applicable par les concessionnaires d'électrification rurale. Elle consacre l'alignement des tarifs appliqués aux clients en milieu rural, qui payaient jusqu'ici un tarif plus

élevé, sur les tarifs appliqués par Senelec. Il s'agit de la matérialisation d'un jalon important dans le processus d'harmonisation des tarifs initié par le Gouvernement au nom de l'équité sociale avec la signature en novembre 2018 d'avenants aux contrats de concession d'électrification rurale. La mesure se traduit par une baisse des tarifs de plus de 50 % en faveur des clients ruraux moyennant le versement par l'Etat de compensation à travers le fonds de Soutien à l'Énergie (FSE).

Dans la même dynamique, s'agissant des clients de Senelec, il convient de noter que lors de la fixation du Revenu Maximum Autorisé de Senelec au terme des indexations trimestrielles de 2018 aux conditions économiques du 1er janvier, du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre la totalité des écarts de revenus d'un montant de plus de 148 milliards de FCFA, correspondant à un écart de revenus de 42%, ont été compensés par le Gouvernement pour éviter une augmentation des tarifs. Cette mesure constitue un effort important pour la préservation du pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

La situation du secteur en 2018 permet de confirmer que le défi de la production d'énergie électrique est relevé avec une capacité installée de 1249 MW. Il reste celui du coût et de l'accès à l'énergie.

Pour ces deux défis, l'espoir est permis. En effet, le développement de la stratégie Gaz to Power adoptée par le Gouvernement et tendant à convertir certaines centrales de Senelec au gaz devrait permettre à terme de produire de l'électricité à moindre coût à partir des ressources pétrolières mais surtout gazières récemment découvertes dans notre pays.

Pour ce qui est de l'accès à l'électricité, surtout en milieu rural, au-delà des effets positifs attendus de l'harmonisation tarifaire en matière de raccordement des clients, il faut aussi compter avec l'appui du second compact du Millenium Challenge Corporation (MCC) dédié spécifiquement au secteur de l'énergie électrique signé en décembre 2018 entre le Sénégal et les Etats Unis d'Amérique.

Au niveau international, la Commission a assuré la présidence de l'Association Mondiale des Régulateurs Francophones de l'Énergie, ainsi que celle du Comité Consultatif des Régulateurs de l'Énergie institué par l'Autorité Régionale de Régulation de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC).

Pour finir, le Rapport Annuel est aussi l'occasion de remercier les membres et le personnel de la Commission pour les efforts consentis jusqu'ici et d'avoir compris que servir l'Etat, c'est d'abord penser à restituer à la collectivité ; il s'agit là d'un privilège incommensurable.

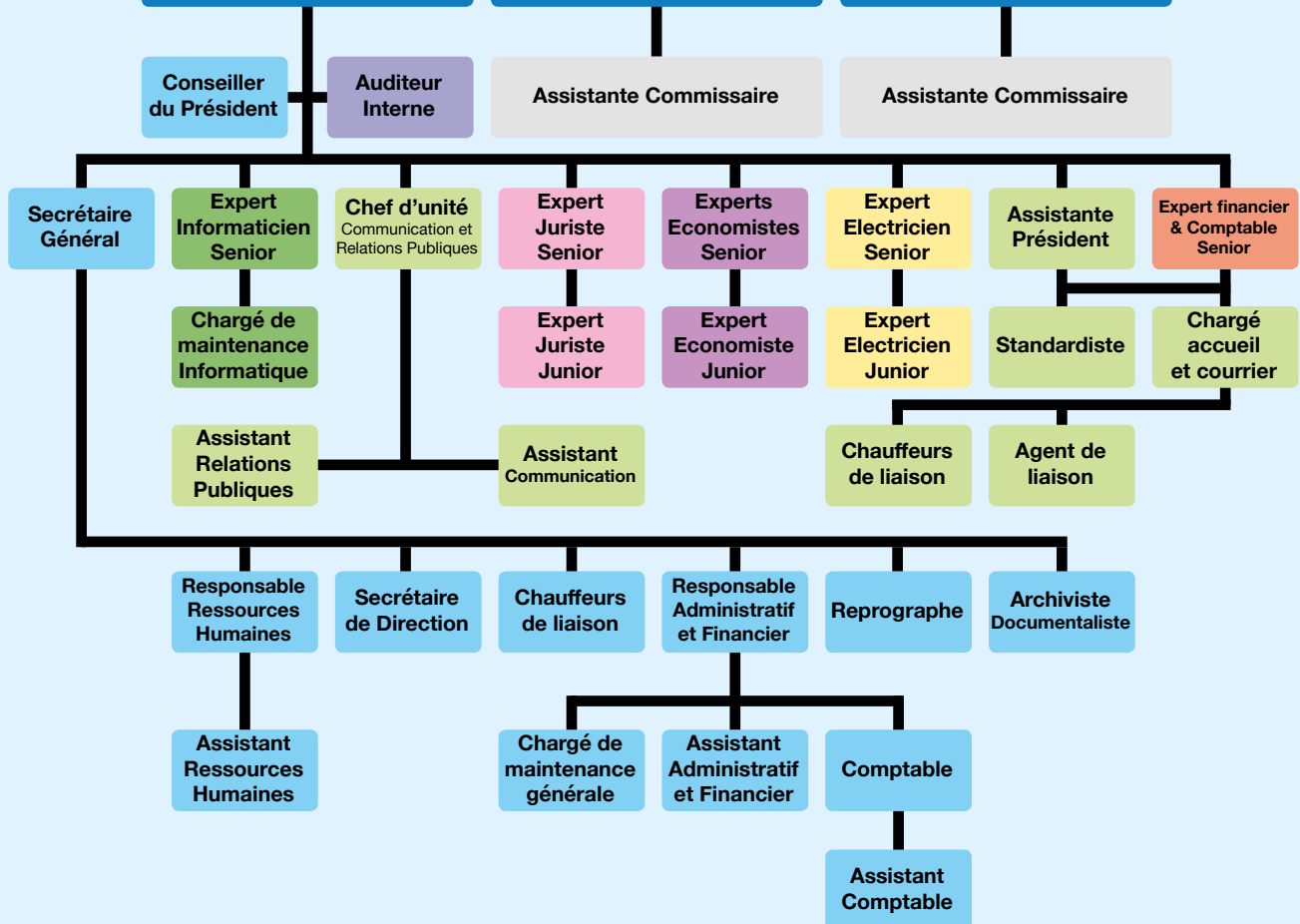
ORGANIGRAMME



Ibrahima Amadou SARR
Président

Moustapha TOURÉ
Commissaire

Antou Guèye SAMBA
Commissaire





GLOSSAIRE

ASER	: Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
BOO	: Build Own Operate
BOT	: Built Own Transfert
CAE	: Contrat d'Achat d'Energie
CES	: Compagnie d'Electricité du Sénégal
CRSE	: Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
ERA	: Energie Rurale Africaine
ERIL	: Electrification Rurale d'Initiative Locale
GTI	: Greenwich Turbine Inc
GWh	: Giga watt heure
IPP	: Independant Power Producer
KVA	: Kilovolt Ampère
MT	: Moyenne Tension
HT	: Haute Tension
MW	: Mégawatt
OMVS	: Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal
ONEE	: Office National de l'Electricité et de l'Eau du Maroc
PME	: Petite et Moyenne Entreprise
PMI	: Petite et Moyenne Industrie
PPER	: Programme Prioritaire d'Electrification Rurale
PSE	: Plan Sénégal Emergent
RMA	: Revenu Maximum Autorisé

INTRODUCTION

La réforme du secteur de l'électricité, actée par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, a apporté d'importants changements notamment au plan institutionnel, avec la création d'une Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, autorité indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.

La Commission vise notamment les objectifs suivants :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique ;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur électrique et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité ;
- veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique ;
- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.

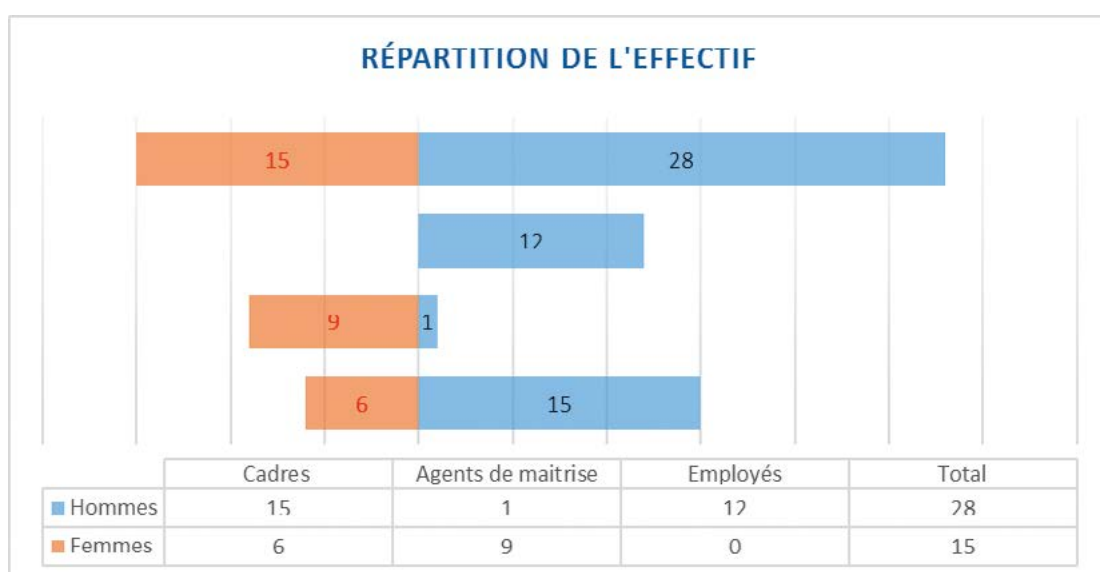
Organisation et fonctionnement de la Commission

La Commission est composée de trois membres, dont le Président. Ils sont nommés par Décret pour un mandat de cinq ans, renouvelable une fois. Les membres de la Commission sont choisis en raison de leur intégrité morale, de leur honnêteté intellectuelle, de leur neutralité et de leur impartialité ainsi que de leur qualification dans les domaines technique, juridique, économique et leur expertise dans le secteur de l'électricité.

La Commission est assistée par un Secrétaire Général et un pool d'Experts dans ses différents domaines d'intervention.

Au 31 décembre 2018, l'effectif de la Commission est de 43 agents dont les trois membres. Il a augmenté par rapport à l'année 2017 de cinq agents.

Graphique 1 : graphique de répartition du personnel





Attributions de la Commission

En vue d'atteindre les objectifs fixés, la Commission dispose d'attributions décisionnelles et d'attributions consultatives.

- Attributions décisionnelles

Aux termes de la loi, la Commission est chargée :

- d'instruire les demandes de licence ou de concession relatives à la production, au transport, à la distribution ou à la vente de l'énergie électrique ;
- de veiller au respect des termes des licences et des concessions, en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité du service en quantité et en qualité ;
- d'assurer le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur de l'électricité ;
- d'assurer le respect de la concurrence dans le secteur de l'électricité ; et
- de déterminer la structure et la composition des tarifs des entreprises titulaires de licence ou de concession.

- Attributions consultatives

La Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle peut également proposer au Ministre des projets d'arrêtés concernant notamment :

- les droits et obligations des entreprises titulaires de Licence ou de Concession;
- l'accès des tiers au réseau ; et
- les relations des entreprises avec leurs clients.

Au terme de la loi n° 98-29, la Commission doit soumettre chaque année un rapport qui rend compte de ses activités et de l'exécution de son budget.

Ainsi, le présent rapport porte sur :

- la régulation tarifaire de Senelec et des concessionnaires d'électrification rurale ;
- le suivi de l'exécution des contrats de concession signés avec l'Etat ;
- le développement de la production indépendante ;
- le traitement des plaintes et réclamations des consommateurs ;
- l'instruction des demandes de titres d'exercice ; et
- l'exécution du budget de la Commission de 2018.

Le rapport annuel fait également état des activités de Communication, de Coopération Internationale et du Bilan du secteur de l'électricité en 2018 par l'analyse de la production et des ventes d'électricité au Sénégal, de la qualité de service et de la situation financière des opérateurs en charge de la fourniture d'électricité dans les périmètres qui leur sont concédés.



1

REGULATION TARIFAIRE



1 REGULATION TARIFAIRE

La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité prévoit, en son article 11, que la Commission détermine la structure et la composition des tarifs applicables par les entreprises titulaires de licence ou de concession, conformément aux principes et méthodes définis par l'article 28 de ladite loi.

L'article 28 de la loi précitée précise que la régulation des tarifs au Sénégal est basée sur le principe de la régulation par les prix-plafonds. Ce mode de régulation tarifaire vise à garantir la viabilité économique et financière des opérateurs tout en préservant les droits des consommateurs en matière de prix et de qualité de service.

Pour Senelec, opérateur historique, la Commission détermine des conditions tarifaires pour une période de 3 ans. Un Revenu Maximum Autorisé (RMA) est calculé pour chaque année de la période avec des indexations trimestrielles permettant de prendre en considération les facteurs exogènes, particulièrement les prix des combustibles. Lorsque le RMA déterminé après indexation est différent du revenu de Senelec, cette dernière est en droit de demander un ajustement des tarifs si le taux d'ajustement est supérieur à 5% ou inférieur à -5%. La Commission peut s'opposer à un ajustement brusque et important à condition de définir avec le Gouvernement et Senelec des modalités de compensation adaptées.

S'agissant des concessionnaires d'électrification rurale, la durée de validité des conditions tarifaires est de 5 ans. La Commission détermine un tarif plafond pour chaque niveau de service devant permettre aux opérateurs de dégager une rentabilité normale dans les conditions d'exploitation prévues.

Ainsi, les activités menées par la Commission en 2018 ont concerné Senelec et les opérateurs d'électrification rurale. La détermination du tarif de rachat du surplus de production des auto-producteurs utilisant les énergies renouvelables a été également réalisée durant la période.

1.1. SENELEC

Les activités de régulation tarifaire ont concerné la détermination du Revenu Maximum Autorisé (RMA) en 2018 et la définition des conditions tarifaires pour la période 2020-2022.

1.1.1. Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2018

Le RMA de Senelec de chaque année est déterminé à partir de la Formule de contrôle des revenus en vigueur en considérant la moyenne arithmétique des indices d'inflation, des prix des combustibles et du taux de change du FCFA par rapport à l'Euro, constatés durant les 12 mois de l'année.

Le RMA est estimé chaque trimestre sur la base des moyennes arithmétiques des différents indices de prix afin d'évaluer l'écart de revenus et de déterminer le niveau du besoin d'ajustement des tarifs ou de compensation.

La Commission a procédé en 2018 aux indexations du RMA de Senelec aux conditions économiques du 1er janvier, du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre conformément aux conditions tarifaires en vigueur.

Les Décisions relatives aux indexations du RMA en 2018 sont les suivantes :

- Décision n° 2018-06 du 20 avril 2018 relative au Revenu Maximum Autorisé en 2018 aux conditions économiques du 1er janvier qui est estimé à 486,645 milliards de F CFA alors que les recettes sont évaluées à 371,048 milliards de FCFA, d'où un écart de revenus de 115,596 milliards de FCFA sur l'année dont 28,899 milliards de F CFA exigibles au titre du premier trimestre.

- Décision n° 2018-07 du 13 juin 2018 relative au RMA en 2018 aux conditions économiques du 1er avril qui est évalué à 495,194 milliards de F CFA. Avec les recettes considérées de 371,048 milliards de F CFA, un écart de revenus de 124,146 milliards de FCFA sur l'année est observé dont 33,174 milliards de F CFA exigibles au titre du deuxième trimestre.
- Décision n° 2018-08 du 10 septembre 2018 relative au RMA de Senelec en 2018 aux conditions économiques du 1er juillet qui est estimé à 506,746 milliards de F CFA pendant que les recettes sont chiffrées à 371,048 milliards de F CFA, d'où un écart de revenus de 135,698 milliards de F CFA sur l'année dont 39,701 milliards de F CFA exigibles au titre du troisième trimestre.
- Décision n° 2018-13 du 07 décembre 2018 relative au RMA de Senelec en 2018 aux conditions économiques du 1er octobre fixant le RMA à 528,698 milliards de FCFA au moment où les recettes sont évaluées à 371,048 milliards de F CFA soit un écart de revenus de 157,650 milliards de FCFA sur l'année, représentant un manque à gagner au titre du quatrième trimestre de 55,876 milliards de F CFA.

Ces écarts de revenus constatés à l'issue des différentes indexations ont été pris en charge par le Gouvernement par le biais de compensations tarifaires. Ainsi, les tarifs en vigueur ont été maintenus.

Le RMA final de Senelec en 2018 est fixé par Décision n° 2019-01 du 05 février 2019 à 501,704 milliards de FCFA pour des ventes de 3 314 GWh.

Les recettes de Senelec provenant de la vente d'énergie électrique s'élèvent à 353,057 milliards de FCFA ; d'où un écart de revenus de 148,647 milliards de FCFA sur l'année par rapport au RMA, correspondant à 42,1% en valeur relative.

En tenant compte des compensations de revenus d'un montant total de 157,650 milliards de FCFA décidées par le Gouvernement suite aux différentes indexations, les revenus globaux de Senelec en 2018, au titre de la vente d'énergie, s'élèvent à 510,707 milliards de FCFA. Ainsi, le surplus de revenus final par rapport au RMA en 2018 est de 9,003 milliards de FCFA. Conformément aux dispositions en vigueur, ce montant sera inscrit en facteur de correction dans le calcul du RMA en 2019.

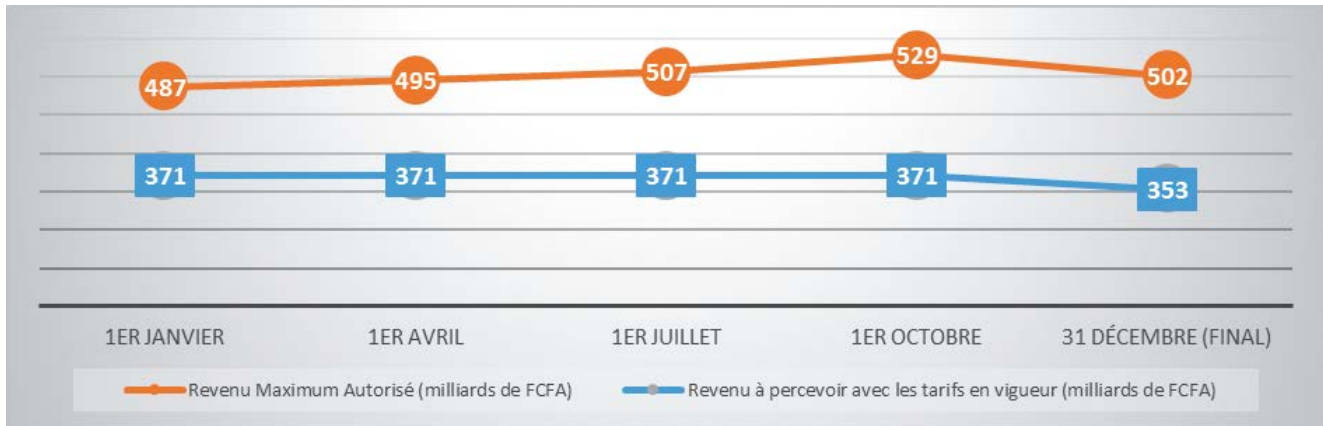
Le tableau ci-dessous présente les RMA déterminés en 2018.

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2018

Dates d'indexation	Ventes (GWh)	Revenus Maximum Autorisés (milliards de FCFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (milliards de FCFA)	Ecarts de revenus annuels (milliards de FCFA)	Ecarts de revenus trimestriels (milliards de FCFA)	Compensations de revenus (milliards de FCFA)
1er janvier	2e janvier	3e janvier	4e janvier	5e janvier	6e janvier	7e janvier
1er avril	3 479,35	495,194	371,048	124,146	33,174	33,174
1er juillet	3 479,35	506,746	371,048	135,698	39,701	39,701
1er octobre	3 479,35	528,698	371,048	157,65	55,876	55,876
31 décembre (final)	3 314,34	501,704	353,057	148,647	-	157,65



Graphique 2 : Evolution du RMA en 2018



1.1.2. Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022

Le Contrat de Concession de Senelec, en son article 36 alinéa 4 modifié, et le Cahier de charges, en son article 10, ont défini une Formule de contrôle des revenus et fixé sa durée de validité à 3 ans. Avant la fin de la période de validité, la Formule est révisée par la Commission, après une consultation publique des parties en particulier de l'Etat et de Senelec, afin de déterminer de nouvelles conditions tarifaires pour la période triennale subséquente.

Les conditions tarifaires en vigueur arrivent à leur terme le 31 décembre 2019. Conformément au décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, la Commission a débuté, le 05 décembre 2018, le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022 par une journée de lancement à laquelle ont pris part le Ministère en charge de l'Energie, le Ministère en charge des Finances, Senelec et les associations de consommateurs.

La Commission a partagé le chronogramme de mise en œuvre de la révision qui prévoit l'organisation, en 2019, de deux (02) consultations publiques. La première portera sur le Bilan de la période 2017-2019 et les nouvelles normes et obligations fixées par le Ministre chargé de l'Energie.

La seconde concernera les nouvelles conditions tarifaires de la période 2020-2022.

Le chronogramme initial de la révision des conditions tarifaires de Senelec est présenté ci-dessous.

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE
			Initiale
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec par la publication d'avis dans la presse et sur le site web de la CRSE	05/12/18
PHASE PREPARATOIRE			
Bilan de la période 2017-2019	Senelec	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2017-2019 (dépenses d'exploitation et d'investissement, situation financière et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	04/01/19
Définition des objectifs de la période 2020-2022	Ministre chargé de l'Energie	Publication par le Ministre chargé de l'Energie des objectifs du secteur, incluant notamment la politique sectorielle, les normes de qualité et les objectifs d'extension du service en zones rurale et péri-urbaine pour la période 2020-2022.	04/02/19
1ère CONSULTATION PUBLIQUE			
Lancement de la première consultation publique	CRSE	Publication du Document de consultation résumant le bilan de la période 2017-2019 et établissant la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus	06/03/19
Première consultation publique	CRSE	Organisation journée de partage du document de consultation publique	
Clôture de la 1ère consultation publique	CRSE	Clôture 1ère consultation publique	05/04/19
PROJECTIONS DE COÛTS POUR LA PERIODE 2020 – 2022			
Projections pour la période 2020-2022	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections 2020-2022	05/04/19
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de demande	06/05/19
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections d'investissement	
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de coûts	
	Senelec	Transmission par Senelec des projections définitives de la période 2020-2022	05/06/19
2nde CONSULTATION PUBLIQUE			



Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	CRSE	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires (45 jours). Publication de la révision de la Formule de contrôle des revenus de la Senelec . Publication de la durée de la consultation publique	05/07/19
		Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires	
clôture de la seconde consultation publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique	05/08/19
PHASE DE MISE AU POINT			
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Énergie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Énergie	04/09/19
Eventuellement Révisions des projections pour la période 2020-2022	Senelec	Révision par Senelec des projections pour la période 2020-2022 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	19/09/19
Projet de décision	CRSE	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	11/11/19
PHASE DE CONTESTATION			
Eventuellement Contestation du projet de décisions	Senelec	Communication au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission de la contestation	26/11/19
Eventuellement Choix d'un Expert	Ministre chargé de l'Énergie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission, aux frais de SENELEC	11/12/19
Eventuellement Conclusions de l'Expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC	26/12/19
ENTREE EN VIGUEUR DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES			
Décision finale	Commission	Publication par la Commission de la décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	02/01/20
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Commission	Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de qualité et du montant des incitations contractuelles.	02/01/20
		Modification de la Formule de contrôle des revenus.	

		Publication d'une annonce de la modification du contrat de concession et cahier de charges de SENELEC	
Nouvelle grille tarifaire	Senelec	Publication nouvelle grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	01/02/20

1.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE

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, le concept de concession d'électrification est adopté comme cadre de mise en œuvre du programme d'électrification rurale de l'Etat et l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) a été créée, avec pour mission principale de promouvoir l'électrification rurale.

A ce titre, le pays est divisé en dix (10) concessions d'électrification rurale et six (06) ont été attribuées à des opérateurs privés à la suite d'appels d'offres internationaux. Il s'agit :

- des concessions Louga-Linguère-Kébémer et Dagana-Podor-Saint Louis attribuées à l'ONE du Maroc ;
- de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou attribuée au Groupement EDF - Matforce
- des concessions Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas et Kolda-Vélingara attribuées au Groupement ENCO/ISO FOTON Maroc ; et
- de la concession Mbour attribuée au groupement STEG-Coselec-LCS.

Parallèlement à la mise en œuvre de ces concessions, des programmes d'électrification rurale sont mis en place par l'Etat. Il s'agit des Gestionnaires Délégués Transitoires (GTD) et des projets d'ERILS.

L'activité de régulation tarifaire pour les concessions d'électrification rurale a concerné la révision des conditions tarifaires de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou exploitée par Energie Africaine Rurale (ERA), l'harmonisation des tarifs et la détermination des conditions tarifaires du promoteur d'ERIL COGELEC.

1.2.1. Révision des conditions tarifaires de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou

Conformément aux dispositions de la loi 98-29 du 14 avril 1998, 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. Elle fixe pour ERA les conditions tarifaires applicables pour une durée de validité de cinq (5) années.

La Commission a lancé la révision des conditions tarifaires de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou le 1er juillet 2017 par la publication du calendrier de mise en œuvre intégrant les rôles et responsabilités de chacune des parties prenantes en vue de la définition de nouvelles conditions tarifaires avant le 31 décembre 2017.

Ainsi, l'opérateur ERA a été invité à transmettre à la Commission le bilan de la concession depuis le début de l'exploitation ainsi que les projections de coûts sur la période tarifaire qui sont nécessaires pour la définition de nouvelles conditions tarifaires.



Les retards notés dans la soumission par ERA du bilan de la concession et dans la définition des nouvelles normes et obligations sont à l'origine du décalage important constaté par rapport au calendrier prévisionnel de mise en œuvre du processus de révision.

A l'issue des discussions, ERA a soumis son bilan en août 2018. Par la suite, le chronogramme a été mis à jour.

Les nouvelles normes et obligations qui devaient être fixées au mois de novembre 2018 par le Ministre chargé de l'Énergie et transmises à l'opérateur ont fait l'objet d'échanges jusqu'à la fin de l'année 2018. ERA devra soumettre à la Commission les projections pour la période tarifaire à venir après la publication des nouvelles normes et obligations par le Ministre chargé de l'Énergie.

Le chronogramme actualisé de la révision des conditions tarifaires applicables par ERA est présenté ci-dessous.

Responsable	Actions à mener	Échéances
CRSE	Démarrage de la révision des conditions tarifaires de ERA	01/07/2017
ERA	Soumission par ERA de son bilan des activités de 2013-2017	01/08/2018
MPE/ASER	Définition de nouvelles normes et obligations sur la période 2019-2023	14/11/2018
MPE/ASER	Transmission le projet de normes de la nouvelle période à ERA	14/12/2018
ERA	Soumission des projections de la période 2019-2023	15/01/2019
ASER-MPE-MEFP-CRSE-ERA	Tenue d'une ou des réunions d'échanges pour la validation des projections soumises	08/02/2019
CRSE	Analyse et Élaboration de la note sur les conditions tarifaires un mois après validation des projections soumises	28/02/2019
CRSE	Consultation publique de 30 jours	31/03/2019
CRSE	Définition de nouvelles conditions tarifaires 2019-2023	14/04/2019
CRSE	Publication projet de décision relatif aux conditions tarifaires applicables par ERA sur la période 2019-2023	01 semaine
ERA	« Eventuellement » Contestation du projet de Décision	01 semaine
MPE	« Eventuellement » Désignation d'un expert indépendant sur la base d'une liste fournie par ERA et CRSE, aux frais d'ERA.	01 semaine
EXPERT	« Eventuellement » Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation d'ERA.	2 semaines
CRSE	Publication de la décision finale relative aux conditions tarifaires d'ERA	05/05/2019

1.2.2. L'ERIL COGELEC

Un projet d'Électrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) consiste à électrifier des localités où il n'est pas prévu, dans un délai de trois (03) ans, une électrification par un concessionnaire.

Le projet d'ERIL de COGELEC Energy SARL est mis en œuvre avec l'appui de l'ASER pour un montant de 233, 652 millions de FCFA, correspondant à un taux de subvention de 73%.

Ce projet ERIL vise à raccorder au minimum 555 abonnés et 140 points lumineux identifiés dans les villages de Fora Diawara (Commune de Ouro Sidy), Babangol et Ganguel Maka (Commune Bokoladji) dans le département de Kanel et ceux de Batal (Commune de Ngoye) et Ndiarao (Commune de Keur Samba Kane) dans le département de Bambey.

Dans le cadre de l'élaboration du Contrat de Concession, l'ASER a transmis le 25 Août 2017 à la Commission, une demande de détermination des conditions tarifaires applicables par l'ERIL de COGELEC.

En janvier 2018, le promoteur a transmis à la Commission les informations requises pour la détermination des conditions tarifaires. Au terme des travaux, la Commission a transmis le 19 juin 2018 à l'ASER et le MPE, la note relative aux conditions tarifaires à COGELEC pour avis.

En retour, le MPE a attiré l'attention de la Commission sur la nécessité de prendre en considération l'harmonisation des tarifs.

Sur ce point, la Commission a rappelé que l'harmonisation des tarifs n'a pas d'impact sur les conditions tarifaires de référence, objet de la note. Toutefois, les mesures y relatives devront être intégrées dans le Contrat de Concession.

1.3. Harmonisation des tarifs

En mars 2018, le Gouvernement a décidé d'accélérer le processus de l'harmonisation tarifaire.

Il s'agit, entre autres, d'appliquer les tarifs de Senelec en lieu et place de ceux jusqu'ici en vigueur. Plus précisément, les mesures concernent :

- la facturation de l'énergie consommée au tarif prépaiement de la première tranche Usage Domestique Petite Puissance de Senelec sauf pour les clients du service 4 solaire ;
- l'application d'un tarif de 40 FCFA/Wc pour le service 4 solaire ;
- le principe de la recharge minimale obligatoire sauf pour les clients du service 4 solaire ;
- l'abandon du préfinancement des installations intérieures par le concessionnaire d'électrification rurale qui devient ainsi optionnel pour le client au réseau ;
- la suppression de l'avance sur consommation pour les abonnés au prépaiement ;
- l'application de la facturation bimestrielle pour les usagers en post-paiement à la place de la facturation mensuelle.

Pour la mise en œuvre des mesures d'harmonisation, il est apparu nécessaire de modifier les Contrats de concession signés entre l'Etat et les opérateurs d'électrification rurale.

A la suite des discussions entre l'ASER et les opérateurs sur l'étendue et les modalités de mise en œuvre de l'harmonisation, la Commission a émis des avis favorables à la modification des Contrats de Concession. Elle a ensuite élaboré des projets de Décisions relatifs à l'harmonisation tarifaire. Ainsi, les avenants relatifs aux Contrats de Concession de SCL Energie Solutions, Comasel Saint-Louis et Comasel Louga ont été signés le 16 novembre 2018.

Par la suite, la Commission a procédé à la publication des Décisions relatives aux nouveaux tarifs applicables par les concessionnaires d'électrification rurale à compter du 1er décembre 2018. Il s'agit de la :

- Décision n° 2018-10 du 16 novembre 2018 fixant les tarifs applicables par Comasel Louga, titulaire de la concession Louga-Linguère-Kébémér ;
- Décision n° 2018-11 du 16 novembre 2018 fixant les tarifs applicables par Comasel Saint-Louis, titulaire de la concession Dagana-Podor-Saint-Louis ; et
- Décision n° 2018-12 du 16 novembre 2018 fixant les tarifs applicables par SCL Energie Solutions, titulaire de la concession Mbour.



Concernant le concessionnaire ERA, la Commission a émis un avis favorable pour la modification du contrat de concession le 31 décembre 2018 et a transmis aux parties le projet de Décision relatif aux tarifs applicables à annexer à l'avenant.

1.1. Tarif de rachat du surplus d'énergie d'origine renouvelable

Pour encourager les entreprises et les ménages à investir dans le secteur des énergies renouvelables pour leur propre consommation, la loi n° 2010-21 du 15 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables permet aux auto-producteurs de vendre leur surplus de production à l'exploitant du réseau à un tarif fixé par la Commission.

A la suite d'une première étude menée en 2013 sur la mise en œuvre de la loi d'orientation sur les énergies renouvelables, la Commission a commandité une seconde étude en octobre 2017 pour prendre en compte la baisse considérable des coûts de production des énergies renouvelables.

Cette étude finalisée en 2018 a permis de retenir la méthodologie du coût de production efficace de chaque technologie pour la détermination du tarif de rachat du surplus

En vue de recueillir les observations des parties prenantes, une consultation publique a été organisée durant la période allant du 27 juin au 27 juillet 2018. Au terme de cette consultation publique, une journée d'échanges s'est tenue le 05 septembre 2018 avec les acteurs du secteur notamment le Ministère en charge de l'Énergie, l'ANER, Senelec, les associations de consommateurs et le secteur privé.

Au terme des concertations, la Commission a fixé, par Décision n° 2018 – 09 du 31 octobre 2018, les prix de rachat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre.

Ces prix sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : prix de rachats du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable

Usager	Puissance souscrite (en kW)	Tarif d'achat du surplus (en FCFA/ kWh)
En Basse Tension (solaire photovoltaïque)		
Domestique Petite Puissance (DPP)	Inférieure ou égal à 6 kW	75
Domestique Moyenne Puissance (DMP)	Supérieure à 6 et inférieure ou égale à 17 kW	70
Domestique Grande Puissance (DGP)	Supérieure à 17 kW	60
Professionnel Petite Puissance (PPP)	Inférieure ou égale à 6 kW	65
Professionnel Moyenne Puissance (PMP)	Supérieure à 6 et inférieure ou égale à 17 kW	60
Professionnel Grande Puissance (PGP)	Supérieure à 17 kW	50
En Moyenne Tension		
Tarif Général Solaire photovoltaïque	Supérieure à 34 kW	50

1.2. Approbation des coûts des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de Senelec

Dans le cadre de la feuille de route « Doing Business », Senelec a soumis à la Commission le nouveau barème de raccordement au réseau de distribution pour approbation.

Ces données concernent les coûts de raccordement en Basse Tension (BT) et en Moyenne Tension (MT/HTA) pour les clients Petites et Moyennes Entreprises / Petites et Moyennes Industries (PME/PMI).

Au terme des échanges avec Senelec, il ressort que les prix fournis sont basés sur les prix obtenus à la suite d'appels d'offres lancés par Senelec en 2017. Ces prix sont globalement raisonnables par rapport à ceux du marché.

La Commission a donc validé les coûts de raccordement en Basse Tension proposés par Senelec. Pour la Moyenne Tension, les coûts ont été corrigés suivant les puissances normalisées des transformateurs.

En tout état de cause, les prix déterminés sont des coûts de référence et le client est libre de choisir son prestataire pour la réalisation des travaux.

Les nouveaux coûts de raccordement ont été approuvés par la Décision 2018 – 04 du 27 mars 2018 de la Commission.

Tableau 3 : Barème des coûts de raccordement des clients au réseau de distribution (février 2018)

Coûts de raccordement en Basse Tension (FCFA)

	150m de ligne BT		
	Aérien 35 ou 70mm ² Alu	Souterrain 150mm ² Alu	Souterrain 240mm ² Alu
Coût de raccordement Basse Tension	1 228 500	3 591 000	3 780 000

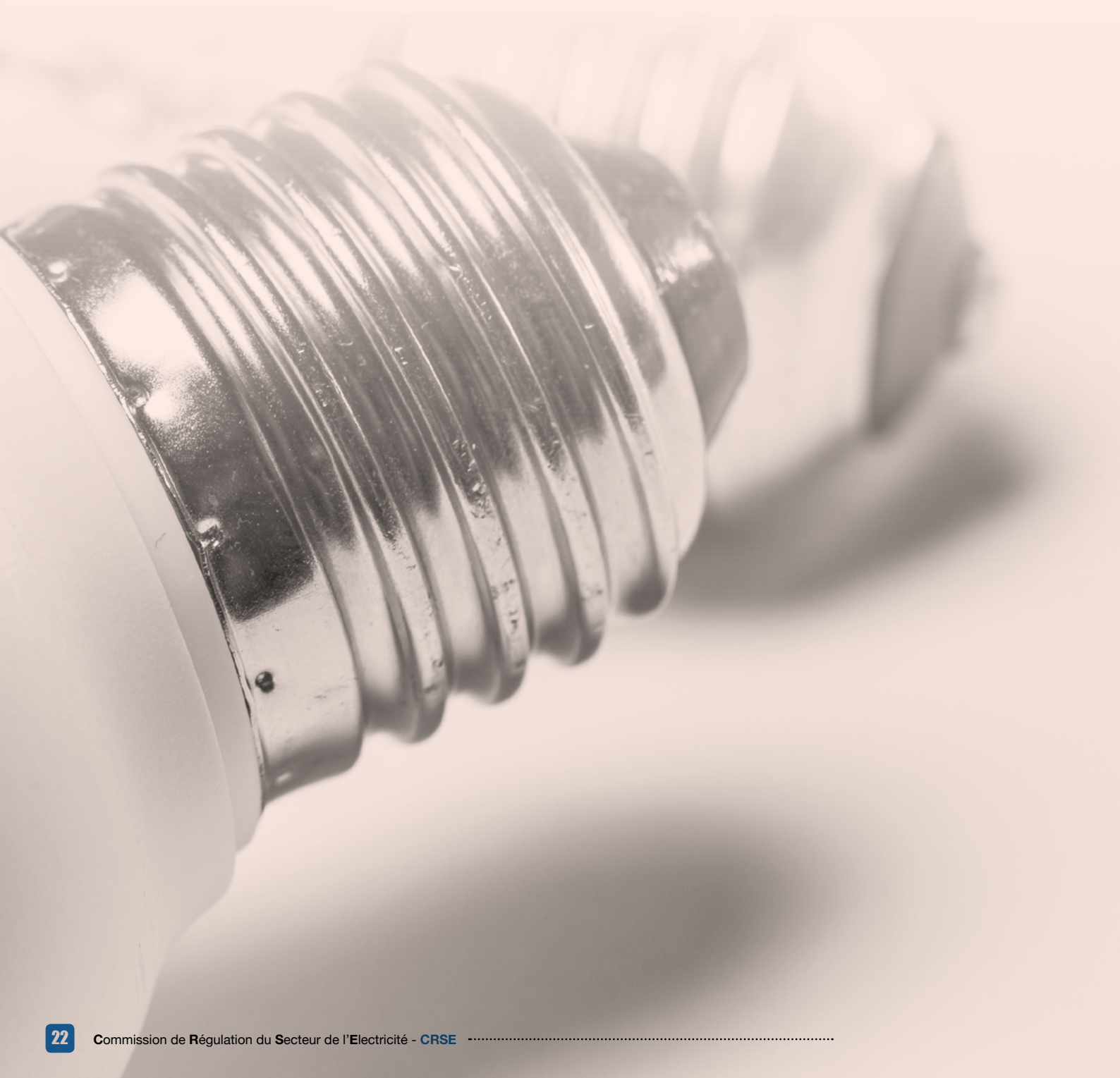
Coûts de raccordement en Moyenne Tension en aérien (FCFA)

	Puissance		150m de ligne HTA en aérien			Coût total de raccordement
	kW	kVA	Equipement Electrique H61	Transformateur	Ligne HTA 54,6mm ² Almelec - 150m	
Moyenne Tension	34 à 99	40 à 114	4 788 000	2 268 000	1 512 000	8 568 000
	100 à 139	115 à 160	4 788 000	2 898 000	1 512 000	9 198 000
	140 à 174	161 à 200	4 788 000	4 410 000	1 512 000	10 710 000



Coûts de raccordement en Moyenne Tension en souterrain (FCFA)

	Puissance		150m de ligne HTA en souterrain				Coût total de raccordement
	kW	kVA	Equipement Electrique	Génie Civil	Transformateur	Ligne HTA en souterrain - 150m	
Moyenne Tension	34 à 99	40 à 114	8 190 000	4 500 000	2 268 000	4 725 000	19 683 000
	100 à 139	115 à 160	8 190 000	4 500 000	2 898 000	4 725 000	20 313 000
	140 à 174	161 à 200	8 190 000	4 500 000	4 410 000	4 725 000	21 825 000





2

**DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION
INDEPENDANTE D'ELECTRICITE**



2 DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE

Les activités menées par la Commission dans ce cadre ont concerné la poursuite du processus de sélection de producteurs indépendants pour la mise en place de centrales solaires dans le cadre de l'Initiative « Scaling Solar » de la Banque Mondiale.

Pour rappel, le projet consiste en la sélection de producteurs indépendants pour la conception, le financement, la construction, la mise en service et l'exploitation de centrales photovoltaïques d'une capacité installée cumulée d'environ de 60 MWc sur les sites de Kahone et Touba.

2.1. Processus d'appels d'offres

Le processus d'Appel d'offres, dans le cadre de l'initiative « Scaling Solar », entamé en 2016 s'est poursuivi en 2017 et 2018. Ainsi le 13 octobre 2017, la Commission a lancé l'appel d'offres et a invité les candidats retenus en 2016 lors de la phase de pré-qualification à soumettre leurs offres au plus tard le 12 mars 2018.

2.2. Attribution

A l'issue de l'évaluation des offres, la commission des marchés a transmis son rapport d'évaluation ainsi que le Procès-Verbal d'attribution provisoire à la Commission.

Ainsi, conformément aux critères définis dans le Dossier d'Appel d'Offres, la Commission a, par Décision n°2018-05 du 16 avril 2018, déclaré le Consortium « ENGIE & MERIDIAM » attributaire du marché pour la conception, le financement, la construction, la mise en service et l'exploitation d'une centrale à TOUBA d'une puissance d'environ 25 MWc et d'une centrale à KAHONE d'une puissance d'environ 35 MWc. Le Consortium « ENGIE & MERIDIAM » a proposé les tarifs les plus bas, présentés ainsi qu'il suit :

- 3,9831 c€/kWh (26,1274 FCFA/ kWh) pour le projet de TOUBA ; et
- 3,8016 c€/kWh (24,9368 FCFA/kWh) pour le projet de KAHONE.

Ainsi, KAEL SOLAIRE S.A et KAHONE SOLAIRE S.A, sociétés de projet créées par le Consortium, ont signé le 13 novembre 2018 un Contrat d'Achat d'Energie (CAE) avec Senelec.



3 SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION



3 SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION

Le suivi de l'exécution des Contrats de Concession concerne Senelec et les opérateurs d'électrification rurale.

3.1. SENELEC

Le suivi de l'exécution du Contrat de Concession de Senelec a porté sur l'application des normes et obligations de raccordement en milieu rural et urbain, fixées par le Ministre chargé de l'Energie lors de la détermination des conditions tarifaires pour la période 2017 - 2019.

Ce suivi a également concerné la certification des comptes et la séparation comptable des activités de production, transport et distribution.

3.1.1. Suivi des normes

Le Règlement d'Application n° 04-2003 du 03 octobre 2003 de la Commission relatif au contrôle de l'exécution du Contrat de Concession de Senelec prévoit, en son article 8, que l'opérateur doit remettre à la Commission un rapport d'exploitation annuel contenant notamment, les informations sur les pertes techniques, les plaintes des consommateurs et les performances relatives aux normes contractuelles, trois (03) mois au plus tard après la fin de l'année.

Les normes pour la qualité de service à respecter concernent :

- les délais d'approbation des travaux de branchement HT ou MT;
- la sécurité et la disponibilité (énergie non fournie) ;
- les relations avec la clientèle ;
- la vérification des compteurs ;
- la disponibilité des cartes à prépaiement ;
- la qualité du courant ;
- le branchement Basse Tension.

Ainsi, les résultats de l'analyse des informations reçues au titre de l'exercice 2018 et relatives au suivi de ces normes sont résumés ci-après.

3.1.1.1. Normes d'approbation

Senelec dispose d'un délai de 10 jours ouvrables pour répondre à toute demande écrite concernant l'approbation des travaux de branchement HT ou MT confiés à une autre entreprise. Lorsque ce délai n'est pas respecté, un montant de 6 212 F CFA par jour de retard est dû au client.

Concernant l'année 2018, Senelec n'a pas soumis de données relatives au nombre et délais de traitement de demandes d'approbation des travaux de branchement MT et HT.

3.1.1.2. Normes de sécurité et de disponibilité

Senelec a l'obligation de satisfaire la demande de ses clients en limitant la quantité d'Energie Non Fournie (ENF) à 1 % de ses ventes d'énergie.

En 2018, la quantité d'ENF est estimée à 22,01 GWh et est inférieure à la norme évaluée à 33,14 GWh. Ainsi, Senelec a respecté la norme.

La quantité d'ENF a baissé en passant de 30,6 GWh en 2017 à 22,01 GWh en 2018.

Tableau 4 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

	2017	2018
Norme Energie Non Fournie en GWh	31,48	33,14
Energie Non Fournie réalisée en GWh	30,6	22,01

3.1.1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

a) Facturation

Après le raccordement d'un nouveau client, Senelec a l'obligation :

- d'établir la première facture (non estimée) dans un délai de trois (3) mois. A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 212 F CFA par jour de retard ;
- de ne pas émettre plus de 2 factures estimées consécutives et 3 factures estimées par an pour un client ; et
- de respecter un délai de 10 jours pour traiter les réclamations concernant les factures.

Durant l'année 2018, le nombre de premières factures (mensuelles et bimensuelles) émises est estimé à 24 306 avec un délai moyen d'émission de 65,9 jours. Senelec a classé les premières factures suivant un délai de 60 jours alors que la norme est fixée à environ 90 jours. L'analyse des données reçues montre que seul 5 % des premières factures ont été émises dans un délai supérieur à 2 mois. Ce qui permet de dire que la norme est respectée pour plus de 95 % des premières factures émises.

Aucune facture bimestrielle n'a été estimée sur l'année 2018.

Concernant les réclamations, Senelec a enregistré dans son département Grands Comptes 48 réclamations relatives à la facturation. Le délai moyen de traitement des réclamations portant sur la facturation a été de 11 jours en 2018. La norme relative au délai de traitement d'une réclamation sur la facturation est fixée à 10 jours. Ainsi, Senelec n'a pas respecté cette norme.

Tableau 5 : Suivi de la norme de facturation

	Année 2018
Nombre de premières factures émises en 60 jours ou moins	23 119
Nombre de premières factures émises au plus de 60 jours	1 187
Taux d'émission moyenne	65,9

3.1.1.4. Normes de branchement Basse Tension sans modification de réseau

Lorsqu'une personne fait une demande d'abonnement ne nécessitant pas de modification de réseau, Senelec doit visiter ses installations dans un délai de cinq (05) jours ouvrables à compter de la date de sa demande. Senelec doit également réaliser le branchement dans un délai de cinq (05) jours ouvrables en milieu urbain et dix (10) jours ouvrables en milieu rural à compter de la date de paiement des frais de premier établissement.



En 2018, Senelec a effectué 76 746 visites dont les 27% dans un délai supérieur à 5 jours. En outre, le délai moyen des visites est évalué à 9 jours. Senelec n'a donc pas respecté la norme pour plus de la moitié des demandes d'abonnement.

Tableau 6 : Suivi de la norme de visite des installations avant branchement

	Année 2018
Nombre de visites effectuées	76 746
Nombre de visites effectuées au-delà de la norme (5 jours)	20 469
Délai moyen de traitement (jour)	9

Les informations fournies par Senelec ne permettent pas une bonne appréciation du respect de cette norme car n'étant pas classifiées par zones (urbaine ou rurale) et suivant les délais fixés conformément à la norme.

En effet, concernant les demandes de branchements Basse Tension (BT), Senelec a transmis le nombre de demandes cumulées en zones rurale et urbaine. Ainsi, sur les 41 247 demandes de branchements reçues, 30 411 demandes, soit 74% ont été traitées au-delà de 7 jours. Le délai moyen de traitement est estimé 34,6 jours. Senelec n'a donc pas respecté la norme pour des demandes de branchements.

Tableau 7 : Suivi de la norme de demande de branchement BT

	Année 2018
Nombre de demandes de branchement traitées	41 247
Nombre de demandes de branchement au-delà de 7 jours	30 411
Délai moyen de traitement (jour)	34,6

3.1.2. Suivi des obligations de raccordement

Dans le cadre de la définition des conditions tarifaires de la période 2017-2019, le Ministre chargé de l'Énergie a fixé à Senelec l'obligation de raccorder 310 706 nouveaux abonnés domestiques dont 243 192 en zone urbaine et 67 514 en zone rurale.

• Zones urbaines

En 2018, Senelec a raccordé 73 868 nouveaux clients, ramenant le nombre de raccordements effectués depuis 2016 à 196 362. Ainsi, elle a réalisé 81% de son objectif fixé à 243 192 nouveaux clients à fin 2019.

Tableau 8 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain

Zones Urbaines des Régions	Raccordements réalisés en 2016-2018					Nouveaux clients UD Cible en 2019 (d)	Taux de réalisation de la cible de 2019 ((a+b+c)/d)
	Nouveaux Clients 2016 (a)	Nombre de clients UD 2017	Nouveaux Clients 2017 (b)	Nombre de clients UD 2018*	Nouveaux Clients 2018 (c)		
DAKAR	4854	490 018	60 225	533 145	43 127	125 671	86%
DIOURBEL	-2735	22 038	527	24 048	2 010	5584	-4%
FATICK	1623	12 755	447	13 919	1 164	4 194	77%
KAFFRINE	591	6 386	-123	6 969	583	3 249	32%
KAOLACK	1595	37 465	1 581	40 882	3 417	12 444	53%
KEDOUGOU	396	3 111	26	3 395	284	1 815	39%
KOLDA	960	12 810	566	13 979	1 169	7 575	36%
LOUGA	-23	21 374	866	23 324	1 950	5 088	55%
MATAM	2431	9 510	374	10 378	868	3 955	93%
SAINT-LOUIS	8002	46 209	1 238	50 424	4 215	18 687	72%
SEDHIOU	1029	5 734	-7	6 257	523	2 964	52%
TAMBACOUNDA	2867	17 893	19	19 525	1 632	7 653	59%
THIES	29220	116 559	4 235	127 191	10 632	32 676	135%
ZIGUINCHOR	815	24 929	915	27 203	2 274	11 637	34%
SENEGAL	51 625	826 791	70 889	900 639	73 848	243 192	81%

Les résultats du suivi des obligations d'électrification en milieu urbain, résumés dans le tableau ci-dessus, montrent un dépassement de l'objectif de raccordement global pour la région de Thiès. Par contre, le taux de réalisation enregistré dans les régions de Diourbel, Kaffrine, Kédougou, Kolda et Ziguinchor est inférieur à 50%.

• Zones rurales

Senelec a raccordé 11 745 nouveaux clients en 2018, faisant passer le nombre de nouveaux raccordements sur la période 2016-2018 à 43 285. Ainsi, elle a atteint 64% de l'objectif cible fixé à 67 514 nouveaux clients à fin 2019.

Tableau 9 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural

Zones Rurales des Régions	Raccordements réalisés en 2016-2018					Nouveaux clients UD Cible en 2019 (d)	Taux de réalisation de la cible de 2019 (a+b+c/d)
	Nouveaux Clients 2016 (a)	Nombre de clients UD 2017	Nouveaux Clients 2017 (b)	Nombre de clients UD 2018*	Nouveaux Clients 2018 (c)		
DIOURBEL	15 699	84 704	3 225	89 106	4 402	19 060	122%
FATICK	1 715	12 397	709	13 042	645	4 379	70%
KAFFRINE	1 993	2 968	-53	3 122	154	2 709	77%
KAOLACK	3 863	11 328	1 369	11 917	589	3 075	189%
KEDOUGOU	4	93	-4	98	5	887	1%
KOLDA	576	2 570	136	2 704	134	2 743	31%
LOUGA	4 109	18 370	-493	19 325	955	5 813	79%
MATAM	2 243	16 295	925	17 142	847	3 694	109%
SAINT-LOUIS	-2 558	14 239	279	14 979	740	4 649	-33%
SEDHIOU	161	2 711	-25	2 852	141	2 036	14%
TAMBACOUNDA	907	5 762	61	6 062	300	2 817	45%
THIES	-9 203	43 267	3 329	45 516	2 249	13 014	-28%
ZIGUINCHOR	2 212	11 401	352	11 994	593	2 638	120%
SENEGAL	21 721	226 105	9 810	237 859	11 754	67 514	64%

Toutefois, il convient de signaler que le taux de réalisation pour la région de Kédougou est très faible (1%).



3.1.3. Certification des états financiers de Senelec

Les états financiers 2018 ont été certifiés par les Commissaires aux comptes comme réguliers et sincères. Ils donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice ainsi que de la situation financière et du patrimoine de Senelec au 31 décembre 2018 sous réserve de l'incidence des immobilisations qui figurent toujours comme biens propres à l'actif du bilan de Senelec alors qu'elles ont été transférées à l'Etat par la loi 2002-01 du 10 janvier 2012.

3.1.4. Séparation comptable

Les dispositions du Contrat de Concession de Senelec en son article 38, prévoient la séparation comptable des activités de Production, de Transport et de Distribution de l'opérateur.

Pour rappel la Commission a élaboré la Décision n° 2015-04 portant approbation des règles de séparation comptable desdites activités depuis juin 2015.

Senelec, conformément à ces dispositions, est entrain de dérouler un processus de dissociation comptable bâtie autour de trois (03) activités métiers (Production, Transport et Distribution) et d'une (01) holding.

3.2. LES OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE

Le suivi de l'exécution des contrats de concession des opérateurs d'électrification rurale porte essentiellement sur le suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale, les gestionnaires délégués Transitoires et l'ERIL ENERSA.

3.2.1. Les Concessionnaires

Dans le cadre du suivi de l'électrification rurale, la Commission a demandé, par courriers, aux concessionnaires de transmettre leurs rapports d'activités de 2018.

Il s'agit de :

- Compagnie Morocco-Sénégalaise d'Electricité (COMASEL) pour les concessions Louga-Linguère-Kébemer et Dagana-Podor-Saint- Louis ;
- Energie Rurale Africaine (ERA) pour la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou ;
- Electricité du RIP (EDR) pour la concession Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas ;
- Kolda Energy (KE) pour la concession Kolda-Vélingara ; et
- Steg-Coselec-LCS (SCL) Energie Solutions pour la concession Mbour.

Tous les CER ont transmis leurs rapports d'activités de 2018 à l'exception de EDR et de KE.

D'une manière générale, les objectifs assignés en matière de raccordement sont loin d'être atteints. Sur un objectif initial de 106 601 clients, seul 23 607 ont été raccordé, soit 22 %.

Tableau 10 : Suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale

Concession	Concessionnaire	Date signature du Contrat	Date d'entrée en vigueur	Objectif du PPER		Etat d'avancement en fin 2017	Etat d'avancement en fin 2018	
				Nombre de clients à raccorder (a)	Délai	Nombre de clients raccordés	Nombre de clients raccordés (b)	Taux de réalisation (b)/(a)
Dagana Podor St Louis	Comasel	30-mai-08	26 mars 11	19 574	36 mois	5 862	7460	38%
	(ONE-Maroc)							
Louga Linguere Kébémér	Comasel	19 nov. 2009	29 nov. 2011	11 826	36 mois	6 059	6601	56%
	(ONE-Maroc)							
Kaffrine Tambounda Kédougou	Energie Rurale Africaine (ERA)	29 juin 2011	24 déc. 2013	18 001	36 mois	3 798	5875	33%
	(EDF - Matforce)							
Kaolack Niore Fatick Gossas	Electricité du RIP	22 nov. 2012	12 nov. 2014	27 000	36 mois	0	Non fourni	
	(ENCO/ Isofoton Maroc)							
Kolda Velingara	Kolda Energy	29 juil. 2013	24-avr-15	20 500	30 mois	Non fourni	Non fourni	
	(ENCO/ Isofoton Maroc)							
Mbour	SCL Energie Solutions	09 nov. 2012	sep. 2017	9 700	18 mois	1 077	3 671	38%
	(STEG-COSELEC-LGS)							
TOTAL				106 601		16 796	23 607	22%

3.2.2. Les Gestionnaires Délégués Transitoires

Les Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) sont des opérateurs à qui l'Etat avait confié en 2005 la gestion technique et commerciale des localités électrifiées à travers ses programmes d'électrification rurale, dans l'attente de l'arrivée des concessionnaires.

Actuellement, les GDT en cours d'activités sont :

- le Groupement Sénégalais de Réalisation et de Maintenance (GSERM) attributaire des localités rurales des départements de Kolda-Vélingara- Tambacounda-Kédougou et Sédhiou ; et
- la Société Sénégalaise pour l'Equipement et l'Energie (SS2E) attributaire des localités rurales des départements de Dagana-Kaolack-Saint-Louis Kébémér-Louga-Linguère-Mbacké-Tivaoune-Kaolack-Niore-Diourbel-Bambey-Kaffrine.



La société SS2E a renseigné sur le nombre d'abonnés dans son périmètre qui est passé de 1 339 en 2017 à 1 633 en 2018, soit une hausse de 22%.

Quant au groupement GSERM, il affiche un cumul de 1984 d'abonnés en 2018 contre 1 739 en 2017, soit une augmentation de 14%.

3.2.3. L'ERIL ENERSA

Le projet d'Electrification Rurale d'Initiative Locale consiste à électrifier des localités où il n'est pas prévu, dans un délai de trois (03) ans, une électrification par un concessionnaire.

C'est dans ce cadre que l'ERIL de Sine Moussa Abdou est attribué à la société ENERSA.SA depuis le 09 septembre 2014.

Il ressort du rapport reçu d'ENERSA que le nombre de raccordements dans la localité à fin 2018 est de 88 abonnés et n'a pas connu d'évolution par rapport à 2017.

3.3 AUDIT DES CONCESSIONS D'ELECTRIFICATION RURALE



«Réunion d'échanges avec le village de Ngayé (Saint-Louis) dans le cadre de l'audit des CER»

Après constat de la non-atteinte des objectifs en matière d'électrification rurale, la Commission a réalisé en 2018, suite à la saisine du Ministre chargé de l'Energie, un audit exhaustif de l'exécution des contrats de concession.

Cet audit a consisté à une analyse critique et indépendante de la situation des concessions au regard des dispositions réglementaires et des engagements contractuels. Il a essentiellement porté sur les aspects technique, économique, financier et juridique de l'exécution desdits contrats de concession des opérateurs d'électrification rurale.

Dans le cadre de la mission, la Commission a procédé à une revue documentaire, tenu des rencontres avec les acteurs du secteur (ASER, MPE, Senelec) et soumis un questionnaire aux parties prenantes notamment les concessionnaires et les usagers ruraux.

Elle a par ailleurs effectué des visites de terrains dans les concessions auditées en compagnie des représentants des associations de consommateurs.

Au terme des visites et des travaux et sur la base des informations reçues des concessionnaires, des usagers ruraux et autres parties prenantes, la mission d'Audit a produit un rapport provisoire qu'elle a partagé avec les acteurs pour recueillir leurs éventuelles observations. Ensuite elle a finalisé le rapport qu'il a transmis, par courrier en date du 06 décembre 2018, au Ministre chargé de l'Energie.

Synthèse des résultats et constatations

Les résultats de cet audit font ressortir les principaux constats ci-après :

S'agissant des objectifs de raccordement de 106 601 clients fixés aux concessionnaires au titre des engagements PPER aucun d'entre eux, en dehors de SCL dont le PPER était toujours en cours au moment de l'audit, n'a atteint le seuil de réalisation de 80% de ses engagements à l'échéance de son PPER.

Pour rappel, Le contrat de concession prévoit en son article 50 qu'il peut prendre fin si, à l'échéance de son PPER, le concessionnaire dessert moins de 80% des abonnés qu'il s'était engagé à desservir. Or, même en intégrant les objectifs annoncés par les concessionnaires pour l'année 2018, le nombre total d'usagers desservis ne représentera en moyenne que 42% des engagements initiaux.

Concernant le niveau de mobilisation des financements, il est très faible par rapport aux engagements pris par les concessionnaires lors de la signature des conventions de financement. Aux termes du PPER, aucun concessionnaire n'est parvenu à satisfaire les conditions de décaissement de l'intégralité des subventions. Ainsi l'Etat s'est substitué à ces opérateurs pour réaliser les investissements nécessaires pour relever le niveau de desserte en milieu rural.

En outre, le service public de l'électricité est loin d'être satisfaisant pour les populations qui réclament un coût abordable et de meilleure qualité de fourniture de l'électricité. Ce qui est à l'origine des mesures d'harmonisation décidées par le Gouvernement en vue d'assurer l'égalité de traitement des usagers du milieu urbain et du milieu rural.

Le niveau général d'encadrement des Contrats est très faible.

Ainsi, au regard des constats sur l'état actuel des concessions, compte-tenu des dispositions prises par l'Etat pour améliorer les conditions d'accès à l'électricité (investissements publics, harmonisation des tarifs) et des limites de capacités constatées au niveau de chaque concession, **la mission d'audit recommande :**

- ***L'application stricte des dispositions contractuelles en matière de résiliation des contrats pour les concessions Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas et Kolda-Vélingara ;***
- ***La révision des contrats pour les concessions Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, Dagana-Podor-Saint-Louis et Louga-Linguère-Kébémér en renforçant notamment le contrôle des engagements contractuels et de la qualité de service, la procédure de transferts des ouvrages réalisés par l'Etat et les obligations en matière de satisfaction de la demande.***





4 INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE ET DE MODIFICATION DE CONTRATS DE CONCESSION



4 INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE ET DE MODIFICATION DE CONTRATS DE CONCESSION

L'exercice d'activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique requiert la délivrance d'une licence ou d'une concession par le Ministre chargé de l'Énergie après avis de la Commission.

A ce titre, en 2018, la Commission a émis un avis pour l'octroi d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Innovent Sénégal.

De même, les contrats de concession signés par l'Etat avec d'une part, Senelec et d'autre part, les concessionnaires d'électrification rurale, prévoient que les parties peuvent à tout moment, sur avis conforme de la Commission, modifier d'un commun accord les termes du contrat.

La Commission a également émis un avis relatif à la modification du Contrat de Concession de Senelec pour l'extension de son périmètre. De même, pour la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs, elle a émis des avis sur la modification des Contrats de Concession de COMASEL Saint-Louis, COMASEL Louga, SCL Energie Solutions et ERA.

4.1. Avis relatif à l'octroi d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Innovent Sénégal S.A.

Suite à l'acquisition de EDS EXIMAG, Innovent Sénégal S.A. a introduit une demande de Licence de production pour l'exploitation d'une centrale solaire de 20 MW à Sakal, dans la région de Louga, d'un coût de 11,3 milliards de FCFA.

Dans le cadre de l'instruction de la demande, la Commission a organisé une consultation publique au terme de laquelle, elle a émis l'Avis n°01/2018 du 14 septembre 2018 favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à Innovent Sénégal S.A.

4.2. Avis relatif à la demande de modification du Contrat de Concession de Senelec aux fins d'extension de son périmètre

Par lettre du 29 juin 2017, le Ministre chargé de l'Énergie a saisi la Commission pour requérir son avis sur l'extension du périmètre de Senelec aux localités situées dans les départements de Foundiougne, Matam, Kanel, Ranerou, Bakel, Goudiry, Rufisque, Thiès, Tivaouane, Diourbel, Bambey, Mbacké, Ziguinchor, Oussouye, Bignona, Sédhiou, Goudomp et Bounkiling.

Ces localités concernent les quatre (04) concessions d'électrification rurale qui n'ont pas été attribuées. Cette modification est justifiée par la volonté de l'Etat d'accélérer le raccordement des clients en milieu rural, l'objectif étant d'atteindre l'accès universel à l'électricité à l'horizon 2025.

Dans le cadre de l'instruction de la demande, la Commission a lancé une consultation publique, du 24 septembre au 24 octobre 2018, aux fins de requérir les observations et commentaires des parties intéressées, conformément à la réglementation en vigueur.

Au terme de cette consultation publique et sur la base des documents fournis, la Commission a émis l'Avis n°02/2018 du 31 octobre 2018 favorable à l'extension du périmètre de Senelec.

4.3. Avis relatif à la demande de modification des Contrats de Concession des concessionnaires d'électrification rurale dans le cadre de l'harmonisation des tarifs

Dans le cadre de l'harmonisation des tarifs, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission pour avis, les projets d'avenants aux contrats de concession de COMASEL Louga, COMASEL Saint-Louis, SCL Energie Solutions et ERA.

Après examen des projets d'avenants, la Commission a confirmé que les mesures d'harmonisation des tarifs sont de nature à garantir à tous les consommateurs, le principe d'égalité et d'équité devant le service public de l'électricité. Elles se traduisent également par une baisse des tarifs, contribuant ainsi à accélérer le raccordement des clients en milieu rural.

Sur ce fondement, la Commission a émis l'Avis n°03/2018 du 08 novembre 2018, favorable à la modification d'un commun accord des Contrats de Concession entre l'Etat du Sénégal et COMASEL Saint-Louis, COMASEL Louga et SCL Energie Solutions. Le 16 novembre 2018, la Commission, en présence des opérateurs et de l'ASER, a procédé aux paraphe des projets d'Avenants qui ont été par la suite signés par le Ministre chargé de l'Énergie et par les opérateurs.

La Commission a également émis, le 31 décembre 2018, l'Avis n° 04/2018 favorable à la modification d'un commun accord du Contrat de concession entre l'Etat du Sénégal et ERA. Les parties ont signé l'Avenant au Contrat de Concession, le 16 janvier 2019, après paraphe par la Commission.





5 TRAITEMENT DES RECLAMATIONS ET DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS



5 TRAITEMENT DES RECLAMATIONS ET DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS

Aux termes de l'article 4 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998, la Commission a pour entre autres missions, de veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et d'assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique.

A cet effet, elle reçoit et instruit les plaintes des consommateurs. Cependant, le requérant doit faire un recours préalable auprès de l'opérateur concerné et c'est seulement lorsque les réponses de l'opérateur ne sont pas satisfaisantes, qu'il peut porter l'affaire devant la Commission.

Ainsi, les dossiers de réclamation en cours d'instruction concernent :

- des défauts de fourniture d'électricité ;
- des dysfonctionnements sur le système de comptage ;
- des contestations de factures ;
- des horaires de disponibilité du service électrique dans le milieu rural ;
- des demandes d'abonnement et d'éclairage public ;
- un litige qui oppose un concessionnaire d'Electrification Rurale à Senelec pour violation de l'exclusivité accordée au terme de son contrat de concession ;
- une réclamation transmise par une association de consommateur pour l'obtention d'un numéro court d'utilité publique (numéro vert) auprès du Ministère en charge de l'Energie.





6 RELATIONS PUBLIQUES ET COMMUNICATION



6 RELATIONS PUBLIQUES ET COMMUNICATION

La Commission a poursuivi en 2018, les activités visant à se rapprocher des consommateurs d'électricité et des opérateurs.

- Partenariat avec les associations de consommateurs

Dans le cadre de sa mission de préservation des intérêts et droits des consommateurs pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique, la Commission a entrepris des actions ciblées à l'endroit de leaders d'opinion tels que les associations de consommateurs et la presse économique.

Dans ce cadre, la Commission a signé avec treize (13) associations de consommateurs une convention-cadre de partenariat, en vue de mutualiser les efforts dans la prise en charge des préoccupations des consommateurs et l'amélioration du service public de l'électricité.

La convention porte, entre autres, sur les activités suivantes :

- la réalisation de campagnes de sensibilisation et d'information des usagers du service public de l'électricité ;
- la consultation des associations de consommateurs sur toutes les questions majeures intéressant le secteur de l'électricité ;
- le renforcement de capacités des associations de consommateurs en matière de fonctionnement du service public de l'électricité ;
- l'organisation d'ateliers avec les associations de consommateurs signataires pour échanger sur des sujets qui intéressent le secteur de l'électricité;
- la collecte et la prise en charge des réclamations des consommateurs.

- Séminaire de renforcement de capacités

Dans le cadre de la mise en œuvre de la convention de partenariat avec les associations de consommateurs, la Commission a organisé, les 8 et 9 juin 2018 à Saly, Mbour, un séminaire de renforcement de capacité sur le thème de « l'introduction au droit et économie de la régulation ».

Présidé par le Président de la Commission, le séminaire a vu la participation des associations de consommateurs du Sénégal et des membres du collectif des journalistes économiques du Sénégal (Cojes)

L'objectif de ce séminaire était de contribuer au renforcement de capacités des consommateurs et de créer un terrain de dialogue entre ces derniers et la Commission afin d'échanger sur les préoccupations liées au service d'électricité.

• Conférence de presse et interviews

Au terme du processus de l'appel d'offre « scaling solar » relatif à la sélection de producteurs indépendants d'électricité pour des centrales solaires photovoltaïques d'une capacité cumulée de 60 Mwac, la Commission a convié la presse pour procéder, le 18 avril 2018, à la publication de l'attribution définitive.

En outre, sous l'égide de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, Senelec et ENGIE & MERIDIAM, adjudicataire de l'appel d'offres, ont signé le 13 novembre 2018, le contrat d'achat d'énergie.

Par ailleurs, le Président de la Commission était « l'Invité grand format » du quotidien le soleil du 30 novembre 2018. Entre autres sujets évoqués, l'harmonisation des tarifs d'électricité qui est entrée en vigueur le 1er décembre 2018. Il a également évoqué d'autres dossiers notamment, sa nomination à la tête du réseau francophone des régulateurs de l'énergie.



les associations de consommateurs à l'école de la régulation tarifaire





7 PLAN STRATEGIQUE



7 PLAN STRATEGIQUE

La Commission a adopté son plan stratégique 2018-2020, dont l'objectif principal est de faire de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité en 2020, une autorité indépendante, qui protège les droits du consommateur, veille à l'équilibre des opérateurs, apporte un conseil aux pouvoirs publics et facilite l'accès à l'électricité à moindre coût.

Pour atteindre cet objectif, six (06) axes stratégiques sont retenus :

- la promotion de l'investissement privé ;
- le renforcement de la régulation tarifaire et la mise en place d'une régulation technique ;
- la protection des droits des consommateurs ;
- l'amélioration de la Communication ;
- l'introduction de l'aval des hydrocarbures dans la régulation ;
- la mise en place d'une nouvelle Commission.

Pour la mise en œuvre du plan Stratégique, la Note de Direction n°2018-04, propose au Comité de pilotage les activités ainsi qu'un plan d'action et le budget nécessaire pour la mise en œuvre des axes stratégiques ci-dessus.

En 2018, les activités ont porté sur le renforcement de capacité des cadres de la CRSE sur l'aval des hydrocarbures et la préparation de supports de communication sur le secteur l'électricité (guide du consommateur et de l'investisseur).

Pour la protection des droits du consommateur, deux (02) ateliers de formation ont été organisés au profit des associations de consommateurs sur les thèmes de la régulation et des normes et obligations.

Un guide sur le secteur de l'électricité a été édité et des subventions accordées aux associations de consommateurs pour la vulgarisation du guide.

Pour l'amélioration de la communication, un film institutionnel est en cours de montage et la Commission a lancé un marché pour la confection d'une nouvelle charte graphique et d'un logo.



8 RENFORCEMENT DE CAPACITES

8 RENFORCEMENT DE CAPACITES

Dans le cadre du renforcement de capacités de ses membres et de son personnel, la Commission a participé à divers programmes de formation.

Ces formations ont porté sur :

- la tarification de l'électricité;
- la régulation efficace du secteur de l'électricité dans un marché ouvert ;
- les fondements de la finance ;
- les contrats d'achat d'électricité à partir des Energies Renouvelables;
- les Médias sociaux : enjeux, tendances et utilisation dans la communication;
- l'Audit et le Contrôle de gestion «Comptabilité analytique : outils de pilotage»;
- la maîtrise des opérations de clôture en comptabilité générale ; et
- l'évaluation des procédures des achats dans le cadre des marchés publics.



Atelier de renforcement de capacités sur les contrats d'achat d'énergie



9

COOPERATION INTERNATIONALE



9 COOPERATION INTERNATIONALE

La coopération internationale porte sur le partenariat avec la « National Association of Regulatory Utility Commissioners » (NARUC), la participation aux activités du Réseau Francophone des Régulateurs de l'Energie (RegulaE.Fr), de « African Forum for Utility Regulators » (AFUR), de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) et du West African Power Pool (WAPP).



la CRSE recevant une délégation de l'ARREC

9.1. NARUC

Pour formaliser les activités menées jusque-là dans le cadre de leur programme de partenariat bilatéral sur la réglementation et celles à venir sur les deux (02) prochaines années, NARUC et la CRSE ont signé le 24 juillet 2018 un protocole d'accord sous l'égide de l'Agence des États-Unis pour le développement international (USAID). Ce programme de partenariat, qui est une initiative de Power Africa, a pour principal objet de favoriser des échanges d'expériences et d'informations entre les institutions de régulation des États-Unis et la CRSE, afin de renforcer leurs compétences techniques et réglementaires et renforcer les capacités de la CRSE à encadrer le secteur énergétique.

En 2018, les ateliers de partenariat ont essentiellement porté sur :

- la tarification,
- L'allocation des coûts ; et
- Les contrats d'achat d'énergie électrique.

Dans le cadre de ces ateliers, des Experts et Commissaires de Washington Utilities and Transportation Commission (UTC), de NARUC, de la Commission, des représentants Ministère en charge de l'Énergie et de Senelec ont discuté sur les expériences et bonnes pratiques en matière de tarification de l'électricité et de contrat d'achat d'énergie électrique.

9.2. RegulaE.Fr

Les Autorités de l'espace francophone en charge de réguler les marchés de l'énergie ont créé un Réseau francophone des régulateurs de l'énergie, dénommé RegulaE.Fr.

Le Réseau vise à établir et à renforcer la collaboration et les échanges entre ses membres.

Le Réseau a pour mission de :

- promouvoir l'échange d'expériences et d'informations,
- faciliter l'émergence de l'expertise dans les pays membres à travers des échanges poussés et des actions de formation, et
- développer la coordination et la coopération technique entre ses membres.

C'est dans ce cadre que la Commission a participé au troisième atelier de travail de RegulaE.Fr qui s'est déroulé du 11 au 13 juillet 2018 à Montréal, à la Régie de l'énergie du Québec. Les représentants des autorités de régulation membres du Réseau ont abordé la question de la digitalisation dans le secteur de l'énergie. A la suite de cet atelier, le Président de la Commission a rencontré des Experts de la Commission européenne et le coordinateur européen des réseaux de transports d'électricité, à Bruxelles.

La Commission a également pris part au 7ème Forum mondial sur la réglementation de l'énergie (WFER) tenu du 20 au 23 mars 2018 au Mexique.

Dans le cadre des échanges bilatéraux, la Commission a effectué une visite de travail à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de la France. La délégation a ensuite effectué une visite à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) à Ljubljana en Slovénie.

Les 13 et 14 novembre 2018, la Commission a accueilli la deuxième Assemblée Générale et la réunion annuelle de RegulaE. Fr. Cette rencontre a enregistré la participation de 16 autorités de régulation, membres du réseau.

A cette occasion, M. Ibrahima A. SARR, Président de la Commission a été élu Président de RegulaE.Fr et Mme Catherine EDWIGE, Membre du Collège de la CRE en France, élue 1ère Vice-Présidente.

La rencontre s'est terminée par un atelier de travail qui avait pour thème principal la tarification de l'électricité. Plusieurs thématiques ont été développées notamment les fondements théoriques du tarif et l'état des lieux des prix pratiqués, la construction d'un tarif réglementé, l'essor de l'autoconsommation électrique et les investissements dans les zones non connectées au réseau.

9.3. ARREC

Dans le cadre de l'opérationnalisation du marché régional de l'électricité, la Commission a pris part aux activités suivantes menées par l'ARREC au cours de l'année 2018 :

- la onzième réunion des Comités Consultatifs de l'ARREC qui s'est tenue les 19 et 20 avril 2018 à Accra au Ghana. L'objectif principal de cette réunion était de valider le projet de document sur les Procédures d'Accès et d'Utilisation des Services de Transport de l'EEEOA (PAUSTE). C'est un document de large portée qui décrit les règles de régulation qui existent entre le Propriétaire du réseau de transport, le Fournisseur de service transport (SMO), le Client du service de transport et l'ARREC. Ils couvrent



également la réservation et la priorisation des capacités, l'ordonnancement et la fourniture de données, les procédures opérationnelles, les études de réseau, la connexion au réseau, les tarifs, la facturation, les paiements, etc ;

- la troisième réunion du Groupe de Travail « Législation et Licences » (GTLL) des Comités consultatifs de l'ARREC, tenue les 10 et 11 décembre 2018, à Accra au Ghana. La réunion avait pour objet de partager sur les actes préparatoires à l'accès au réseau électrique régional par les Etats membres. Il s'agit de la mise en place d'un code réseau, de la séparation comptable des différents segments des opérateurs historiques de chaque Etat membre ainsi que la définition d'un tarif de transport non discriminatoire, tant au niveau national que régional ;
- le 6ème Forum régional et la 12ème réunion conjointe des Comités Consultatifs des Régulateurs et des Opérateurs de l'ARREC tenus du 25 au 30 juin 2018 à Cotonou, au Bénin. La réunion conjointe avait pour objet l'examen des recommandations finales de la Taskforce de l'ARREC sur les Procédures d'Accès et d'Utilisation des Services de Transport de l'EEEOA (PAUSTE). Le Forum a aussi été l'occasion de procéder au lancement du Marché régional de l'électricité de la CEDEAO le 29 juin 2018.

9.4. WAPP

La Commission a participé aux réunions du WAPP sur l'étude de la synchronisation du réseau interconnecté de l'EEEOA. Cette étude a pour objet d'identifier les difficultés rencontrées dans la fourniture des services nécessaires pour la préservation de la sécurité et la fiabilité du réseau électrique interconnecté de l'EEEOA.

Ainsi, le cadre réglementaire et les directives en matière de fourniture de services auxiliaires dans les pays membres de l'EEEOA ont été examinés.

Le rapport final de l'étude intégrant les recommandations pour la mise en place des services auxiliaires, a été soumis à l'ARREC pour validation.

9.5. AFUR

En marge de la quatrième semaine du PIDA (Programme de développement des infrastructures en Afrique) organisée par le NEPAD, la Commission a participé à la 40ème réunion du Comité Exécutif de l'AFUR, à Pretoria et à la 15ème Conférence et Assemblée Générale Annuelle tenue à Victoria Falls au Zimbabwe. La Conférence a porté sur « l'Innovation, l'Accessibilité et l'Abordabilité des Services Publics dans les zones rurales ».



10

EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION



10 EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION

L'article 9 de la loi 98-29 du 14 avril 1998 prévoit les ressources ci-après pour couvrir les charges de fonctionnement de la Commission.

- les redevances annuelles versées par les entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession ;
- les frais d'instruction des dossiers versés par les entreprises postulant à une licence ou une concession ;
- une partie des pénalités pécuniaires infligées aux titulaires de licence ou de concession.
- les crédits inscrits, le cas échéant, au budget de l'Etat ;

Le budget 2018 est arrêté en ressources et en emplois à la somme de 2 319 152 285 FCFA.

10.1. Ressources

Les ressources sont constituées des redevances versées par les opérateurs, des frais d'instruction de licence et du solde de trésorerie de l'année précédente.

Les réalisations des ressources sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11 : Réalisations des ressources de la Commission

Rubriques	2017		2018	
	Montant	Taux de réalisation	Montant	Taux de réalisation
Ressources	2 104 785 070	99,64%	2 311 652 285	99,70%
Solde de trésorerie N-1	261 652 294	100%	452 634 871	100%
Redevances N	1 820 632 777	100%	1 851 517 414	100%
Frais d'instruction	15 000 000	66%	7 500 000	50%

Les redevances dues par les opérateurs au titre de l'année 2018 ont été recouvrées à 100%. Pour les frais d'instruction des demandes de titres d'exercice, la Commission a reçu un montant de 7 500 000 FCFA sur une prévision de 15 000 000 FCFA, soit un taux de réalisation de 50%.

Les redevances au titre de l'année 2018 ont été réparties entre les opérateurs ainsi qu'il suit dans le tableau ci-dessous :

Tableau 12 : Répartition de la redevance entre opérateurs

Opérateurs	2017		2018	
	Montant	%	Montant	%
Senelec	1 678 522 178	92	1 684 876 600	91,02
Kounoune Power	48 993 790	3	26 269 942	1,42
Contour Global	42 392 822	2	76 899 143	4,15
Tobene Power	50 723 987	3	52 556 326	2,84
Tene Merina Ndakhar	-		187 262	0,01
Groupe Solaria Kima	-		3 462 982	0,19
Sen Energy 2	-		4 494 150	0,24
Sen Energy PV	-		2 271 009	0,12
TOTAL	1 820 632 777	100	1 851 017 414	100

10.2. Emplois

Les emplois sont constitués des dépenses d'investissement et des dépenses de fonctionnement.

Les dépenses d'investissement représentent 11% du total des emplois et les dépenses de fonctionnement, 89%.

Le détail des emplois est fourni dans le tableau suivant :

Tableau 13 : Répartition des emplois

Rubriques	2017		2018	
	Budget en FCFA	Part	Budget en FCFA	Part
Emplois	2 104 785 070		2 319 152 285	
Investissement	192 048 000	9%	254 250 000	11%
Acquisition de véhicule	65 048 000	3%	35 250 000	2%
Equipements de bureau	10 000 000	0,5%	19 000 000	1%
Acquisition de terrain	50 000 000	2%	150 000 000	6%
Equipements informatiques	67 000 000	3%	50 000 000	2%
Fonctionnement	1 905 737 070	91%	2 057 902 285	89%
Salaire et traitements	1 006 712 143	48%	1 009 287 949	44%
Autres charges du personnel	337 446 427	16%	351 051 336	15%
Mission et Formation	125 000 000	6%	163 000 000	7%
Prestations externalisées	79 288 000	4%	96 355 000	4%
Autres charges extérieures	287 290 500	14%	383 208 000	17%
Concours divers	70 000 000	3%	55 000 000	2%
Aléas	7 000 000	0,3%	7 000 000	0,3%



Tableau 14 : Réalisations des emplois

Rubriques	2017			2018		
	Budget en FCFA	Réalisation au 31 décembre 2017	Taux de réalisation	Budget en FCFA	Réalisation au 31 décembre 2017	Taux de réalisation
Emplois	2 104 785 070	1 604 906 563	76%	2 319 152 285	2 014 940 801	87%
Investissement	192 048 000	180 232 383	94%	254 250 000	237 746 152	94%
Acquisition de véhicule	65 048 000	65 048 000	100%	35 250 000	35 250 000	100%
Equipements de bureau	10 000 000	2 568 356	26%	19 000 000	15 000 000	79%
Acquisition de terrain	50 000 000	50 000 000	100%	150 000 000	150 000 000	100%
Equipements informatiques	67 000 000	62 616 027	93%	50 000 000	37 496 152	75%
Fonctionnement	1 905 737 070	1 423 290 610	75%	2 057 902 285	1 772 347 907	86%
Salaires et traitements	1 006 712 143	804 825 598	80%	1 009 287 949	880 569 852	87%
Autres charges du personnel	337 446 427	238 640 101	71%	351 051 336	338 943 572	97%
Mission et Formation	125 000 000	71 798 743	57%	163 000 000	143 382 916	88%
Prestations externalisées	79 288 000	51 927 021	65%	96 355 000	90 055 259	93%
Autres charges extérieures	287 290 500	217 131 442	76%	383 208 000	268 117 864	70%
Concours divers	70 000 000	38 967 705	56%	55 000 000	51 278 444	93%
Aléas	7 000 000	1 383 570	20%	7 000 000	4 846 742	69%

Le budget d'investissement d'un montant de 254 250 000 FCFA a été réalisé à 94%.

Quant au budget de fonctionnement, il a été exécuté à hauteur de 87%.

Conformément aux dispositions de l'article 9 de la loi n°98-29, les états financiers 2018 joints en annexe sont transmis à la Cour des comptes après leur certification par un Cabinet d'Audit indépendant.



11

Bilan du secteur



11 Bilan du secteur

L'analyse de l'état du secteur porte essentiellement sur l'offre de production d'électricité assurée par Senelec et les producteurs indépendants, les dépenses en combustibles, les ventes d'électricité, la qualité de service ainsi que la situation financière des opérateurs.

11.1. Offre de production

En 2018, l'offre de production a été marquée par l'accroissement de la puissance installée avec la mise en service de la centrale à charbon de Sendou et des centrales solaires photovoltaïques de Kahone et de Sakal.

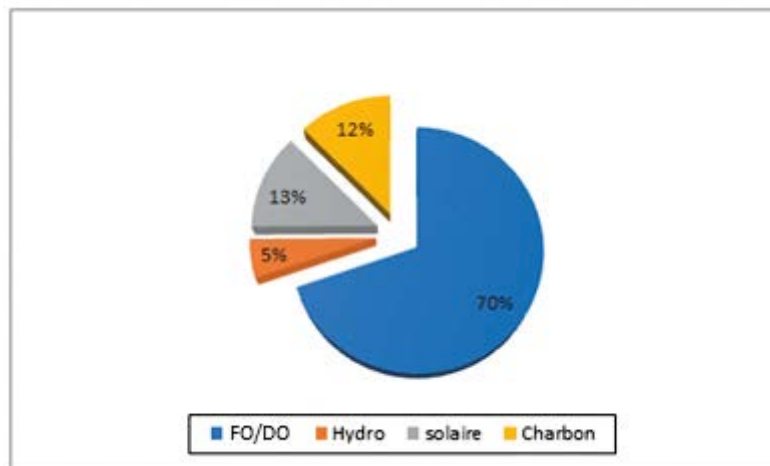
11.2. Capacité

La puissance installée est de 1181,40 MW sur le Réseau Interconnecté (RI) et de 67,89 MW sur le Réseau Non Interconnecté (RNI), soit un total de 1249,29 MW à fin 2018. Cette puissance a connu une augmentation de 22% par rapport à celle de 2017 avec la mise en service de la centrale à charbon de Sendou (125 MW) et des centrales solaires de Kahone (20MW) et Sakal (20MW), ainsi que l'augmentation de la location.

Le parc de production reste dominé par les centrales fonctionnant au fioul lourd et au diesel. Toutefois, il est noté l'arrivée du charbon et des avancées dans le domaine du solaire dont l'offre cumulée est passée de 103 MW en 2017 à 143 MW en 2018, soit une évolution de 39%.

Concernant la puissance exploitable ou assignée, elle a augmenté en conséquence, passant de 895,40 MW en 2017 à 975 MW en 2018. Elle représente 78% de la puissance installée. La répartition de la puissance assignée par source d'énergie est représentée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 3 : Puissance assignée par source d'énergie

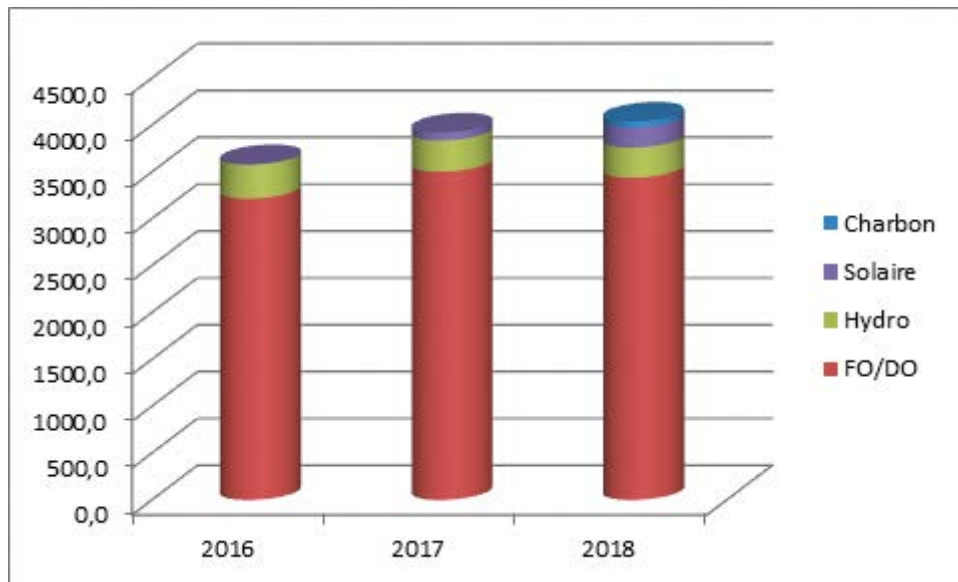


11.3. Production

L'énergie totale produite par Senelec et les producteurs indépendants s'élève à 3988,8 GWh en 2018 contre 3867,86 GWh en 2017, soit une augmentation de 3%.

La part des achats d'énergie auprès des producteurs indépendants (y compris Manantali, Félou, Somelec et les autoproducteurs) est estimée à 1923,9 GWh. Elle représente 48% de la production totale d'électricité de 2018. La production brute sur le RI, de 3838 GWh, représente 96% de l'énergie totale produite. L'évolution de la production brute est donnée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 4 : Evolution de la production brute par source d'énergie

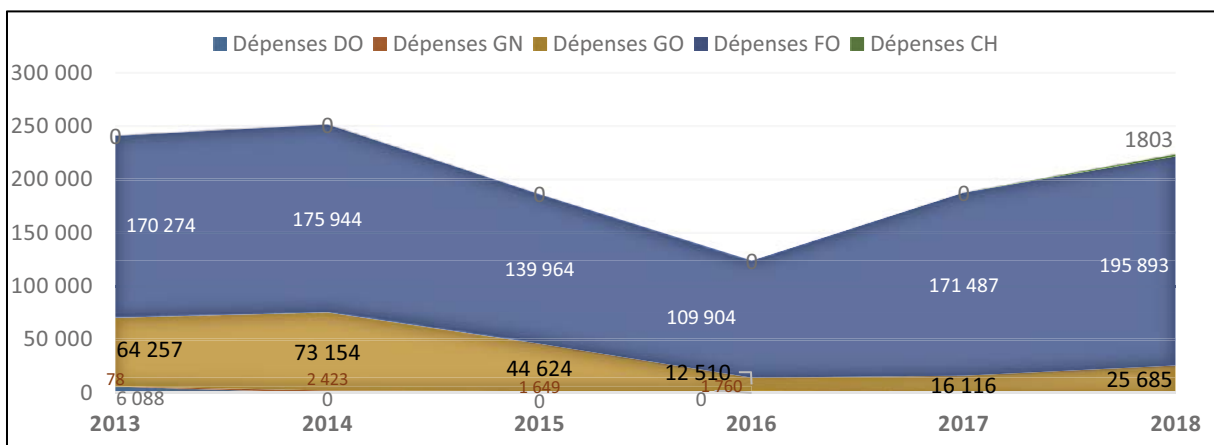


11.4. Dépenses en combustibles

La hausse des prix des produits pétroliers en 2018 par rapport à 2017 a entraîné une augmentation des dépenses en combustibles. Ces dépenses sont passées de 187,603 milliards en 2017 à 223,381 milliards de FCFA en 2018.

Les consommations en Fuel Oil (FO), représentant 88 % des dépenses totales en combustibles en 2018, ont légèrement baissé et passent de 697 341 tonnes en 2017 à 662 608 tonnes en 2018. Cette baisse s'explique essentiellement par la progression des consommations en GO de 59% mais également de la consommation en charbon de la centrale de Sendou à hauteur de 1 803 tonnes en 2018.

Graphique 5 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA

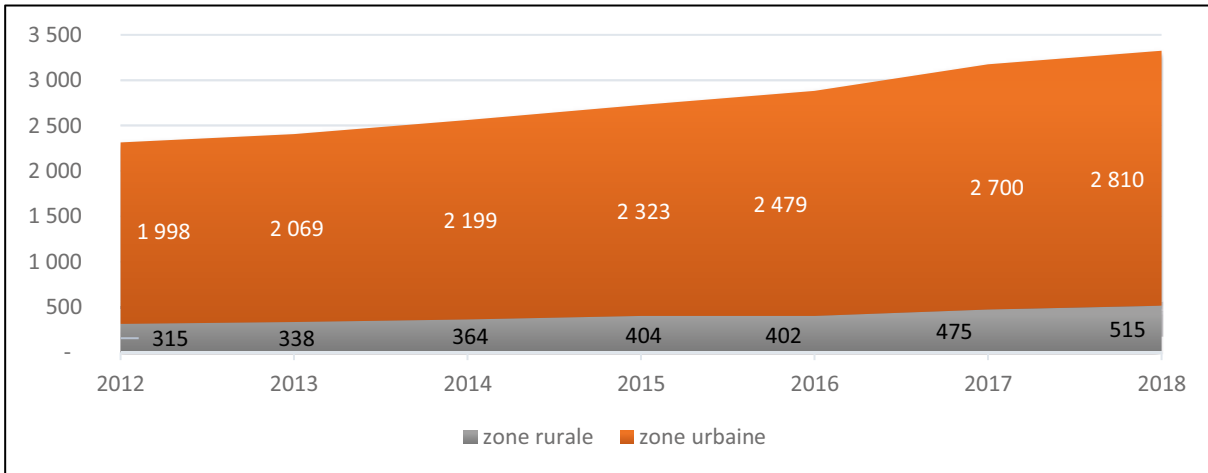




11.5. Ventes

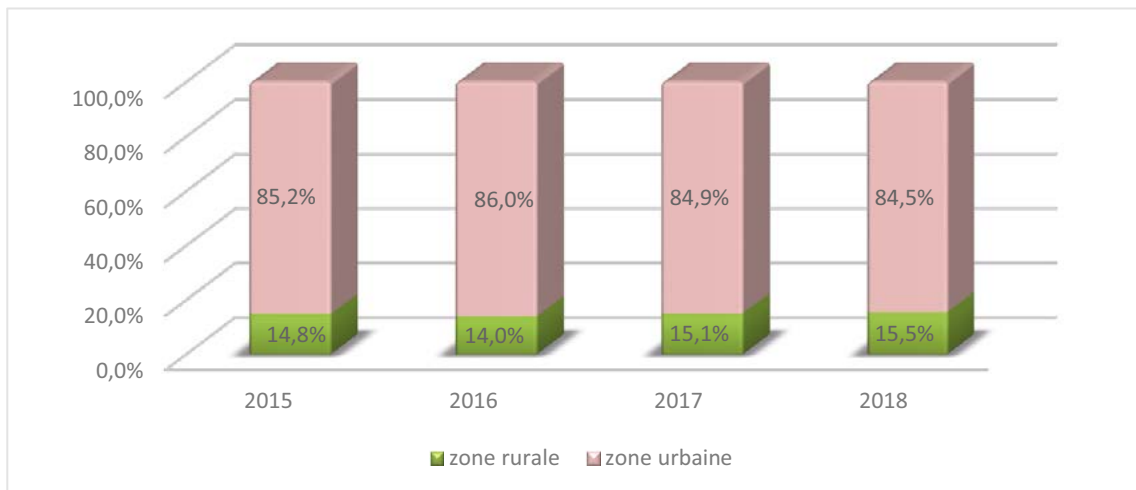
Les ventes de Senelec sont passées de 3 175 GWh en 2017 à 3 325 GWh en 2018, soit une augmentation de 5 %. Comparé à la tendance des trois dernières années, le rythme de croissance a baissé de 3 points.

Graphique 6 : Evolution des ventes (GWh)



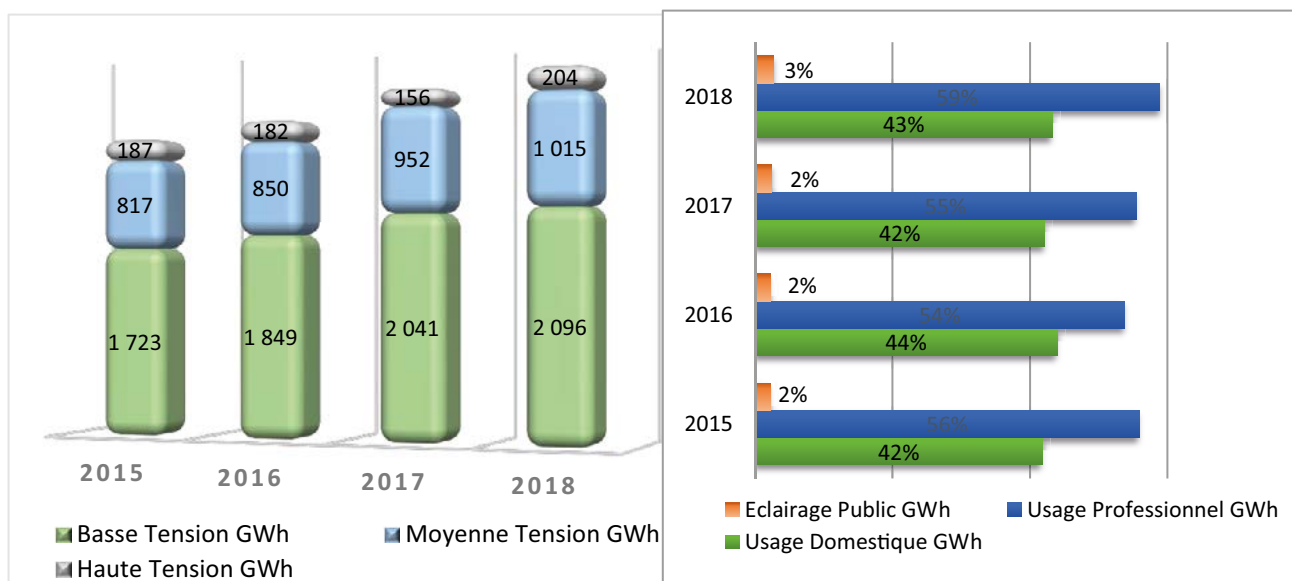
La répartition des ventes entre la zone urbaine et la zone rurale, dans le périmètre de Senelec a légèrement évolué par rapport aux années antérieures. Sur l'année 2018, le poids des ventes en zone urbaine, par rapport à l'année 2017, de 84,5%, a légèrement baissé de 0,4 point en faveur de la zone rurale.

Graphique 7 : Répartition géographique des ventes



Par niveau de tension, la faible progression des ventes de 4,7% comparée à celle de l'année 2017(10,2%) s'explique essentiellement par la baisse de la croissance des ventes BT et MT respectivement de 7,7 points et 5,2 points malgré la hausse de la croissance des ventes HT de 45,5 points.

Par ailleurs, la structure des ventes en 2018 a légèrement évolué par rapport aux années précédentes. Les usages professionnels représentent 59% des ventes alors que les usages domestiques et l'éclairage public en constituent respectivement 43% et 3%.

Graphique 8 : Structure des ventes (en GWh)

En outre, la consommation par abonné a baissé de 3,6 % en 2018. Elle passe ainsi de 2 383 kWh en 2017 à 2 297 kWh en 2018, avec 2 443 kWh en zone urbaine et de 1 707 kWh en zone rurale.

11.6. Qualité de service

La qualité de service de Senelec est appréciée en faisant l'analyse des interruptions de service notées et de l'Energie Non Fournie (ENF) associée. Elle s'est nettement améliorée en 2018 comparée à l'année précédente.

Ainsi l'ENF totale est évaluée à 22,01 GWh en 2018 contre 30,6 GWh en 2017, soit une baisse de 28%. La limite d'ENF en 2018, estimée à 33,14 GWh d'ENF pour Senelec conformément aux conditions tarifaires de la période 2017- 2019, a été respectée.

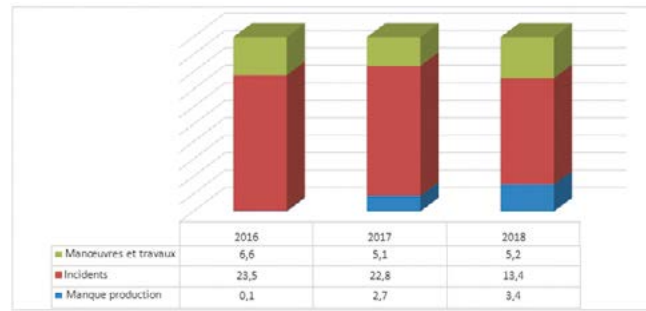
Toutefois, l'Energie Non Fournie reste dominée par les incidents réseaux qui représentent 60% de l'ENF totale. Cette ENF liée aux incidents est passée de 22,79 GWh en 2017 à 13,28 GWh en 2018 soit une baisse de 42%.

Par contre, le déficit de production, représentant 16% de l'ENF, a connu une hausse de 26% par rapport à 2017. Les interruptions liées aux déficits de production ont légèrement augmenté à l'image de l'ENF associée.

L'Energie Non Fournie résultant des travaux programmés pour la maintenance des ouvrages ou le raccordement de nouveaux ouvrages a également connu une hausse de 6% par rapport à 2017 et représente 24% de l'ENF de 2018. La figure ci-dessous montre l'évaluation de l'ENF par nature d'interruption.



Graphique 9 : Evolution de l’Energie Non Fournie en GWh



11.7. Situation financière

11.7.1. Situation financière de Senelec

L’analyse de la situation financière de Senelec est effectuée sur la base de ses états financiers certifiés de 2018. Elle est axée sur l’évolution du chiffre d’affaires et du résultat de l’opérateur et l’appréciation de ses performances et de sa structure de financement.

• Le Chiffre d’affaires

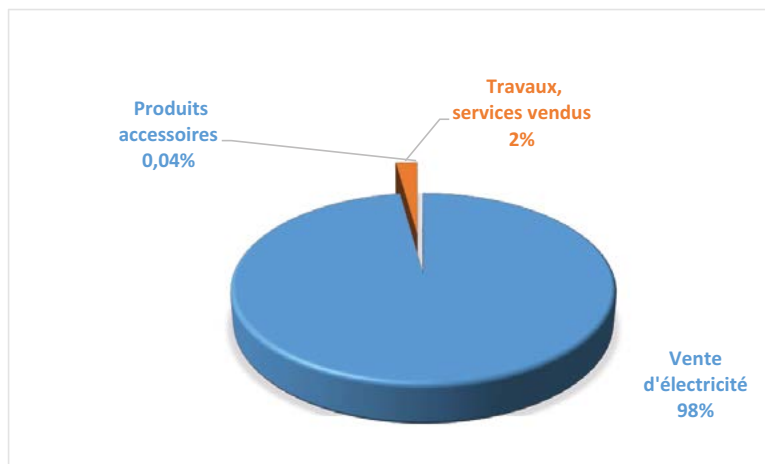
Le Chiffre d’affaires de Senelec, au titre de l’exercice 2018, s’élève à 512 687 millions de FCFA contre 431 097 millions de FCFA en 2017 ; soit une hausse de 81 590 millions FCFA en valeur absolue et de 18,9% en valeur relative.

La hausse du chiffre d’affaires de Senelec entre 2017 et 2018 résulte essentiellement de l’accroissement de 19,7% des ventes d’électricité, les travaux et services vendus et produits accessoires ayant respectivement régressé de 6,3% et 12,3% sur la période.

Le chiffre d’affaires est ainsi structuré :

- vente d’électricité : 501 409 millions de FCFA ; soit 97,8% du CA,
- travaux et services vendus : 11 083 millions de FCFA ; soit 2,16 % du CA et
- produits accessoires : 194 millions de FCFA ; soit 0,04% du CA.

Graphique 10 : Structure du Chiffre d’Affaires de Senelec



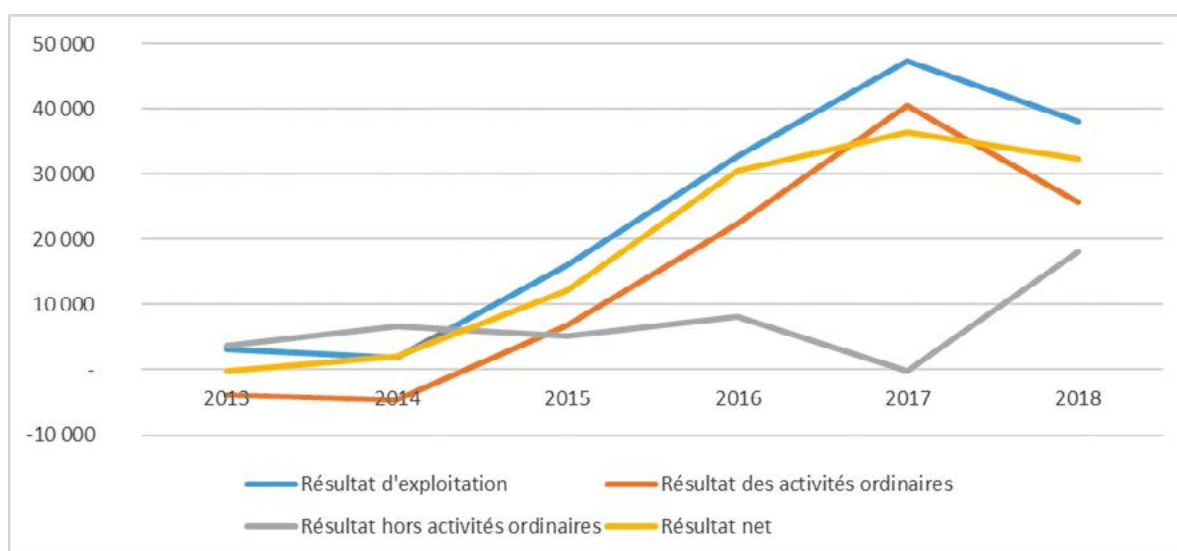
• Le résultat

Le résultat d'exploitation de Senelec est passé de 47 283 millions de FCFA en 2017 à 38 051 millions de FCFA en 2018 ; soit une baisse de 19,53% sur la période. Le résultat des activités ordinaires suit la même tendance, passant de 40 511 millions de FCFA en 2017 à 25 701 millions de FCFA en 2018; soit un repli de 36,56% qui s'explique, en partie, par la hausse de 82,37% de la perte enregistrée au titre des activités financières. En effet, le résultat financier de Senelec est passé de - 6 771 millions de FCFA en 2017 à -12 349 FCFA en 2018.

Au terme de l'exercice 2018, Senelec a réalisé un résultat net de 32 434 millions de FCFA contre 36 376 millions de FCFA en 2017 ; soit une baisse de 10,84% sur la période.

La tendance à la hausse du résultat des activités ordinaires sur la période 2013-2017 s'est inversée en 2018. Il en est de même pour la tendance du résultat net ; en atteste le graphique ci-dessous.

Graphique 11 : Evolution des soldes de gestion



• Les performances

S'agissant de la maîtrise des coûts, il est à relever que le rapport entre les charges d'exploitation et les produits d'exploitation est passé de 90,1% en 2017 à 93% en 2018 ; ce qui traduit, de manière globale, une légère baisse de la maîtrise des charges d'exploitation de Senelec.

Tableau 15 : Ratios de maîtrise des charges de Senelec

RUBRIQUES	2017	2018
Consommation de MP & fournitures liées/Vente Produits finis	66,3%	65,3%
Autres achats et variation de stock/Chiffre d'Affaires	2,5%	2,5%
Transports /Produits d'exploitation	0,3%	0,4%
Services extérieurs / Produits d'exploitation	6,9%	7,1%
Impôts et taxes / Produits d'exploitation	1,5%	2,5%
Autres charges / Produits d'exploitation	4,2%	2,4%
Charges de personnel (1) / Produits d'exploitation	11,9%	10,2%
Dotations aux amortissements et aux provisions / Produits d'exploitation	5,1%	7,8%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION/PRODUITS D'EXPLOITATION	90,1%	93,00%



Senelec, sur la période 2017-2018, a enregistré une hausse de 3% de son taux de Valeur Ajoutée (Valeur Ajoutée/Chiffre d’Affaires). Le taux d’Excédent Brut d’Exploitation (Excédent brut d’Exploitation/Chiffre d’affaires) a également augmenté de 29,21% sur la période.

Senelec aura donc, sur la période 2017-2018, amélioré ses performances en termes de création de Valeur Ajoutée et d’Excédent Brut d’Exploitation.

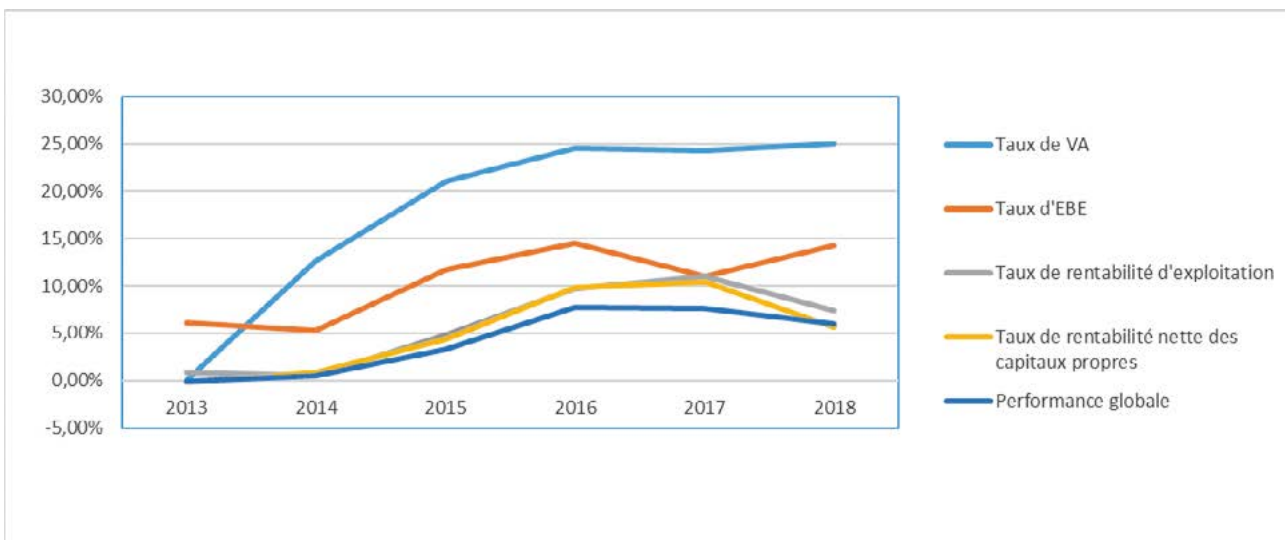
Par contre, Le taux de rentabilité d’exploitation (rentabilité d’exploitation/Chiffre d’Affaires) a connu une baisse de 32,33% entre 2017 et 2018. Il en est de même pour la performance globale de Senelec qui a enregistré un repli au regard du ratio Résultat net / Total général des produits qui a baissé de 21,6% entre 2017 et 2018.

Tableau 16 : Ratios de rentabilité d’exploitation et financière

Ratio	Formule	2017	2018	Variation 2017/2018
Taux de valeur ajoutée	VA/CA	24,30%	25,03%	3,00%
Marge d’Excédent Brut d’Exploitation	EBE/CA	11,02%	14,24%	29,21%
Marge de rentabilité d’exploitation	RE/ CA	10,97%	7,42%	-32,33%
Marge de rentabilité financière	Résultat financier / C.A	-1,57%	-2,41%	53,35%
Marge Résultat des activités ordinaires	RAD/CA	9,40%	5,01%	-46,66%
Performance globale	Résultat net/Total Produits	7,58%	5,94%	-21,61%

Il est à noter que la performance globale (Résultat net / Total Produits) de l’opérateur est sur un tendance baissière depuis 2016.

Graphique 12 : Evolution des ratios de rentabilité



• Equilibre de la structure de financement de Senelec

Senelec justifie d'une structure de financement équilibrée avec :

- des ressources stables permettant de couvrir les immobilisations et de dégager un Fonds de Roulement (FR) théorique de 151 004 millions FCFA.
- un Besoin en Fonds de Roulement (Actif circulant - Passif circulant) de 158 371 millions de FCFA couvert à 95,3% par le Fonds de Roulement, et
- un ratio d'autonomie financière, de 1,31 attestant de la capacité d'endettement de la société.

Tableau 17 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2018

RATIO	FORMULE	2016	2017	2018
Financement des immobilisations	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,37	1,30	1,18
Equilibre Financier	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,02	1,01	0,99
Autonomie Financière	Capitaux Propres/ Dettes Financières	1,20	1,13	1,31
Liquidité	Actif Circulant/ Passif Circulant	1,65	1,63	1,50

11.7.2. Situation financière des concessionnaires

1.7.2.1 COMASEL Saint-Louis

• Rentabilité

Le chiffre d'affaires généré par l'exploitation de la concession Dagana - Podor - Saint-Louis est passé de 402,7 millions de FCFA en 2017 à 786,8 millions de FCFA en 2018, soit une hausse de 95,4%.

L'activité a également induit en 2018 un résultat net de 18,85 millions de FCFA contre un déficit de 4,3 millions en 2017.

L'opérateur a aussi amélioré ses performances comparativement à 2017 avec le rapport résultat comptable net / Total général des produits qui est passé, sur la période, de -0,44% à 1,37%. Toutefois, ce ratio ne devrait pas faire perdre de vue la baisse, en 2018, de l'efficacité de l'opérateur dans la maîtrise de ses charges d'exploitation comparativement à 2017 avec :

- un taux de valeur ajoutée qui est passé de 39,3% en 2017 à 20,6% en 2018 et
- un taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui, de 5,81% en 2017 a légèrement baissé à 5,23% 2018.

Globalement COMASEL Saint-Louis a pu relever de manière assez significative son niveau d'activité et dégager ainsi un résultat bénéficiaire, s'affranchissant ainsi du cycle déficitaire dans lequel il s'était inscrit depuis le démarrage de l'exploitation de la concession.

• Structure de financement

Il ressort du bilan de COMASEL Saint-Louis :

- des capitaux permanents ayant permis de financer entièrement les immobilisations et de dégager un fonds de roulement (FR) de 699,7 millions,
- un besoin en fonds de roulement (BFR) de 369 millions entièrement financé par le FR
- un ratio de liquidité de 1,99 attestant de la capacité de l'opérateur à faire face à ses engagements de court terme.

Par contre, l'opérateur ne dispose pas d'une bonne autonomie financière.



Tableau 18 : Equilibre de la structure de financement de COMASEL St Louis

RATIO	FORMULE	2018	2017
Financement des immobilisations	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,14	1,15
Equilibre Financier	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,06	1,05
Autonomie Financière	Capitaux Propres/ Dettes Financières	0,42	0,42
Liquidité	Actif Circulant/ Passif Circulant	1,99	2,73

COMASEL Saint-Louis jouit globalement d'une structure de financement équilibrée mais voit, du fait de son niveau actuel d'emprunt et du cumul de son déficit, ses capacités d'accès au financement à long terme limitées.

11.7.2.2. COMASEL Louga

• Rentabilité

La concession Louga – Linguère – Kébémér a généré, en 2018, un chiffre d'affaires de 811,778 millions de FCFA contre 477, 882 millions de FCFA en 2017, soit une hausse de 69,9%.

Au même moment, le résultat net passait de 44,200 millions en 2017 à 150,506 millions en 2018 ; soit une hausse de 100,5%.

COMASEL Louga a également amélioré, de manière globale, son efficacité avec :

- un taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui a connu une hausse de 0.2%, passant de 14,67% en 2017 à 14,69% en 2018 ;
- un taux de Perte d'Exploitation qui est passé de - 29,9 % en 2017 à - 13,5% en 2018 et
- un rapport Résultat net/Total général des produits qui, de 5,17% en 2017, est passé à 12,96% en 2018.

COMASEL Louga s'est inscrit depuis 2016 dans une logique de relèvement continu de son Chiffres d'affaires et de son résultat tout en améliorant la maîtrise de ses charges.

• Structure de financement

Il ressort de l'analyse de la structure de financement de COMASEL que :

- les capitaux permanents ont permis de financer intégralement les investissements et de dégager un FR de 1 580 millions de FCFA
- le Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de 222,1 millions a été entièrement couvert par le FR,

Tableau 19 : Equilibre de la structure de financement de COMASEL Louga

RATIO	FORMULE	2018	2017
Financement des immobilisations	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,33	1,25
Equilibre Financier	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,27	1,14
Autonomie Financière	Capitaux Propres/ Dettes Financières	55,17	52,74
Liquidité	Actif Circulant/ Passif Circulant	1,51	2,11

COMASEL jouit d'une structure de financement équilibrée. Elle dispose également d'une autonomie financière et d'un niveau de liquidité lui permettant de faire face à ses dettes à court terme.

11.7.2.3. Energie Rurale Africaine (ERA)

• Rentabilité

Le Chiffre d'affaires réalisé par ERA au titre de l'exercice 2018 s'élève à 505,46 millions de FCFA contre 317,05 millions de FCFA en 2017 ; soit une hausse de 59,4%. Malgré cette hausse du Chiffre d'affaires, l'opérateur a enregistré un déficit de 552,2 millions de FCFA en 2018 contre 402,14 millions en 2017.

Ce déficit structurel résulte en grande partie, de la faiblesse de son niveau d'activité induite par un très faible niveau de mise en œuvre du programme d'investissement qui devait sous-tendre la rentabilité de l'exploitation. En effet, les investissements réalisés par ERA se chiffrent globalement à 2 625 millions de FCFA pour un niveau projeté de 9 672 millions de FCFA ; soit un taux d'exécution de 27,14%.

ERA s'est installé dans un cycle de déficit qui a fini de porter les pertes cumulées à 1 869 millions de FCFA et donc d'engendrer la perte de son capital et d'une partie de sa subvention d'investissement.

• Structure de financement

Le bilan comptable de ERA au titre de l'exercice 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 et
- d'une trésorerie actif de 443 millions de FCFA.

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

Tableau 20 : Equilibre 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

Malgré une structure de financement acceptable, ERA, vu son niveau de déficit, risque fort de ne pouvoir lever les fonds nécessaires pour financer le reste de son programme d'investissement ; ce qui ferait peser un risque significatif sur la viabilité du projet.

11.7.2.4 SCL Energie Solutions (SCL)

• Rentabilité

SCL, pour sa première année complète d'exploitation, a réalisé un Chiffre d'Affaires de 170 millions de FCFA et enregistré un déficit de 162 millions de FCFA. SCL semble encore confronté à un déficit d'activité qui affecte la rentabilisation de son exploitation. En effet, SCL a raccordé 3671 clients sur un objectif de 9700 clients ; soit un taux d'exécution de 38%.



• **Structure de financement**

Il ressort de la structure bilancielle de SCL Solutions que :

- Les capitaux permanents ne permettent pas de financer entièrement les immobilisations. En effet, en 2018, les ressources stables ne couvrent que 72% des immobilisations ;
- Les ressources de court terme ont été sollicitées pour résorber le déficit de financement, par les capitaux permanents, des emplois à long terme.

Ce déséquilibre de la structure de financement expose SCL à un risque de solvabilité.

Il est également à relever la dégradation de la structure de financement de SCL Solutions sur la période 2017-2018 ; le taux de couverture des immobilisations par les ressources stables ayant diminué sur la période, passant de 84% en 2017 à 72% en 2018.

Toutefois, SCL dispose d'une autonomie financière qui s'est cependant légèrement effritée entre 2017 et 2018.

Tableau 21 : Equilibre de la structure de financement de SCL

RATIO	FORMULE	2018	2017
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents/Immobilisations	0,72	0,84
Autonomie Financière	Capitaux Propres/Dettes financières	0,10	1,53
Liquidité	Actifs Circulant/Passif Circulant	0,14	0,41



ANNEXES



ANNEXES

Annexe 1 : liste des Décisions et Avis de l'année 2018

- Décision n°2018-01 relative aux redevances annuelles à payer en 2018 par les Opérateurs titulaires de licence ou de concession ;
- Décision n°2018-02 relative au RMA de Senelec en 2017 aux conditions économiques du 1er octobre ;
- Décision n°2018-03 relative au RMA de Senelec en 2017 ;
- Décision n°2018-04 portant approbation des coûts actualisés des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de Senelec ;
- Décision n°2018-05 relative à l'attribution définitive pour la sélection de producteurs indépendants d'électricité dans le cadre de la mise en place de centrales photovoltaïques d'une capacité cumulée de 60 MWAC sur les sites de Touba et Kahone ;
- Décision n°2018-06 relative au RMA de Senelec en 2018 aux conditions économiques du 1er janvier ;
- Décision n°2018-07 relative au RMA de Senelec en 2018 aux conditions économiques du 1er avril ;
- Décision n°2018-08 relative au RMA de Senelec en 2018 aux conditions économiques du 1er juillet ;
- Décision n°2018-09 relative aux prix d'achat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre ;
- Décision n°2018-10 fixant les tarifs applicables par Comasel Louga/Linguère/Kébémér dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs ;
- Décision n°2018-11 fixant les tarifs applicables par Comasel Saint-Louis dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs ;
- Décision n°2018-12 fixant les tarifs applicables par SCL Energie Solutions titulaire de la Concession MBOUR dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs ;
- Décision n°2018-13 relative au RMA de Senelec en 2018 aux conditions économiques du 1er octobre.
- Avis n°01/2018 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Innovent Senegal SA ;
- Avis n°02/2018 relatif à la demande de modification d'un commun accord du contrat de concession entre l'Etat du Sénégal et Senelec aux fins d'extension du périmètre de Senelec ;
- Avis n°03/2018 relatif à la demande de modification d'un commun accord des contrats de concession entre l'Etat du Sénégal et les CER, Comasel Saint-Louis, Comasel Louga et SCL Energie Solutions, dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs ;
- Avis n°04/2018 relatif à la demande de modification d'un commun accord des contrats de concession entre l'Etat du Sénégal et le Concessionnaire d'Electrification Rurale, Energie Rurale Africaine S.A (ERA) dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs.

Annexe 2 : grille tarifaire en vigueur de Senelec et des CER

		Anciens tarifs		Nouveaux tarifs		Taux de variation	
Basse Tension							
Usage	Tranches de consommation	Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe	Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe	Tarifs	Prime Fixe
Usage Domestique							
DPP	1ère Tranche	106,44	0,00	90,47	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	114,20		101,64		-11,0%	
	3ème Tranche	117,34		112,65		4,0%	
DMP	1ère Tranche	112,96	0,00	96,02	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	115,10		102,44		-11,0%	
	3ème Tranche	116,69		112,02		-4,0%	
Usage Professionnel							
PPP	1ère Tranche	151,59	0,00	128,85	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	152,45		135,68		-11,0%	
	3ème Tranche	153,83		147,68		-4,0%	
PMP	1ère Tranche	152,72	0,00	129,81	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	153,40		136,53		-11,0%	
	3ème Tranche	155,46		149,24		-4,0%	
Prépaiement (Woyofal)							
DPP	1ère Tranche	114,20	0,00	90,47		-20,8%	
	2ème Tranche	114,20		101,64		-11,0%	
	3ème Tranche	114,20		101,64		-11,0%	
DMP	1ère Tranche	115,10	0,00	96,02		-16,6%	
	2ème Tranche	115,10		102,44		-11,0%	
	3ème Tranche	115,10		102,44		-11,0%	
PPP	1ère Tranche	152,45	0,00	128,85		-15,5%	
	2ème Tranche	152,45		135,68		-11,0%	
	3ème Tranche	152,45		135,68		-11,0%	
PMP	1ère Tranche	153,40	0,00	129,81		-15,4%	
	2ème Tranche	153,40		136,53		-11,0%	
	3ème Tranche	153,40		136,53		-11,0%	
Eclairage Public							
Eclairage Public		131,29	3 341,34	118,16	3 007,21	-10,0%	-10,0%
Usage Grande Puissance							
DGP	Heures Hors	95,47	961,56	86,30	869,21	-9,6%	-9,6%
	11 heures de	133,65		120,81		-9,6%	
PGP	Heures Hors	114,34	2 884,68	103,36	2 607,63	-9,6%	-9,6%
	Heures de	182,95		165,38		-9,6%	
Moyenne Tension							
Concessionnaire déelectrification rurale		101,50	0,00	91,35	0,00	-10,0%	
TCU	Heures Hors	123,45	945,13	118,51	907,32	-4,0%	4,0%
	Heures de	191,82		183,48		-4,3%	
TG	Heures Hors	88,84	4 022,80	85,29	3 861,89	-4,0%	-4,0%
	Heures de	142,15		136,46		-4,0%	
TLU	Heures Hors	72,99	9 709,65	70,07	9 321,26	-4,0%	-4,0%
	11 heures de	116,79		112,12		-4,0%	
Haute Tension							
HT Général	Heures Hors	58,01	9 855,45	55,69	9 461,26	-4,0%	-4,0%
	Heures de	83,54		80,20		-4,0%	
HT Secours	Heures Hors	77,25	4 381,50	74,16	4 206,24	-4,0%	-4,0%
	Heures de	111,23		106,78		-4,0%	



Annexe 3 : Statistiques du Secteur

1. Puissance installée en MW

Site	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Bel-air	Diesel	70,8	70,8	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7
	TAV	25,6	25,6	0	0	0			
	TAG	35	35	35	35	35	35	35	35
Cap des Biches	Diesel	95	95	95	95	95	95	95	95
	TAV	87,5	87,5	57,5	57,5	57,5	62	62	57,5
	TAG	42	42	42	42	42	40	40	42
CICAD	PV-CICAD								2
Région	Kahône - Diesel	67,5	67,6	101,4	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8
	Saint Louis - Diesel	6,5	6,5			0			
Groupe location	Autre capacité	154	164	116	107	145	80	80	90
Total Senelec		583,9	594	545,6	551	589	526,5	526,5	536
	GTI - cycle Combiné	52	52	52	52	52	56,5	56,5	85,9
	Tobene Power						98,5	98,5	115
	Manantali - hydro	60	60	60	60	60	60	60	60
Producteur indépendants	Félou - hydro			15	15	15	15	15	15
	Kounoune-diesel	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
	Solaire RI						35	100	141
	Importation Mauritanie	0	0	0	0	20	20	20	20
	Sendou								125
Auto-producteurs	Dangoté et ICS						16	16	16
Total IPP		179,5	179,5	194,5	194,5	214,5	368,5	433,5	645,4
Total réseau interconnecté		763,4	773,5	740,1	745,5	803,5	895	960	1181,4
Ziguinchor	Boutoute-diesel	18,6	19	21	20	21	30	30	21,9
Tambacounda	Tamba-diesel	8,4	8	10	11	11	17	17	6
Centres secondaires	centres isolés-diesel	14	14	31	33	33	33	33	33,9
Location Aggreko Tambacounda	Diesel		6	6	6	6			
Location Aggreko Boutoute	diesel	10	10	12	12	12	4	4	6
Total réseau non interconnecté		51	57	80	82	83	84	84	67,9
Total Sénégal		814,4	830,5	820,1	827,5	886,5	979	1044	1249,3

2. Coefficient de disponibilité en %

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Bel-air	Diesel	81	89	87	83	84	73	83	92	88	89,78	89,82
	TAV	40	0	0	0	0	0			-		
	TAG	64	84	67	24	38	73	81	94	79	94,18	75,74
Cap des Biches	Diesel	79	81	62	38	62	74	74	74	80	66,02	83,31
	TAV	69	60	69	21	24	4	40	69	78	84,70	72,67
	TAG	50	0	21	71	84	50	47	90	75	80	94,62
Région	Kahone-Diesel	28	87	80	89	81	92	92	98	87	90,28	87,58
	Saint-Louis Diesel	57	47	-	-	-	-					
Producteur												
Indépendants	GTI - Cycle Combiné	23	-	42	53	50	21	-	-	67	95,01	93,36
	Tobene power									83	98,5	91,71
	Mauritanie									100	100	100
	Manantali - Hydro	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Félou-hydro										100	100
	Kounoune Power-Diesel	86	61	67	67	67	80	74	69	90	76,40	90
	Sendou CES											29,69
	Solaire RI										100	100
	Dangoté et ICS										91	91,8
	Réseaux isolés	Ziguinchor	69	35	58	42	83	83			59	97,44
Tambacounda		58	77	70	79	58	58			77	99,29	96,64
CS										90	94,35	94,70



1. Production brute (GWh)

	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Senelec	Diesel	1 164	1 257	1 720	1 762	1 784	1 773	1 692	1 637	
	TAV	70	80	21	142	243	248	260	273	
	TAG	66	26	86	88	53	7	15	20	
	Kahone - Diesel						631	618	6	
	Solaire CICAD						3	3	3	
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)	310	735	359	390	0	0			
Total Senelec		1 610	2 098	2 186	2 381	2 080	2 030	1 970	1 939	
Producteurs Indépendants	GTI-cycle combiné	187	17	10	0	0	290	575	542	
	Manantali & Félou-hydro	257	290	308	318	333	359	332	321	
	Kounoune-diesel	390	383	395	378	413	303	235	151	
	Aggreko-diesel					221	83	15	27	
	APR (Location)					129		41	46	
	Tobene Power						343	430	405	
	Mauritanie-cycle combiné					104	69	22	11	
	Solaire PV							83	212	
	Dangoté et ICS							6	49	
	CES Sendou								135	
	Total Achats		834	690	713	696	1 200	1 447	1 780	1 899
	Total Achats/ Total production		33%	24%	23%	22%	35%	40%	45%	39%
Total réseau interconnecté		2 444	2 788	2 899	3 077	3 280	3 477	3 736	3 838	
Ziguinchor	Boutoute-diesel	3	15	38	39	74	83,25	78,41	77	
Tambacounda	Tamba-diesel	21	7	1	0	10	33,39	35,53	39	
Centres secondaires	centres isolés-diesel	33	38	42	45	49	48,46	56,02	59	
Location Tambacounda			19	26	31	19,6	2,68			
Location Aggreko Boutoute	Diesel	59	52	31	35	4		15	25	
Total réseau non interconnecté		116	130	138	150	157	168	185	200	
Total Sénégal		2 560	2 918	3 037	3 227	3 437	3 645	3 920	4 038	

2. Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)

Année	Diesel oil		Gasoil		Fuel oil lourd		Gaz naturel		Total dépenses
	Dépenses DO	Quantités(t)	Dépenses GO	Quantités(t)	Dépenses FO	Quantités(t)	Dépenses GN	Quantités (1000Nm ³)	
2008	35 284	53 855			118 997	422 663	1 513	6 795	155 794
2009	14 785	47 718			113 079	474 462	0	0	127 864
2010	42 476	104 068			175 944	463 310	78	646	218 498
2011	21 434	40 435	62 517	118 576	128 904	350 952	2 423	20 193	215 278
2012	22 762	38 486	88 493	154 822	150 462	371 751	1 649		263 366
2013	6 088	11 381	64 257	112 834	170 274	453 290	1 760	14 453	242 379
2014			73 154	136 568	175 944	501 064	2 343	14 352	251 441
2015			44 624	108 459	139 964	570 919			184 588
2016			12 510	40 954	109 904	636 130			122 414
2017			16 116	41 839	171 487	697 341			
2018									

3. Energie non Fournie (GWh) - Interruptions de service dans les réseaux

Nature	2014		2015		2016		2017		2018	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
Incidents	15 416	20,5	18 193	25,8	21 454	23,483	22 118	22,789	23 400	13,278
Manque production	5 773	11,9	1 322	1,7	32	0,042	52	0,083	69	0,099
Effacement clients HTB	240	4,4	216	1,9	14	0,081	66	2,647	112	3,346
Manœuvre/travaux	6 393	6,4	3 503	4,1	5 671	5,776	5 559	4,834	6 469	5,156
Surcharge/Faible U	397	1,8	2 407	4	368	0,849	82	0,254	74	0,126
TOTAL interruptions	28 219	44,9	25 641	37,3	27 539	30,231	27 877	30,607	30 124	22,004

4. Consommation d'électricité en zone urbaine et en zone rurale en GWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventes totales	2 313	2 406	2 563	2 727	2 889	3 175	3 325
Zone urbaine	1 998	2 069	2 199	2 323	2 479	2 700	2 810
Zone rurale	315	338	364	404	402	475	515

5. Consommation par niveau de tension en GWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energie vendue	2 313,4	2 406,5	2 563,1	2 727,0	2 889,0	3 150,1	3 325,0
Basse Tension	1 456,4	1 540,0	1 626,6	1 722,8	1 869,1	2 040,8	2 095,6
Moyenne Tension	686,5	706,2	760,8	817,2	843,0	953,7	1 015,0
Haute Tension	170,5	160,2	175,7	187,0	176,9	155,6	203,7

Annexe 4 : Etats Financiers

Dénomination sociale : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE		Exercice clos le: 31/12/2018								
N° d'identification fiscale : 0020334263 0AA0		Durée de l'exercice : 12 mois								
BILAN AU 31 DECEMBRE N										
BOF	ACTIF	Note	EXERCICE au 31/12/ N			BOF	PASSIF	Note	EXERCICE AU	EXERCICE AU
			BRUT	AMORT + DEPREC	NET				31/12/N-1	NET
AD	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES		-	-	-	CA	Capital	13	88 001 956	88 001 956
AE	Frais de développement et de prospection		-	-	-	CB	Apporteurs capital non appelé (-)			
AF	Brevets, licences, logiciels et droits similaires		77 536 922	64 936 390	12 600 532	CD	Primes d'apport d'émission et de fusion			
AG	Fonds commercial et droit au bail		-	-	-	CE	Ecart de réévaluation			
AH	Autres immobilisations incorporelles		-	-	-	CF	Réserves indisponibles			
AI	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	3A				CG	Réserves libres			
AJ	Terrains (1)	3A				CH	Report à nouveau + ou -	14	858 581 892	591 081 284
AK	Bâtimens (1) dont Placements	3A	5 420 253	4 358 776	1 061 457	CJ	Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)		45 529 300	267 500 518
AL	Aménagements, agencements et installations	3A	20 595 750	15 160 433	5 435 317	CL	Subventions d'investissement			
AM	Matériel mobilier et actifs biologiques	3A	362 838 773	226 166 012	136 672 761	CM	Provisions réglementées			
AN	Matériel de transport	3A	397 960 072	294 637 576	103 322 496	CP	TOTAL CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		992 113 058	946 583 758
AP	AVANCES ET ACOMPTES VERSES SUR IMMOBILISATIONS	3A				DA	Emprunts et dettes financières diverses	16A		
AQ	IMMOBILISATIONS FINANCIERES	4				DB	Dettes de location et acquisition			
AR	Titres de participation					DC	Provisions pour risques et charges		390 827 287	384 989 116
AS	Autres immobilisations financières		52 437 752		52 437 752	DD	TOTAL DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES		390 827 287	384 989 116
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE		916 789 502	605 259 187	311 530 315	DE	TOTAL RESSOURCES STABLES		1 382 940 345	1 331 572 874
BA	ACTIF CIRCULANT HAO		65 000		65 000	DF	Dettes circulantes HAO		7 184 580	
BB	STOCKS ET ENCOURS	6				DI	Clients, avances reçues			
BG	CREANCES ET EMPLOIS ASSIMILES					DJ	Fournisseurs d'exploitation	17	32 606 605	33 855 438
BH	Fournisseurs avances versées		2 251 360		2 251 360	DK	Dettes fiscales et sociales	18	83 951 901	54 888 240
BI	Clients	7				DM	Autres dettes		2 694 500	17 854 819
BJ	Autres créances	8	48 144 519	-	48 144 519	DN	Provisions pour risques à court terme		6 554 053	
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT		50 460 879	-	50 460 879	DP	TOTAL PASSIF CIRCULANT		133 021 699	106 598 497
BQ	Titres de placement					DQ				
BR	Valeurs à encaisser					SQ	Banques et crédits d'escompte			
BS	Banques, chèques postaux, caisse et accumulés	11	1 153 970 850		1 153 970 850	DR	Banques, établissements financiers et crédits de trésorerie	20		
BT	TOTAL TRESORERIE ACTIF		1 153 970 850	-	1 153 970 850	DI	TOTAL TRESORERIE PASSIF			
BU	Ecart de conversion Actif					DV	Ecart de conversion-Passif			
BZ	TOTAL GENERAL		2 121 221 231	605 259 187	1 515 962 044	DZ	TOTAL GENERAL		1 515 962 044	1 438 171 371

Dénomination sociale : COMMISSION DE REGULATION DU
SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Exercice clos le:31/12/2018

N° d'identification fiscale : 0020334263 0AA0

Durée de l'exercice : 12 mois

COMPTE DE RESULTAT DE L'EXERCICE DU
1ER JANVIER N AU 31 DECEMBRE N

REF	LIBELLES	NOTE	EXERCICE AU	EXERCICE AU
			31/12/N	31/12/N-1
			NET	NET
TA	Ventes de marchandises	A	-	-
RA	Achats de marchandises			
RB	Variation de stocks de marchandises	-/+		
XA	MARGE COMMERCIALE (Somme TA à RB)		-	-
TB	Ventes de produits fabriqués	B		
TC	Travaux, services vendus	C	1 859 017 413	1 835 632 777
TD	Produits accessoires	D		
XB	CHIFFRE D'AFFAIRES (A + B + C + D)		1 859 017 413	1 835 632 777
TE	Production Stockée (ou destockage)	-/+		
TF	Production immobilisée	+		
TG	subvention d exploitation	+		
TH	Autres produits	+	58 192 777	37 653 033
TI	Transferts de charges d'exploitation	+		
RC	Achats de matières premières et fournitures liées	-		
RD	Variation de stocks de matières premières et fournitures liées	-/+		
RE	Autres achats	-	123 869 322	84 628 793
RF	Variation de stocks d'autres approvisionnements	-/+		
RG	Transports	-	72 754 105	31 480 477
RH	Services extérieurs	-	425 980 340	308 084 937
RI	Impôts et taxes	-	75 714 689	34 790 672
RJ	Autres charges	-	50 107 854	14 511 227
XC	VALEUR AJOUTEE (XB +RA+RB) + (somme TE à RJ)		1 168 783 880	1 399 789 704
RK	Charges de personnel	-	1 025 288 925	979 005 736
XD	EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (XC+RK)		143 494 955	420 783 968
TJ	Reprise d'amortissements , provisions et de dépréciations	+	14 390 529	16 869 332
TT	Transfert de charges	+	400 000	940 000
RL	Dotations aux amortissements aux provisions et dépréciations	-	112 756 184	171 409 782
XE	RESULTAT D'EXPLOITATION (XD+TJ+ RL)		45 529 300	267 183 518
TK	Revenus financiers et assimilés	+		
TL	Reprises d'amortissements, Provisions et dépréciations financières	+		
TM	Transfert de charges financières	+		
RM	Frais financiers et charges assimilés	-		
RN	Dotation aux amortissements, Provisions et dépréciations financières	-		
XF	RESULTAT FINANCIER (somme TK à RN)		-	-
XG	RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES (XE+XF)		45 529 300	267 183 518
TN	Produits des cessions d'immobilisations	+		317 000
TO	Autres Produits HAO	+		
RO	Valeurs comptables des cessions d'immobilisations	-		
RP	Autres Charges H.A.O.	-		
XH	RESULTAT HORS ACTIVITES ORDINAIRES (somme TN à RP)		-	317 000
RQ	Participation des Travaillleurs	-		
RS	Impôts sur le résultat	-		
XI	RESULTAT NET (XG+XH+RQ+RS)		45 529 300	267 500 518



Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité



Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité