



Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité

RAPPORT ANNUEL 2019

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières	3
Liste des tableaux	6
Liste des graphiques	7
MOT DU PRESIDENT	8
INTRODUCTION	10
PRESENTATION DE LA COMMISSION	11
1. REGULATION TARIFAIRE	14
1.1 SENELEC	14
1.1.1 Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2019	15
1.1.2 Approbation des tarifs de vente au détail d'énergie électrique de Senelec	16
1.1.3 Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022	18
1.1.4. Approbation des coûts actualisés des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de Senelec	20
1.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	21
1.2.1. Révision des conditions tarifaires de la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou	22
1.2.2 Compensation tarifaire dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs	23
1.2.3. Modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de SCL Energie Solutions	24
1.2.4. Modification des montants de la redevance de location tableau compteur applicable par Energie Rurale Africaine (ERA)	25
2. SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION	26
2.1. SENELEC	26
2.1.1. Suivi des normes	26
2.1.2 Suivi des obligations de raccordement	27
2.1.3. Certification des états financiers de Senelec	29
2.1.4. Séparation comptable	29
2.2. LES OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	29
2.2.1. Les Concessionnaires	29
2.2.2. Les Gestionnaires Délégués Transitoires	30
2.2.3. L'ERIL ENERSA	31

3. INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE ET DE MODIFICATION DE CONTRAT DE CONCESSION	32
3.1. Avis relatifs à l'octroi de licences de production et de vente d'énergie électrique à Kael Solaire S.A et Kahone Solaire S.A.	32
3.2. Avis relatif à l'octroi d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Malicounda Power S.A.S	33
3.3. Avis relatifs à la demande de modification du Contrat de Concession de Senelec aux fins de prorogation de la période d'exclusivité	33
4. TRAITEMENT DES RECLAMATIONS ET DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS	35
5. RELATIONS PUBLIQUES ET COMMUNICATION	37
6. ACTIVITES CONSULTATIVES	39
6.1. Conditions de rachat du surplus d'énergie d'origine renouvelable	39
6.2. Projets d'arrêtés relatifs au contrôle de conformité des installations électriques intérieures	39
6.3. Stratégie « Gas to Power »	40
7. AUTRES ACTIVITES	41
7.1. Le MILLENIUM CHALLENGE CORPORATION	41
7.2. Le Code réseau	41
8. FORMATIONS ET SEMINAIRES	42
9. COOPERATION INTERNATIONALE	43
9.1. NARUC	43
9.2. RegulaE.Fr	43
9.3. ARREC	43
9.4. AFUR	44
9.5. BAD – Indice de Réglementation de l'Electricité (ERI)	44
10. EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION	46
10.1. Ressources	46
10.2. Emplois	47
11. BILAN DU SECTEUR	49
11.1. Offre de production	49
11.2. Capacité	49
11.3. Production	50
11.4. Dépenses en combustibles	50
11.5. Ventes	51
11.6. Qualité de service	53
11.7. Situation financière des opérateurs	54
11.7.1. Senelec	54

11.7.2. Les concessionnaires d'électrification rurale	57
GLOSSAIRE	62
ANNEXES	63
Annexe 1 : liste des Décisions et Avis de l'année 2019	63
Annexe 2 : Tableau de comparaison entre les anciens et les nouveaux tarifs de Senelec	67
Annexe 3 : Statistiques du Secteur	69
1. Puissance installée en MW	69
2. Coefficient de disponibilité en %	69
3. Production brute (GWh)	70
4. Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)	71
5. Energie non Fournie (GWh)- Interruptions de service dans les réseaux	71
6. Consommation d'électricité en zone urbaine et en zone rurale en GWh	72
7. Consommation par niveau de tension en GWh	72
Annexe 4 : Etats Financiers	73

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2019	16
Tableau 2 : Tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1 ^{er} décembre 2019	17
Tableau 3 : barèmes des coûts de raccordement en Basse et Moyenne Tension	20
Tableau 4 : Grille des tarifs de référence de ERA pour la période 2019-2023	23
Tableau 5 : Répartition de la compensation par concessionnaire et par mois	23
Tableau 6 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité	27
Tableau 7 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain	28
Tableau 8 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural	28
Tableau 9 : Suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale	30
Tableau 10 : Réalisation des ressources de la CRSE	46
Tableau 11 : Mobilisation de la redevance 2019	46
Tableau 12 : Répartition des emplois	47
Tableau 13 : Réalisation des emplois	48
Tableau 14 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI	54
Tableau 15 : Ratios de maîtrise des charges de Senelec	55
Tableau 16 : Ratios de rentabilité d'exploitation et financière	56
Tableau 17 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2018-2019	57
Tableau 18 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL St louis	58
Tableau 19 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL Louga	59
Tableau 20 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de ERA	60
Tableau 21 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de SCL	61

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : graphique de répartition du personnel	11
Graphique 2 : Évolution du RMA en 2019 en millions de FCFA	16
Graphique 3 : Evolution du montant de la compensation par Concession en millions de FCFA	24
Graphique 4 : Puissance assignée par source d'énergie	49
Graphique 5 : Evolution de la production brute par source d'énergie	50
Graphique 6 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA	50
Graphique 7 : Evolution des ventes (GWh)	51
Graphique 8 : Répartition géographique des ventes	51
Graphique 9 : Structure des ventes (GWh)	52
Graphique 10 : Evolution de l'Energie Non Fournie en GWh	53
Graphique 11 : Structure du Chiffre d'Affaires de Senelec	54
Graphique 12 : Evolution des soldes de gestion (en Millions de FCFA)	55
Graphique 13 : Evolution des ratios de rentabilité	56

MOT DU PRESIDENT



La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité est une Autorité Indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national.

En application des dispositions de l'article 15 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 régissant le secteur de l'électricité, la Commission doit présenter un rapport annuel, à Monsieur le Président de la République, pour rendre compte, au titre de l'exercice précédent, des activités menées et de l'exécution de son budget.

S'agissant du budget au-delà du bilan de l'exécution présenté dans le présent rapport, il convient de noter que les états financiers de la Commission sont audités chaque année par un cabinet indépendant et les états financiers certifiés sont transmis à la Cour des Comptes, conformément aux dispositions de la loi susvisée.

Concernant les activités menées, elles découlent des attributions décisionnelles et consultatives dévolues à la Commission.

Les attributions décisionnelles restent dominées en 2019 par la régulation tarifaire. La Commission a pris une cinquantaine de décisions tarifaires. Les unes concernent l'indexation trimestrielle du Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec, aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet, du 1^{er} octobre ainsi que du Revenu final, pour tenir compte des facteurs exogènes sur lesquels Senelec n'a pas de prise. Il en est ainsi de l'inflation sur le combustible et de la demande. Ainsi, la Commission a régulièrement calculé les écarts de revenus y afférents et a soumis le résultat au Gouvernement pour requérir ses orientations quant au traitement des écarts de revenus, ajustement tarifaire ou Décision de compensation. Les autres concernent la détermination des montants des compensations dûs aux Concessionnaires d'électrification rurale dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs décidée par le Gouvernement. En effet, en 2019, le Gouvernement a signé avec les Concessionnaires d'électrification rurale un Avenant pour faire procéder à une baisse des tarifs en milieu rural d'à peu près 50 %. Par ailleurs, la Commission a poursuivi le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022. Elle a également fixé par Décision n°2019-53 du 09 décembre 2019 les tarifs plafonds de vente applicables par ERA dans la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, pour la période 2019-2023.

S'agissant des attributions consultatives, les Licences et Concessions sont accordées par le Ministre chargé de l'Energie après Avis conforme de la Commission. A ce titre, la Commission a émis trois avis favorables à l'octroi de licence aux sociétés Kael Solaire S.A d'une puissance de 25 MWc et Kahone Solaire S.A d'une puissance de 35 MWc dans le cadre du « Scaling Solar » et à la société Malicounda Power S.A.S d'une puissance de 120 MW.

Sur le plan de la coopération internationale, la Commission continue d'assurer la présidence de l'Association Mondiale des Régulateurs Francophones de l'Energie (RegulaE.Fr), ainsi que celle du comité consultatif des régulateurs institué par l'Autorité Régionale de Régulation de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC). Elle est aussi devenue en 2019 membre du Comité Exécutif de l'African Forum For Utility Regulators (AFUR).

Il convient de noter également que dans le cadre de l'Indice de Réglementation de l'Électricité (ERI) élaboré par la Banque Africaine de Développement (BAD), évaluation comparative des performances des autorités de régulations de l'électricité des pays africains, la Commission a été classée première dans la zone CEDEAO et dans la zone Afrique francophone.

S'agissant du fonctionnement du secteur de l'électricité en général, les efforts menés par Senelec se sont poursuivis en termes de qualité de service et d'heures de coupure. Il s'agit aujourd'hui de mettre l'accent sur le renforcement des réseaux de transport et de distribution.

Dans le monde rural, au-delà des difficultés notées dans l'exploitation des concessions, le nombre de raccordements a sensiblement augmenté suite à la décision de l'Etat d'harmoniser les tarifs au niveau national consacrant ainsi une nette amélioration du taux d'électrification rurale.

Toutefois, l'année 2019 reste aussi marquée par une hausse partielle des tarifs de l'ordre de 10% actée par la Décision n° 2019-48 du 19 novembre 2019 de la Commission approuvant la grille tarifaire de Senelec. Cette situation a suscité de vives réactions de la part des consommateurs ; ce qui est normal. En effet, les consommateurs veulent toujours une électricité de qualité à un prix le plus abordable possible. Cette attente, quoique légitime, ne doit pas conduire à occulter les efforts consentis par l'Etat pour soutenir les entreprises et les ménages. Rien que pour la période tarifaire 2017-2019, l'Etat a versé à Senelec une compensation d'un montant de 314 milliards FCFA dont 99 milliards en 2019, pour gel des tarifs.

Cette remarque est également valable dans le monde rural où le Gouvernement a versé aux Concessionnaires d'électrification rurale une compensation d'un montant global de 1,4 milliard FCFA dans le cadre de l'harmonisation tarifaire.

Il s'y ajoute, enfin, que le Gouvernement a ouvert des perspectives heureuses allant dans le sens non seulement d'une électricité de qualité mais également de moindre coût. Il s'agit de la diversification du mix énergétique, de la mise en œuvre de la stratégie Gas to Power avec la conversion des centrales de Senelec au gaz et de l'appui du second compact du Millenium Challenge Corporation (MCC) dédié spécifiquement au secteur de l'énergie électrique.

Pour sa part, la Commission a la volonté, en rapport avec l'ensemble des acteurs du secteur, de continuer d'être un outil d'aide à la décision pour l'Etat, un garant de la viabilité économique et financière des entreprises du secteur, et un protecteur des droits des consommateurs en matière de prix et de qualité de service, conformément à la loi.

Bon anniversaire à la Commission qui vient d'avoir 20 ans.

INTRODUCTION

Conformément aux dispositions de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, la Commission doit présenter chaque année au Président de la République, un rapport qui rend compte de son activité et de l'exécution de son budget au titre de l'exercice précédent et de l'exécution de son budget.

Le présent rapport décline les différentes activités qui ont marqué la vie de la Commission en 2019. Elles ont concerné ses principales attributions décisionnelles et consultatives, notamment la régulation tarifaire, le suivi des Contrats de Concessions des opérateurs ainsi que le traitement des plaintes et réclamations des consommateurs.

Ainsi, dans le cadre de ses attributions décisionnelles, la Commission a procédé à l'indexation du Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec et à la détermination de sa valeur finale au 31 décembre 2019. Elle a également poursuivi le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022, entamé en 2018.

Concernant l'électrification rurale, suite à la décision du Gouvernement de procéder à une harmonisation des tarifs de l'électricité à l'échelle nationale, la Commission a, à travers ses Décisions, déterminé mensuellement le montant des compensations tarifaires soumises par les concessionnaires d'électrification rurale.

S'agissant du suivi de l'exécution des Contrats de Concession de Senelec et des opérateurs d'électrification rurale, la Commission a assuré le contrôle du respect des normes et obligations d'électrification qui leur sont assignées.

La Commission a, par ailleurs, instruit trois demandes de titre d'exercice qui ont principalement concerné le développement de la production indépendante et, formulé un Avis sur la modification d'un commun accord du Contrat de Concession de Senelec.

Au titre de ses attributions consultatives, la Commission a émis un Avis sur le projet de loi gazière ainsi que sur les projets d'arrêtés relatifs au contrôle de conformité des installations électriques intérieures.

Dans le cadre de sa mission de préservation des droits des consommateurs, la Commission a instruit les différentes réclamations et plaintes reçues.

Concernant la coopération internationale, elle a porté 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), du West African Power Pool (WAPP) et de la BAD pour l'Indice de Régulation de l'Electricité (ERI).

Aussi, le rapport présente-t-il l'état d'exécution du budget de la Commission et fait le bilan du secteur de l'électricité en ce qui concerne les ventes, la production, la qualité de service ainsi que la situation financière de Senelec et des concessionnaires d'électrification rurale.

PRESENTATION DE LA COMMISSION

La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, a créé la 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 résumés dans l'encadré n°1 suivant :

- 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 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.

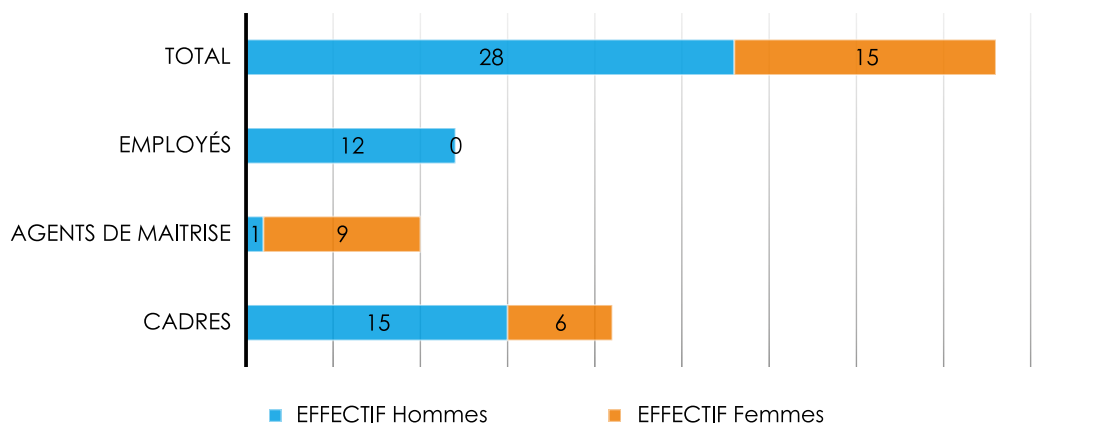
Organisation et fonctionnement de la Commission

La Commission est composée de trois membres, dont l'un assure la présidence. 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.

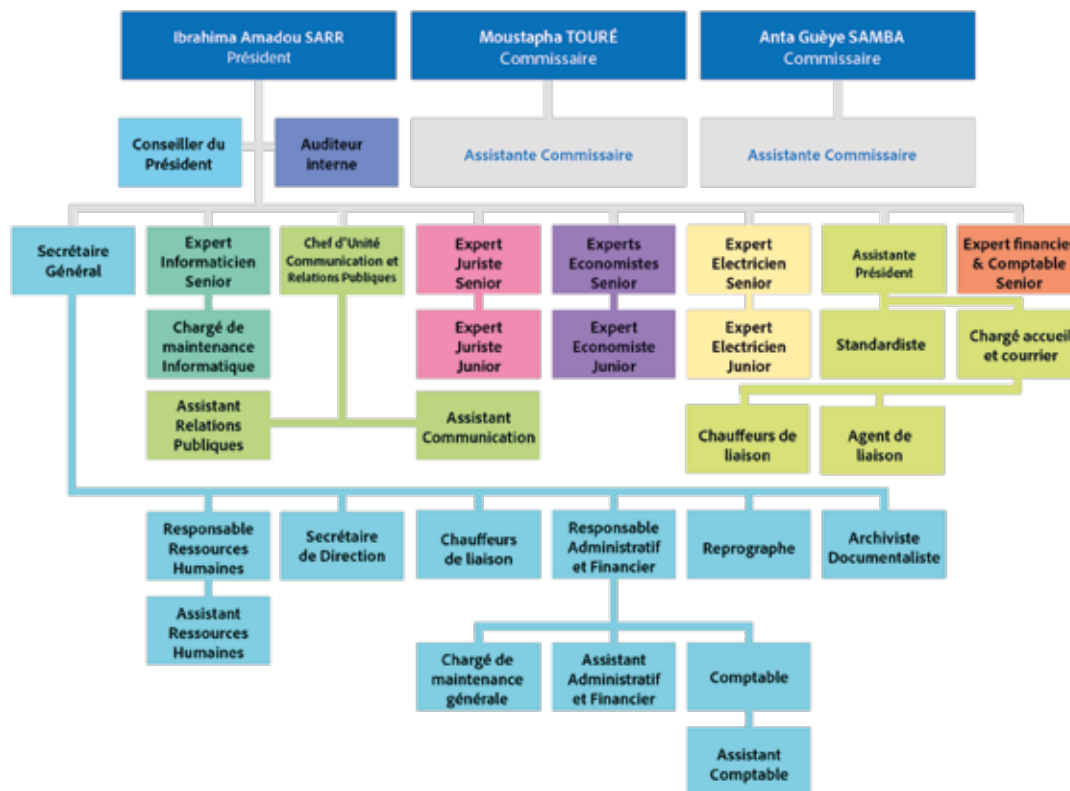
La Commission est assistée par un Secrétaire Général et un pool d'Experts spécialisés dans ses différents domaines d'intervention.

Au 31 décembre 2019, la Commission compte 43 agents dont les trois membres. L'effectif de la Commission est composé de 21 cadres, 10 agents de maîtrise et 12 employés.

Graphique 1 : graphique de répartition du personnel



ORGANIGRAMME



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 appliqués aux entreprises titulaires de licence ou de concession.

✓ **Attributions consultatives**

La Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Energie 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.

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 des 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 les 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 compte 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 la condition de définir avec le Gouvernement et Senelec des modalités de compensation adaptées.

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

Ainsi, les activités menées par la Commission en 2019 ont concerné Senelec et les opérateurs d'électrification rurale.

1.1 SENELEC

Les activités de régulation tarifaire ont concerné la détermination du Revenu Maximum Autorisé (RMA) en 2019, l'approbation de nouveaux tarifs de vente au détail et la définition des conditions tarifaires pour la période 2020-2022.

La Commission a fixé les conditions tarifaires applicables par Senelec pour la période 2017-2019, par Décision n° 2017-08 du 29 décembre 2017. Ainsi, le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec pour une année donnée est déterminé à partir de la Formule de contrôle des revenus en considérant :

- la moyenne arithmétique des indices d'inflation ;
- les prix des combustibles ; et
- le taux de change du FCFA par rapport à l'Euro.

Sur cette base, la Commission a procédé à l'indexation du Revenu Maximum Autorisé (RMA) aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet, du 1^{er} octobre et a déterminé sa valeur finale au 31 décembre 2019.

Au titre de l'indexation du 1^{er} octobre 2019, le Gouvernement a pris la décision de faire procéder à un ajustement à la hausse des tarifs de Senelec à compter du 1^{er} décembre 2019 pour couvrir partiellement l'écart de revenus résultant de l'indexation du RMA au 1^{er} octobre 2019.

Aussi, le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec, lancé en 2018, s'est poursuivi en 2019 avec une consultation publique sur le bilan de ses activités pour la période 2017-2019.

Enfin, dans le cadre de la feuille de route « Doing Business » pour l'année 2021, qui constitue un indicateur de mesure de l'amélioration du climat des affaires de la Banque Mondiale, la Commission a approuvé le nouveau barème de raccordement au réseau de distribution soumis par Senelec.

1.1.1 Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2019

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 précédente(2018).

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 le cas échéant lorsque le Gouvernement décide de maintenir les tarifs, le montant de la compensation y afférent.

La Commission a procédé en 2019 aux indexations du RMA de Senelec aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre conformément aux conditions tarifaires en vigueur.

Les Décisions relatives aux indexations du RMA en 2019 sont les suivantes :

- Décision n° 2019-09 du 22 mars 2019 relative au Revenu Maximum Autorisé en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} janvier qui est estimé à 519,186 milliards de F CFA alors que les recettes sont évaluées à 386,238 milliards de FCFA, d'où un écart de revenus de 132,948 milliards de FCFA sur l'année dont 33,237 milliards de F CFA exigibles au titre du trimestre commençant le 1^{er} janvier 2019.
- Décision n° 2019-16 du 31 mai 2019 relative au RMA en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} avril qui est évalué à 494,996 milliards de F CFA. Avec les recettes considérées de 386,238 milliards de F CFA, un écart de revenus de 108,758 milliards de FCFA sur l'année est observé dont 21,142 milliards de F CFA exigibles au titre du trimestre commençant le 1^{er} avril 2019.
- Décision n° 2019-33 du 04 septembre 2019 relative au RMA de Senelec en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} juillet qui est estimé à 505,631 milliards de F CFA pendant que les recettes sont chiffrées à 386,238 milliards de F CFA, d'où un écart de revenus de 119,393 milliards de F CFA sur l'année dont 35,166 milliards de F CFA exigibles au titre du trimestre commençant le 1^{er} juillet 2019.
- Décision n° 2019-48 du 19 novembre 2019 relative à l'approbation de la grille tarifaire de Senelec applicable à compter du 1^{er} décembre 2019 et à son RMA en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} octobre fixant le RMA à 487,974 milliards de FCFA au moment où les recettes sont évaluées à 388,700 milliards de F CFA, soit un écart de revenus de 99,274 milliards de FCFA sur l'année, représentant un manque à gagner de 9,730 milliards de FCFA au titre du trimestre commençant le 1^{er} octobre 2019.

A la suite des indexations trimestrielles, la Commission a pris la Décision n° 2020-05 du 13 mars 2020 pour fixer le Revenu Maximum Autorisé final de Senelec en 2019 à 486,339 milliards de FCFA pour des ventes de 3 601 GWh.

Les recettes de Senelec provenant de la vente d'énergie électrique s'élèvent à 385,769 milliards de FCFA, d'où un écart de revenus de 100,570 milliards de FCFA sur l'année par rapport au RMA.

En tenant compte des compensations de revenus d'un montant total de 99,274 milliards de FCFA décidées par le Gouvernement à l'occasion des différentes indexations, les revenus globaux de Senelec en 2019, au titre de la vente d'énergie, s'élèvent à 485,043 milliards de FCFA.

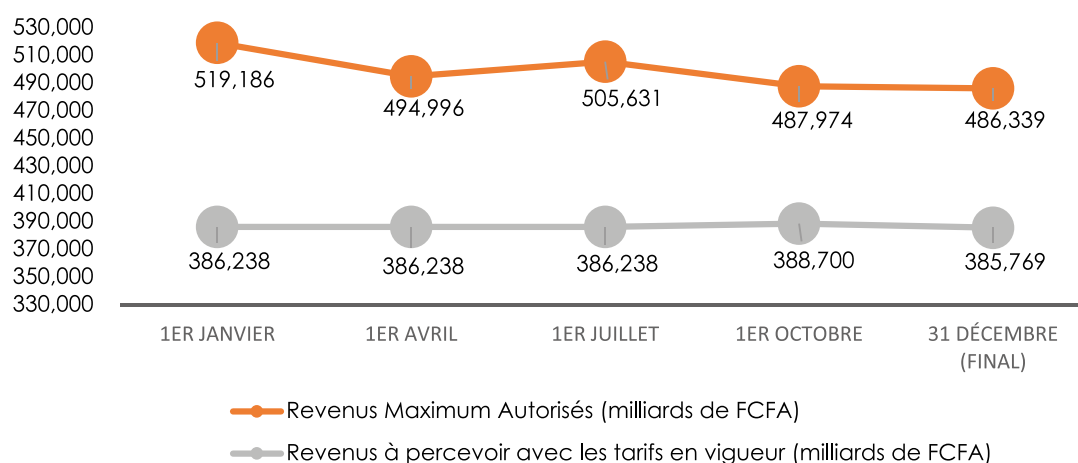
Ainsi, l'écart de revenus final par rapport au RMA en 2019 est de 1,295 milliard de FCFA. Conformément aux dispositions réglementaires en vigueur, ce montant sera inscrit en facteur de correction dans le calcul du RMA en 2020.

Le tableau ci-dessous présente les RMA déterminés en 2019.

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2019

Dates d'indexation	Ventes (GWh)	Revenus Maximum Autorisés (milliards de FCFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (milliards de FCFA)	Ecart de revenus annuels (milliards de FCFA)	Ecart de revenus trimestriels (milliards de FCFA)	Compensations de revenus (milliards de FCFA)
1 ^{er} janvier	3 668,19	519,186	386,238	132,948	33,237	33,237
1 ^{er} avril	3 668,19	494,996	386,238	108,758	21,142	21,142
1 ^{er} juillet	3 668,19	505,631	386,238	119,393	35,166	35,166
1 ^{er} octobre	3 668,19	487,974	388,700	99,274	9,730	9,730
31 décembre (final)	3 600,88	486,339	385,769	100,570		99,274

Graphique 2 : Évolution du RMA en 2019 en millions de FCFA



1.1.2 Approbation des tarifs de vente au détail d'énergie électrique de Senelec

Suite à l'indexation du RMA de Senelec aux conditions économiques du 1^{er} octobre 2019, le Gouvernement a décidé de ne pas compenser l'intégralité de l'écart de revenus et a pris la décision de faire procéder à un ajustement à la hausse des tarifs à compter du 1^{er} décembre 2019 pour couvrir une partie de l'écart de revenus selon les modalités suivantes :

- hausse de 10% sur les clients de la Basse Tension (BT) en épargnant les consommations des clients domestiques sur la 1^{ère} tranche ;
- hausse de 6% sur les clients de la Moyenne Tension (MT) et Haute Tension (HT).

Dans ce cadre, Senelec a soumis à la Commission, pour approbation, une grille tarifaire applicable à partir du 1^{er} décembre 2019 tenant compte notamment des orientations du Gouvernement à savoir notamment l'intégration de la redevance d'électrification rurale fixée à 0,7 FCFA/ kWh conformément à la loi n° 2006-18 du 30 juin 2006 et à l'arrêté n° 08442 du 18 décembre 2006.

Il ressort de l'analyse de la nouvelle grille tarifaire que les tarifs applicables aux clients BT (usages professionnel et domestique) augmentent de 10 % à l'exception des consommations de la 1^{ère} tranche des clients domestiques petite et moyenne puissance. Pour les clients MT et HT, les tarifs augmentent de 6%.

Les primes fixes suivent les mêmes taux d'ajustement que les tarifs selon les catégories et les types d'usage.

S'agissant des Concessionnaires d'Electrification Rurale, qui sont des clients Moyenne Tension, la hausse est de 6%.

Pour l'éclairage public, les tarifs augmentent de 10%.

A ces variations, s'ajoute la redevance d'électrification rurale de 0,7 FCFA/kWh pour les usages domestiques et les usages professionnels de petite et moyenne puissance.

Ainsi, la Commission a approuvé, par Décision n° 2019-48 du 19 novembre 2019, les tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1^{er} décembre 2019.

Ces tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1^{er} décembre 2019 sont présentés ci-dessous.

Tableau 2 : Tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1^{er} décembre 2019

CATEGORIES TARIFAIRES	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	1 ^{ère} Tranche	2 ^{ème} Tranche	3 ^{ème} Tranche	
Usage Domestique (UD)				
Domestique Petite Puissance (DPP)	91,17	112,5	124,62	
Domestique Moyenne Puissance (DMP)	96,72	113,38	123,92	
Usage Professionnel (UP)				
Professionnel Petite Puissance (PPP)	142,44	149,95	163,15	
Professionnel Moyenne Puissance (PMP)	143,49	150,88	164,86	
Prépaiement (WOYOFAL)				
Domestique Petite Puissance (DPP)	91,17	112,5	112,5	
Domestique Moyenne Puissance (DMP)	96,72	113,38	113,38	
Professionnel Petite Puissance (PPP)	142,44	149,95	149,95	
Professionnel Moyenne Puissance (PMP)	143,49	150,88	150,88	
Usage Grande Puissance				
	Heures Hors Pointe	Heures de Pointe		
Domestique Grande Puissance (DGP)	95,63	133,59		956,13
Professionnel Grande Puissance (PGP)	113,7	181,92		2 868,39
Eclairage Public				
		129,98		3 307,93
Fourniture d'électricité en Moyenne et Haute Tension				
Catégorie tarifaire	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW	
	Heures Hors Pointe	Heures de Pointe		
Livraison en Moyenne Tension				
Tarif Courte Utilisation (TCU)	125,62	194,49		961,76
Tarif Général (TG)	90,41	144,65		4 093,60

CATEGORIES TARIFAIRES	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	1 ^{ère} Tranche	2 ^{ème} Tranche	3 ^{ème} Tranche	
Tarif Longue Utilisation (TLU)	74,27	118,85	9 880,54	
Concessionnaires d'électrification rurale		96,83		
Livraison en Haute Tension				
Tarif Général		59,03	85,01	10 028,90
Tarif Secours		78,61	113,19	4 458,61
Tranches de consommation pour les usagers basse tension (BT)				
Option tarifaire	1 ^{ère} tranche	2 ^{ème} tranche	3 ^{ème} tranche	
UD-PP	De 0 à 150 kWh	De 151 à 250 kWh	Plus de 250 kWh	
UD-MP	De 0 à 50 kWh	De 51 à 300 kWh	Plus de 300 kWh	
UP-PP	De 0 à 50 kWh	De 51 à 500 kWh	Plus de 500 kWh	
UP-MP	De 0 à 100 kWh	De 101 à 500 kWh	Plus de 500 kWh	

Le tableau de comparaison entre les anciens et les nouveaux tarifs est présenté en **annexe 2**

1.1.3 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 des charges, en son article 10, ont défini une Formule de contrôle des revenus et fixé sa durée de validité à 3 ans.

A la fin de la période de validité, la Formule est révisée par la Commission, après consultation publique en particulier de l'Etat et de Senelec, afin de déterminer de nouvelles conditions tarifaires pour la période triennale subséquente.

Pour rappel, la Commission a fixé par Décision n° 2017-08 du 29 décembre 2017 les conditions tarifaires applicables par Senelec pour la période 2017-2019.

Ces conditions tarifaires arrivant à leur terme le 31 décembre 2019, la Commission a lancé, le 05 décembre 2018, conformément à la procédure définie par le Décret n° 98-335 du 21 avril 1998, le processus de révision des conditions tarifaires pour la période 2020-2022.

Dans ce cadre, elle a publié et transmis aux acteurs concernés, notamment Senelec et le Ministère en charge de l'Energie, le chronogramme qui précise les actions à mener par les différents intervenants ainsi que les échéances à respecter.

La première phase du processus de révision relative au bilan de la période 2017-2019 a été sanctionnée par une consultation publique qui s'est tenue du 27 mai au 26 juin 2019 sur les points suivants :

- l'exploitation de Senelec durant la période 2017-2019 et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus en vigueur ;
- les normes et obligations de Senelec pour la période 2020-2022, publiées par le Ministère en charge de l'Energie ; et
- la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

Durant cette période, une journée de partage regroupant les différentes parties prenantes, notamment le Ministre du Pétrole et des Energies, le Ministre des Finances et du Budget, le Conseil Economique et Social et les Associations de consommateur, a été organisée.

Les observations reçues des parties prenantes sont synthétisées dans l'encadré n°2 ci-après :

La régulation tarifaire

- le retard noté dans le paiement de la compensation par l'Etat ;
- la problématique des investissements autorisés et non réalisés dans le calcul du RMA ;
- le suivi des coûts d'exploitation par Senelec de façon plus détaillée pour sortir des coûts de production par centrale ;
- l'amélioration de la disponibilité des centrales et du rendement de Senelec ;
- les durées d'amortissement, des immobilisations pour les adapter au cycle de remboursement de la dette ;
- les indices de référence pour l'inflation étrangère.

Les relations entre Senelec et ses clients

- l'amélioration la qualité de service ;
- l'impact de la baisse des prix du baril intervenu sur la facture du consommateur ;
- les conditions d'abonnement, les délais de remise des factures, les délais de traitement des réclamations et les délais de rétablissement du courant en cas de coupure ;
- le traitement des plaintes pour dommage matériel ;
- l'information des clients sur les compteurs prépaiement lors de l'abonnement ;
- les relations avec les associations de consommateurs.

Les normes et obligations

- le paiement des incitations contractuelles ;
- la problématique de la transmission des données par Senelec ;
- les normes relatives à la disponibilité du système de recharge pour les compteurs à prépaiement ;
- les mécanismes de détermination des normes de qualité du courant et les conditions de leur définition ;
- l'information des usagers sur l'application par Senelec des normes et obligations.

S'agissant de la seconde phase relative aux projections de coûts, Senelec, selon le chronogramme préétabli, devait transmettre le 26 juin 2019 ses projections à la Commission.

Face au défaut de soumission desdites projections et au fait que les conditions tarifaires en vigueur arrivant à leur terme, la Commission a attiré l'attention de Senelec sur le retard important enregistré dans le processus de révision des conditions tarifaires.

En réponse, Senelec a justifié ce retard par la nécessité d'élaborer un budget triennal 2020-2022 à la place d'un budget annuel et ceci par souci de cohérence et d'efficacité en vue de se conformer à la durée de la période tarifaire de trois (3) ans. Senelec a également signalé que ce budget n'a été validé par son Conseil d'Administration que le 27 décembre 2019.

Au regard de ce qui précède, les conditions tarifaires pour la période 2020-2022 n'ont pas pu être déterminées dans les délais prévus.

La Commission a ainsi, par Ddécision n°2020-06, prorogé à titre transitoire les conditions tarifaires 2017-2019, jusqu'à l'entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires pour la période 2020-2022.

1.1.4. Approbation des coûts actualisés des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de Senelec

Dans le cadre de la feuille de route « Doing Business » pour l'année 2021, Senelec a soumis à la Commission le nouveau barème de raccordement au réseau de distribution pour approbation.

Les données soumises concernent les coûts de raccordement en Basse Tension (BT) et en Moyenne Tension (HTA) pour les clients PME/PMI, la procédure de demande de raccordement et les délais d'approbation des demandes de raccordement.

Après l'exploitation des données soumises par Senelec, la Commission a relevé, comparativement aux coûts de 2018, les constats ci-après :

- une baisse sensible des coûts de raccordement en Basse Tension (BT) de 24% pour les lignes souterraines en 150mm² et de 10% pour celles de 240 mm² du fait de la baisse observée sur les coûts des câbles ;
- une légère baisse du coût total de raccordement en Moyenne Tension en aérien selon la puissance de 4% et 6% respectivement pour les plages de 115 à 160 kVA et 161 à 200 kVA. Cependant, les coûts ont connu une hausse de 3% pour la plage de 40 à 114 kVA à cause de l'augmentation des coûts des transformateurs et des lignes Moyenne Tension tenant en compte des poteaux en béton ;
- Une nette hausse de 22%, 18% et 16% du coût de raccordement en Moyenne Tension en souterrain respectivement pour les plages de 40 à 114 kVA, 115 à 160 kVA et 161 à 200 kVA. Cette hausse provient notamment du choix d'un recours à un équipement de type fermé dont les coûts sont supérieurs à ceux des équipements de type ouvert jusque-là utilisés.

Au vu de ce qui précède, il est constaté que l'augmentation globale des coûts de raccordement en Moyenne Tension est justifiée par un changement de technologie.

La Commission a donc validé les coûts de raccordement en Basse Tension et en Moyenne Tension proposés par Senelec et a pris, le 26 décembre 2019, la Décision n° 2019-54 relatif à l'approbation des coûts actualisés des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de Senelec.

Tableau 3: barèmes des coûts de raccordement en Basse et Moyenne Tension

	150m de ligne BT		
	Aérien 35 ou 70mm ² Alu	Souterrain 150mm ² Alu	Souterrain 240mm ² Alu
Coûts de raccordement en Basse Tension (FCFA)	1 228 500	2 740 500	3 402 000

	Puissance		150m de ligne HTA en aérien			
	kW	kVA	Equipement Electrique H61	Transformateur	Ligne HTA 54,6mm ² Almelec - 150m	Coût total de raccordement
Coûts de raccordement en Moyenne Tension en aérien (FCFA)	34 à 99	40 à 114	3 780 000	3 024 000	1 984 500	8 788 500
	100 à 139	115 à 160	3 780 000	3 024 000	1 984 500	8 788 500
	140 à 174	161 à 200	3 780 000	4 284 000	1 984 500	10 048 500

	Puissance		150m de ligne HTA en souterrain				Coût total de raccordement
	kW	kVA	Equipement Electrique	Génie Civil	Transformateur	Ligne HTA en souterrain 240mm ² - 150m	
Coûts de raccordement en Moyenne Tension en souterrain (FCFA)	34 à 99	40 à 114	11 970 000	5 000 000	3 024 000	4 063 500	24 057 500
	100 à 139	115 à 160	11 970 000	5 000 000	3 024 000	4 063 500	24 057 500
	140 à 174	161 à 200	11 970 000	5 000 000	4 284 000	4 063 500	25 317 500

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-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 cet effet, six (6) concessions d'électrification rurale ont été attribuées à des opérateurs privés à la suite d'appels d'offres internationaux. Il s'agit :

- des concessions Louga-Linguère-Kébémér 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, l'Etat a réalisé des programmes d'électrification rurale qu'il a confié à des Gestionnaires Délégués Transitoires (GTD) et a mis en place un cadre pour le développement des projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) dans les zones non encore desservis par les concessionnaires.

L'activité de régulation tarifaire pour les concessions d'électrification rurale a concerné :

- la révision des conditions tarifaires dans la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou ;
- la détermination des compensations tarifaires dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs ;
- la modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de SCL Energie Solutions titulaire de la Concession Mbour ; et
- la modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de ERA, titulaire de la concession Kaffrine-Tamba-Kédougou.

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



Journée de partage relative à la révision des conditions tarifaires de ERA à TAMBA

Le processus de révision des conditions tarifaires de Energie Rurale Africaine, a démarré en juillet 2017, soit un an avant l'expiration de la période tarifaire, conformément à la réglementation. Il s'est poursuivi en 2018 et a été finalisé en 2019, compte tenu des retards notés dans la soumission des informations par le concessionnaire.

Ainsi, le processus de révision a été marqué en 2019 par :

- la soumission par ERA des projections de coûts pour la période 2019-2023 à la date du 15 janvier 2019 ;
- l'élaboration du document portant sur le bilan, les projections de coûts et les premières conclusions de la Commission, soumis à la consultation publique sur une durée d'un (01) mois, ouverte le 21 juin 2019 ;
- la tenue d'un atelier d'échanges, le 23 juillet 2019 à Tambacounda, entre la Commission, le MPE, l'ASER et ERA ; et
- la tenue d'une journée de partage, le 24 juillet 2019 à Tambacounda, élargie aux élus locaux, aux autorités administratives et aux associations de consommateurs afin de recueillir les observations des populations sur le document de consultation publique.

Au terme de ce processus, la Commission a fixé par Décision n° 2019-53 du 09 décembre 2019, les tarifs plafonds de vente applicables par ERA dans la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, pour la période 2019-2023.

Aux conditions économiques de référence, les tarifs par niveau de service, correspondant à la composante énergétique sont présentés ci-dessous :

Tableau 4: Grille des tarifs de référence de ERA pour la période 2019-2023

Grille tarifaire clients au forfait	Service 1	Service 2	Service 3
Puissance mise à disposition (W)	inférieure ou égale à 50 W	comprise entre 50 W et 90 W inclus	comprise entre 90 W et 180 W inclus
Composante énergétique (FCFA/mois)	2 758	5 092	9 547
Redevance tableau client (FCFA/mois)	231	231	231
TOTAL (FCFA/mois)	2 989	5 323	9 778

Grille tarifaire clients service 4 (supérieur à 180 MW)	Service 4 (réseau monophasé)	Service 4 (réseau triphasé)	Service 4 (kit solaire)
Composante énergétique (FCFA/kWh pour le réseau et FCFA/Wc/mois pour le kit solaire)	141	141	99
Redevance tableau client (FCFA/mois)	448	1 182	231
Total FCFA/mois	448	1 182	231
Total FCFA/kWh ou FCFA/Wc/Mois	141	141	99

1.2.2 Compensation tarifaire dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs

Pour rappel, le Gouvernement a pris, en 2018, la décision de procéder à l'harmonisation des tarifs de l'électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le but d'assurer des conditions identiques d'accès et de facturation à tous les usagers de l'électricité quel que soit l'opérateur, sur la base des tarifs appliqués par Senelec.

Ainsi, en 2019, dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs d'électricité et conformément aux dispositions des Avenants aux contrats de concession signés à cet effet, la Commission a pris cinquante et une (51) Décisions fixant le montant des compensations tarifaires mensuelles des concessionnaires.

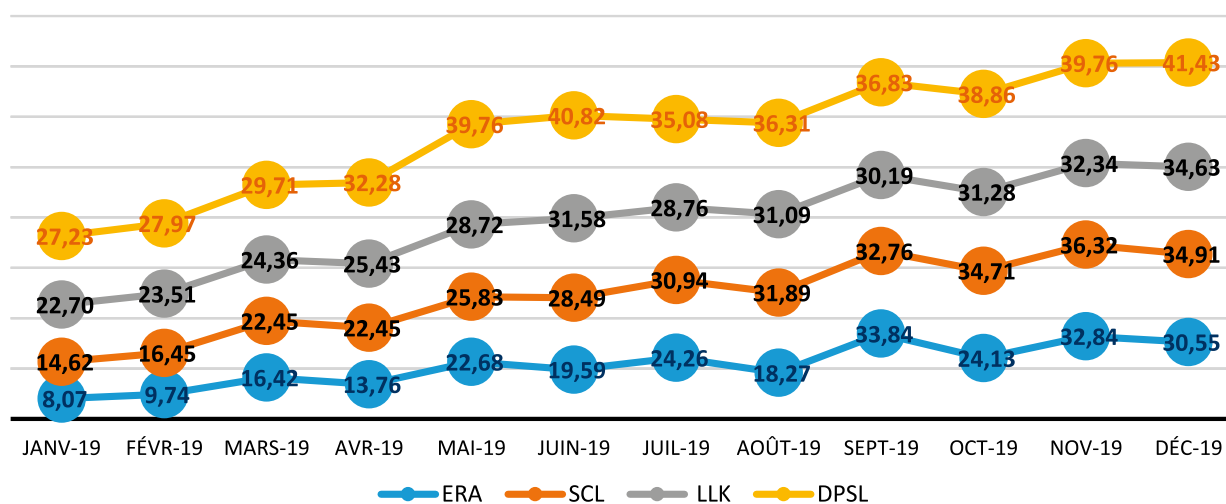
Le montant global des compensations tarifaires s'élève à 1 419 308 319 FCFA sur l'année 2019 et est ainsi réparti par concessionnaire et par mois :

Tableau 5, Répartition de la compensation par concessionnaire et par mois

	ERA	SCL	COMASEL LLK	COMASEL DPSL	TOTAL
déc-18		13 661 000	23 750 000	25 314 000	62 725 000
janv-19	8 074 000	14 616 000	22 697 000	27 230 000	72 617 000
févr-19	9 741 386	16 450 000	23 505 000	27 972 000	77 668 386
mars-19	16 424 367	22 446 704	24 359 000	29 713 000	92 943 071
avr-19	13 756 843	22 446 704	25 427 250	32 276 957	93 907 754
mai-19	22 675 271	25 827 683	28 722 651	39 764 483	116 990 088
juin-19	19 589 655	28 485 491	31 576 093	40 818 403	120 469 642
juil-19	24 257 693	30 943 129	28 760 376	35 080 803	119 042 001
août-19	18 272 901	31 894 004	31 087 850	36 314 177	117 568 932

	ERA	SCL	COMASEL LLK	COMASEL DPSL	TOTAL
sept-19	33 840 241	32 756 252	30 188 707	36 8w 30 912	133 616 112
oct-19	24 133 944	34 710 220	31 279 869	38 861 374	128 985 407
nov-19	32 844 698	36 317 847	32 338 194	39 760 167	141 260 906
déc-19	30 545 066	34 910 084	34 630 169	41 428 701	141 514 020
Total	254 156 065	345 465 118	368 322 159	451 364 977	1 419 308 319

Graphique 3 : Evolution du montant de la compensation par Concession en millions de FCFA.



1.2.3. Modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de SCL Energie Solutions

Les redevances tableaux fixées dans les conditions tarifaires initiales de SCL ont été élaborées en considérant l'installation de limiteurs de puissance pour les clients des services 1, 2 et 3 facturés au forfait et la mise à disposition de compteurs pour les clients du service 4.

Avec la mise en œuvre des mesures d'harmonisation des tarifs d'électricité décidée par le Gouvernement, l'application du forfait aux abonnés sera abandonnée à terme au profit de la généralisation progressive du comptage. A ce titre, SCL Energie Solutions a décidé d'installer des compteurs pour les clients jusque-là facturés au forfait et a soumis à la Commission une demande de révision du montant de la redevance tableau-compteur applicable aux clients des services 1, 2 et 3.

La société a également sollicité l'approbation de la redevance tableau-compteur évaluée à 1268 FCFA et applicable aux clients du service 4 alimentés en triphasé.

Au regard des dispositions de l'article 13 du Cahier des charges à son Contrat de Concession, la Commission a pris, le 06 février 2019, la Décision n° 2019-04 portant modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de SCL Energie Solutions titulaire de la Concession de Mbour.

1.2.4. Modification des montants de la redevance de location tableau compteur applicable par Energie Rurale Africaine (ERA)

ERA a saisi la Commission, durant l'année 2019, d'une demande aux fins de modification de sa redevance tableau.

Après examen des justificatifs soumis et au regard des dispositions réglementaires et contractuelles en vigueur, la Commission a notifié à ERA le rejet de sa demande, car les surcoûts engendrés par le choix technologique de ERA ne peuvent aucunement être répercutés à ces clients des services au forfait. De plus, les gestionnaires d'énergie utilisés par ERA à la place des limiteurs de puissance ne permettent pas de réaliser la fonction de comptage requise dans le cadre de l'harmonisation finale.

S'agissant des compteurs triphasés, la Commission n'a pas émis d'objection pour l'application d'une redevance tableau pour les clients concernés.

Après analyse la Commission a fixé le montant mensuel de la redevance tableau-compteur pour les clients au réseau alimentés en triphasé, à 1 182 FCFA en considérant une durée d'amortissement des équipements du tableau-compteur de 25 ans en lieu et place des 15 ans soumis par ERA.

Ainsi, la Commission a pris, le 13 septembre 2019, la Décision n° 2019-36 portant modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de ERA titulaire de la Concession Kaffrine - Tambacounda - Kédougou.

2. SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION

Le suivi de l'exécution des Contrats de Concession concerne le suivi du respect des normes et des obligations de raccordements de Senelec et des opérateurs d'électrification rurale.

2.1. 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 en milieu urbain, fixées par le Ministre chargé de l'Energie lors de la détermination des conditions tarifaires pour la période 2017 - 2019.

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

2.1.1. 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 Senelec 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 mois au plus tard après la fin de l'année.

Les normes pour la qualité de service à respecter concernent :

- les délais d'approbation ;
- la sécurité et la disponibilité (Energie Non Fournie) ;
- les relations avec la clientèle ;
- la vérification des compteurs ;
- la disponibilité des cartes à prépaiement ;
- la qualité du courant ;
- les branchements en Basse Tension.

Ainsi, les résultats de l'analyse des informations de 2019 reçues et relatives au suivi de ces normes sont résumés ci-après.

2.1.1.1. 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 2019, Senelec n'a pas soumis les données y relatives.

2.1.1.2. 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 2019, la quantité d'ENF est estimée à 16,85 GWh, donc inférieure à la norme évaluée à 36 GWh. Ainsi, Senelec a respecté la norme.

La quantité d'ENF a baissé en passant de 21,87 GWh en 2018 à 16,85 GWh en 2019.

Tableau 6 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

	2018		2019	
	%	GWh	%	GWh
Norme Energie Non Fournie en GWh	1	33,14	1	36
Energie Non Fournie réalisée en GWh	0,66	21,87	0,47	16,85

2.1.1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

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.

Senelec n'a pas soumis en 2019 les informations relatives à la norme.

2.1.1.4 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 (5) jours ouvrables à compter de la date de sa demande.

Senelec doit également réaliser le branchement dans un délai de cinq (5) 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 2019, Senelec n'a pas transmis le nombre de visites ainsi que les délais y relatifs. Elle n'a pas non plus fourni la norme relative au délai de branchement en milieu urbain et en milieu rural.

2.1.2 Suivi des obligations de raccordement

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

Pour l'année 2019, la Commission a noté que Senelec n'a pas transmis le nombre de nouveaux clients raccordés malgré les relances. La Commission a finalement considéré les réalisations transmises dans le cadre de la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2020-2022.

✓ Zones urbaines

En 2019, Senelec a réalisé le raccordement de 76 977 nouveaux clients, devant ramener le nombre d'abonnés sur la période 2017-2019 à 273 339. Cette réalisation représente 112% de son objectif de raccordement, fixé à 243 192 nouveaux clients.

Tableau 7: Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain

Zones Urbaines des Régions	Raccordements réalisés en 2017-2018							Raccordements estimés pour 2019		Nouveaux clients UD Cible en 2019	Taux de réalisation de la cible de 2019
	Nombre de clients UD 2015	Nombre de clients UD 2016	Nouveaux Clients 2016	Nombre de clients UD 2017	Nouveaux Clients 2017	Nombre de clients UD 2018*	Nouveaux Clients 2018	Nombre de clients UD 2019**	Nouveaux Clients 2019**		
DAKAR	424 939	429 793	4 854	490 018	60 225	533 145	43 127	579 408	46 263	125 671	123%
DIORBEL	24 246	21 511	-2 735	22 038	527	24 048	2 010	26 058	2 010	5584	32%
FATICK	10 685	12 308	1 623	12 755	447	13 919	1 164	15 082	1 163	4 194	105%
KAFFRINE	5 918	6 509	591	6 386	-123	6 969	583	7 551	582	3 249	50%
KAOLACK	34 289	35 884	1 595	37 465	1 581	40 882	3 417	44 299	3 417	12 444	80%
KEDOUGOU	2 689	3 085	396	3 111	26	3 395	284	3 679	284	1 815	55%
KOLDA	11 284	12 244	960	12 810	566	13 979	1 169	15 147	1 168	7 575	51%
LOUGA	20 531	20 508	-23	21 374	866	23 324	1 950	25 273	1 949	5 088	93%
MATAM	6 705	9 136	2 431	9 510	374	10 378	868	11 245	867	3 955	115%
SAINT-LOUIS	36 969	44 971	8 002	46 209	1 238	50 424	4 215	54 638	4 214	18 687	95%
SEDHIOU	4 712	5 741	1 029	5 734	-7	6 257	523	6 780	523	2 964	70%
TAMBACOUNDA	15 007	17 874	2 867	17 893	19	19 525	1 632	21 157	1 632	7 653	80%
THIES	83 104	112 324	29 220	116 559	4 235	127 191	10 632	137 822	10 631	32 676	167%
ZIGUINCHOR	23 199	24 014	815	24 929	915	27 203	2 274	29 477	2 274	11 637	54%
SENEGAL	704 277	755 902	51 625	826 791	70 889	900 639	73 848	977 616	76 977	243 192	112%

✓ Zones rurales

Le nombre de nouveaux clients raccordés par Senelec, en 2019, est de 11 747 abonnés. Ce nombre de raccordement porte le nombre de nouveaux abonnés sur la période 2017-2019 à 55 032, correspondant à un taux de réalisation de 82 % de son objectif cible.

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

Zones Rurales des Régions	Raccordements réalisés en 2017-2018							Raccordements estimés pour 2019		Nouveaux clients UD Cible en 2019	Taux de réalisation de la cible de 2019
	Nombre de clients UD 2015	Nombre de clients UD 2016	Nouveaux Clients 2016	Nombre de clients UD 2017	Nouveaux Clients 2017	Nombre de clients UD 2018*	Nouveaux Clients 2018	Nombre de clients UD 2019**	Nouveaux Clients 2019**		
DIORBEL	65 780	81 479	15 699	84 704	3 225	89 106	4 402	93 508	4 402	19 060	145%
FATICK	9 973	11 688	1 715	12 397	709	13 042	645	13 686	644	4 379	85%
KAFFRINE	1 028	3 021	1 993	2 968	-53	3 122	154	3 276	154	2 709	83%
KAOLACK	6 096	9 959	3 863	11 328	1 369	11 917	589	12 505	588	3 075	208%
KEDOUGOU	93	97	4	93	-4	98	5	103	5	887	1%
KOLDA	1 858	2 434	576	2 570	136	2 704	134	2 837	133	2 743	36%
LOUGA	14 754	18 863	4 109	18 370	-493	19 325	955	20 279	954	5 813	95%
MATAM	13 127	15 370	2 243	16 295	925	17 142	847	17 989	847	3 694	132%
SAINT-LOUIS	16 518	13 960	-2 558	14 239	279	14 979	740	15 719	740	4 649	-17%
SEDHIOU	2 575	2 736	161	2 711	-25	2 852	141	2 993	141	2 036	21%
TAMBACOUNDA	4 794	5 701	907	5 762	61	6 062	300	6 361	299	2 817	56%
THIES	49 141	39 938	-9 203	43 267	3 329	45 516	2 249	47 764	2 248	13 014	-11%
ZIGUINCHOR	8 837	11 049	2 212	11 401	352	11 994	593	12 586	592	2 638	142%
SENEGAL	194 574	216 295	21 721	226 105	9 810	237 859	11 754	249 606	11 747	67 514	82%

Au vu de ce qui précède, la Commission constate qu'en 2019, Senelec n'a pas été en mesure de transmettre les informations relatives au suivi du respect des obligations contractuelles. En dépit de plusieurs relances aucunes des informations, permettant à la Commission d'apprécier les normes et obligations assignées n'a pas été transmises.

2.1.3. Certification des états financiers de Senelec

Les états financiers de Senelec ont été certifiés réguliers et sincères par les Commissaires aux comptes. Ils donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice ainsi que de la situation financière et patrimoniale de l'opérateur au 31 décembre 2019, sous réserve de l'incidence des installations de production, de transport, de distribution, des postes et lignes électriques dont la propriété a été transférée à l'Etat par la loi 2002-01 du 10 janvier 2012 et qui figurent toujours en immobilisations comme biens propres de Senelec.

2.1.4. Séparation comptable

Le Contrat de Concession de Senelec, en son article 38, prévoit la séparation comptable des activités de Production, de Transport et de Distribution.

La Commission, a pris en juin 2015 la Décision n° 2015-04 portant approbation des principes et règles de séparation comptable des activités des activités de Production, de Transport et de Distribution d'énergie électrique de Senelec.

Senelec, conformément aux dispositions de ladite Décision, est entrainen train d'exécuter un le processus de dissociation comptable autour de trois (03) activités métiers (Production, Transport et Distribution) et d'une (01) holding. Ainsi, elle a présenté en 2019 à la Commission, des états financiers dissociés de 2017. Le processus devait être finalisé en tenant compte des résultats de l'inventaire des actifs de Senelec et la finalisation des protocoles entre les segments.

La Commission, s'assurera du respect des principes et règles de dissociations comptables et émettra un Avis sur les comptes séparés.

Pour ce faire, elle a décidé d'évaluer le processus de dissociation comptable. Elle a ainsi, sollicité et obtenu du Millénium Challenge Account (MCA) un appui pour le recrutement d'un Consultant en charge de mener l'étude. Les Termes de référence approuvés par les parties ont été transmis au MCA.

2.2. 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, des Gestionnaires Délégués Transitoires et de l'ERIL ENERSA.

2.2.1. 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 l'année 2019.

Il s'agit de :

- Compagnie Morocco-Sénégalaise d'électricité (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 concessionnaires d'électrification rurales ont transmis leurs rapports d'activités de 2019 à l'exception de EDR et KE.

Tableau 9 : Suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale

Concession	Concessionnaire	Objectif du PPER		Etat d'avancement en fin 2018	Etat d'avancement en fin 2019		
		Date signature du contrat	Delai initial*	Nombre de clients cible (a)	Nombre de clients raccordés	Nombre de clients à raccorder (b)	Taux de réalisation (b)/(a)
Dagana Podor St Louis	Comasel (ONE-Maroc)	30 mai 2008	2011-2013	19 574	8090	11191	57%
Louga Linguere Kébémér	Comasel (ONE-Maroc)	19 novembre 2009	2011-2013	11 826	6 328	9858	83%
Kaffrine Tambacounda Kédougou	Energie Rurale Africaine (ERA) (EDF - Matforce)	29 juin 2011	2019-2023	19 456	5 853	9 415	52%
Kaolack Niore Fatick Gossas	Electricité du RIP (ENCO/ Isofoton Maroc)	22 novembre 2012	2014-2016	27 000	0	Non fourni	
Kolda Vélingara	Kolda Energy (ENCO/ Isofoton Maroc)	29 juillet 2013	avril 2015-oct. 2017	20 500	Non fourni	Non fourni	
Mbour	SCL Energie Solutions (STEG-COSELEC-LCS)	09 novembre 2012	sept. 2017-mai 2019	9 700	3 671	7 145	74%
TOTAL				108 056	23 942	37 609	35%

*Pour ERA, de nouvelles obligations de raccordement lui ont été fixées pour la période 2019-2023

Globalement le nombre de clients raccordés est largement en deçà des objectifs fixés. Sur un objectif de 108 056 clients, 35 37 966 609 ont été raccordés, soit un taux de réalisation de 35%. Ce niveau de réalisation, compte non tenu des objectifs assignés à Kolda Energy et Electricité du Rip, est de 62%.

Le taux de réalisation d'atteinte des objectifs se présente ainsi par opérateur :

- Comasel Louga : 83%,
- Comasel Saint-Louis : 57%,
- ERA 52% ; et
- SCL 74%.

Par ailleurs, il convient de noter que les délais de réalisation des objectifs fixés dans les PPER sont échus pour tous les concessionnaires.

2.2.2. Les Gestionnaires Délégués Transitoires

Les Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) sont des sociétés à qui l'Etat a confié la gestion technico commerciale des localités électrifiées dans le cadre de ses programmes d'électrification rurale dans l'attente de l'arrivée des concessionnaires. Ceux qui sont en activité en 2019 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'Équipement et l'Énergie (SS2E) attributaire des localités rurales des départements de Dagana-Kaolack-Saint-Louis Kébémér-Louga-Linguère-Mbacké-Tivaoune-Kaolack-Nioro-Diourbel-Bambey-Kaffrine ;

Le nombre d'abonnés dans le périmètre de SS2E est passé de 1633 en 2018 à 1824 en 2019, soit une hausse de 12%.

Le groupement GSERM n'a pas transmis son rapport d'activités de 2019.

2.2.3. L'ERIL ENERSA

Le projet d'Électrification 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.

Pour l'année 2019, la société n'a pas transmis son rapport d'activités.

3. INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE ET DE MODIFICATION DE CONTRAT DE CONCESSION

Aux termes de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, toute entreprise envisageant de produire, de vendre ou de distribuer de l'énergie électrique par quelque moyen que ce soit, doit, au préalable, obtenir du Ministre chargé de l'Énergie une licence ou une concession de distribution et ce, après avis conforme de la Commission.

Toutefois, en cas d'appel d'offres, la Licence est accordée de plein droit, dans les mêmes formes et suivant les mêmes conditions prévues par les textes en vigueur.

Les demandes sont ainsi adressées au Ministre chargé de l'énergie qui les transmet à la Commission pour instruction et Avis.

Durant la phase d'instruction, la Commission organise une consultation publique d'une durée minimale de 30 jours afin de recueillir les avis et observations de toute personne intéressée par l'octroi du titre d'exercice.

En 2019, la Commission a instruit trois demandes d'octroi de licences de production et de vente d'énergie électrique introduites par les sociétés Kael Solaire S.A., Kahone Solaire S.A. et Malicounda Power S.A.S.

La Commission a également instruit une demande de modification du Contrat de concession de Senelec transmis par le Ministre chargé de l'Énergie. En effet, conformément à l'article 12 de la loi n°98-29 précitée, la Commission apporte toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou leur cahier des charges. Ainsi, toute demande de modification des contrats de Concession des opérateurs, nécessite l'avis de la Commission.

3.1. Avis relatifs à l'octroi de licences de production et de vente d'énergie électrique à KAEL SOLAIRE S.A et KAHONE SOLAIRE S.A.

La loi n° 2010-21 du 10 décembre 2010, portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables prévoit que la sélection des producteurs indépendants d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable se fait par appels d'offres lancés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité.

En application de cette disposition, un processus d'appel d'Offres avec phase de pré-qualification a été mené par la Commission dans le cadre de l'initiative « Scaling Solar » de la Banque mondiale au terme duquel le consortium ENGIE/MERIDIAM a été déclaré attributaire pour la conception, le financement, la construction, la mise en service et l'exploitation de centrales solaires à Touba, pour une puissance de 25 MWac et à Kahone, pour 35 MWac.

Les sociétés de projet Kael Solaire S.A et Kahone Solaire S.A ont été créées et chacune a signé un Contrat d'Achat d'Énergie (CAE) avec Senelec le 13 novembre 2018 pour l'exploitation respectivement de la centrale solaire de Touba et celle de Kahone.

Conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, le Ministre en charge de l'Énergie a, par courrier du 06 septembre 2019, transmis à la Commission pour Avis, les demandes de Licence de production et de vente d'énergie électrique introduite par KAEL SOLAIRE S.A. et KAHONE SOLAIRE S.A.

Conformément à la réglementation en vigueur, la Commission a émis des Avis favorables à l'octroi de Licences de production et de vente d'énergie électrique aux sociétés KAEL SOLAIRE S.A. et KAHONE SOLAIRE S.A.

3.2. Avis relatif à l'octroi d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Malicounda Power S.A.S

Suite à la validation par la Commission du Dossier d'Appel d'Offres (DAO) pour la réalisation et l'exploitation d'une centrale dual fuel de 120 MW à Malicounda, dans la région de Thiès, suivant la formule Build, Own, Operate and Transfer (BOOT), Senelec avait lancé sous la supervision de la Commission, une procédure d'appel d'offres restreintes, sans pré-qualification.

Au terme des travaux de la commission des marchés, auxquels la Commission a pris part en tant qu'observateur, Senelec a transmis à la Commission, le 03 octobre 2017, le rapport d'évaluation des offres qui attribue provisoirement le marché au Groupement Melec Power Gen Inc/ Matelec Group.

Se fondant sur le rapport de la commission des marchés de Senelec ainsi que celui de ses Experts ayant pris part aux travaux, la Commission a émis l'Avis n° 05-2017 du 09 octobre 2017 qui valide le choix porté sur le Groupement Melec Power Gen Inc/ Matelec Group.

La Commission a également pris part, en qualité d'observateur, aux négociations du Contrat d'Achat d'Energie électrique entre Senelec et le Groupement Melec Power Gen Inc/ Matelec Group. A l'issue des négociations, le Groupement a créé une société de projet de droit sénégalais, dénommée Malicounda Power S.A.S qui a signé un CAE avec Senelec, le 04 janvier 2018.

Le 13 mai 2019, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, pour avis, la demande de Licence de production et de vente d'énergie électrique introduite par la société Malicounda Power S.A.S.

La Commission a confirmé que le processus s'est déroulé en toute transparence et que la sélection du Groupement est conforme aux dispositions du Dossier d'Appel d'Offres.

En outre, au regard des dispositions de l'article 21 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998, la Licence de production d'énergie électrique est accordée de plein droit par le Ministre chargé de l'Energie à toute entreprise sélectionnée au terme d'un appel d'offres pour une production indépendante.

Par ces motifs, la Commission a émis un avis favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Malicounda Power S.A.S, pour l'exploitation d'une centrale dual fuel de 120 MW à Malicounda, dans la région de Thiès.

3.3. Avis relatifs à la demande de modification du Contrat de Concession de Senelec aux fins de prorogation de la période d'exclusivité

Aux termes de l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, Senelec est seule habilitée à exercer une activité d'achat en gros, et de vente en gros d'énergie électrique sur l'étendue du territoire national, pour une durée qui sera déterminée par le Contrat de Concession.

La période d'exclusivité relative à l'achat en gros qui devait arriver en 2009, a été prorogé de 10 ans pour prendre fin en 2019.

A l'approche de cette échéance, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, par lettre en date du 20 mars 2019, un projet d'avenant n°5 au Contrat de Concession aux fins de prorogation de la période d'exclusivité de 20 mois. Cette exclusivité devrait ainsi s'étendre jusqu'au 30 novembre 2020.

Ce délai correspond au temps nécessaire pour remplir un certain nombre de conditions juridique, technique, économique et comptable. Il s'agit de :

- l'effectivité du dégroupage, de la séparation comptable et de la filialisation des différents segments de Senelec ;
- la finalisation du Code réseau ;

- la définition de critères pour les clients éligibles ; et
- la définition des tarifs d'accès au réseau de transport.

Après la fin de la période, les grands consommateurs et les détaillants indépendants peuvent acheter de l'électricité auprès de producteurs indépendants.

Dans le cadre de l'instruction, la Commission a lancé une consultation publique, du 26 mars au 25 avril 2019, aux fins de requérir les observations et commentaires des parties intéressées, conformément à la réglementation en vigueur.

Au terme de la consultation publique et au regard des éléments susvisés, la Commission a émis l'avis n°01/2019 favorable à la prorogation de la période d'exclusivité de 20 mois.

Par la suite l'Avenant n°5 au Contrat de Concession a été signé par l'Etat et Senelec le 23 décembre 2019.

4. 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 missions 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 ce titre, 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, 06 dossiers de réclamation ont été instruits en 2019

Le premier dossier n° R/C 01/19 a concerné une saisine de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité par l'ECREEE sur le litige qui l'oppose à Energie R pour perception illégale des redevances auprès des villageois dans le cadre du projet Développement Durable par les Energies Renouvelables au Sud Est du Sénégal (DPER-SE). Dans le cadre de l'instruction, la Commission a saisi l'ASER en l'invitant à lui communiquer tous les éléments y relatifs. Le dossier est en cours d'instruction.

Le dossier n° R/C 02/19, concerne une réclamation du Responsable de conformité de Microcred qui a transmis à la Commission la lettre qu'il a adressée à Senelec relative à une demande d'abonnement portant sur un réseau financé par un tiers.

Faisant suite à la saisine de la Commission, Senelec informe que le problème a été résolu. Le dossier a été clôturé.

Le dossier n° R/C 03/19 concerne un litige qui oppose les populations du village de Thiamene au Concessionnaire Electricité du RIP et qui porte sur la non-application des mesures d'harmonisation tarifaire au niveau de leur localité.

La Commission a rappelé que le concessionnaire n'a pas jusqu'ici signé l'Avenant au Contrat de Concession proposé par l'Etat du Sénégal relatif à l'harmonisation tarifaire. Par conséquent les mesures d'harmonisation tarifaire ne peuvent pas être appliquées. Le dossier a été clôturé.

Le dossier n° R/C 04/19 concerne une réclamation du Directeur de l'école Botou dans la région de Tambacounda. Ce dernier a transmis à la Commission la lettre qu'il a adressée à ERA relative aux difficultés rencontrées sur la qualité de service et les demandes d'abonnement au niveau de sa localité.

Dans le cadre de l'instruction de ce dossier, la Commission a saisi ERA et lui a rappelé le respect de ses obligations contractuelles et de son règlement de service. Le dossier a été clôturé.

Concernant le dossier n° R/C 05 /19, le Directeur Général de FLEXEAU a saisi la Commission pour une demande de clarification sur les tarifs des clients productifs de ERA.

Dans sa réponse, la Commission a rappelé que le tarif des clients productifs applicable dans la concession de ERA est de 90,47 FCFA/kWh et sans distinction de l'usage. ERA a pris bonne note de la lettre de la Commission et a refacturé FLEXEAU. Le dossier a été clôturé.

Le dossier n° R/C 06 /19, est relatif à la réclamation du Directeur Général de CEREEQ qui a saisi la Commission suite à un changement de compteur ayant entraîné des dégâts matériels.

Dans le cadre de l'instruction de ce dossier, la Commission a saisi Senelec en lui demandant d'examiner la réclamation et de lui faire parvenir les éléments de réponse. Le dossier est en cours d'instruction.

5. RELATIONS PUBLIQUES ET COMMUNICATION

La Commission a poursuivi en 2019, les activités visant à se rapprocher des consommateurs d'électricité et des opérateurs.

✓ **Partenariat avec les associations de consommateurs et renforcement de capacités**

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 poursuivi les actions entamées avec les associations de consommateurs et la presse économique.

Pour rappel, la Commission a signé, en 2018, 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.

Ainsi, dans le cadre des rencontres périodiques avec les associations de consommateurs et conformément à la convention de partenariat signée avec ces dernières, la Commission a organisé un atelier de renforcement de capacités sur « La Gestion Des Secteurs Economiques en Réseaux : Concurrence, Regulation et Compliance », auquel ont pris part les associations de consommateurs ainsi que des membres du Collectif des journalistes économiques du Sénégal (Cojes).

✓ **Guide du consommateur**

La Commission a élaboré et vulgarisé un Guide du consommateur intitulé « Comprendre le secteur de l'électricité – Mon Guide » dont l'objectif est d'informer les consommateurs sur leurs droits et obligations tout en fournissant des indications pratiques sur le secteur de l'électricité.

Ce guide est disponible sur le site web de la Commission www.crse.sn.

✓ **Hausse des tarifs de l'électricité**

la Commission a organisé le jeudi 19 décembre 2019 à son siège, une séance d'informations à l'endroit des associations de consommateurs suite à la hausse des tarifs de l'électricité de décembre 2019.

Outre les explications et échanges sur la hausse, la Commission a rappelé les efforts consentis par l'Etat du Sénégal dans le secteur, notamment les compensations versées à Senelec et aux concessionnaires d'électrification rurale au titre de l'harmonisation tarifaire.

✓ **Journée de partage sur la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022**

Dans le cadre de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022, la Commission (CRSE) a convié les différents acteurs à une journée de partage sur le document de consultation publique.

Cet atelier qui s'est tenu au terme d'une consultation publique d'un mois, fut une occasion pour les parties prenantes, notamment le Ministre du Pétrole et des Energies, le Ministre des Finances et du Budget, le Conseil Economique et Social en Environnemental et les Associations de consommateur acteurs du secteur de l'électricité de donner leurs avis sur le bilan de la période tarifaire 2017-2019, les nouvelles normes et obligations fixées à Senelec et la méthodologie de révision de la CRSE.

La synthèse des observations reçues durant cette journée de partage est résumée à la page 15 du document.



atelier de formation des associations de consommateurs sur régulation-compliance



Cérémonie de présentation du Guide du consommateur



formation avec les associations de consommateurs



Le Président de la CRSE répondant aux questions des journalistes de TAMBA

6. ACTIVITES CONSULTATIVES

Dans le cadre de ses attributions consultatives, la Commission peut être saisie par le Ministre chargé de l'Énergie, pour avis, sur tous les projets de textes législatives et réglementaires intéressant le secteur ou de nature à avoir un impact sur la conception de la politique sectorielle.

La Commission a participé à l'étude portant sur « la mise en œuvre de l'achat du surplus d'électricité renouvelable résultant d'une autoproduction » et a partagé les projets de Contrats d'Achat d'Electricité (CAE) en Basse et Moyenne Tension incluant en annexe les exigences techniques de raccordement aux réseaux. Également, la Commission a formulé des avis sur les arrêtés relatifs au contrôle de conformité des installations électriques intérieures et sur le projet de loi gazière transmis par le Ministre chargé de l'Énergie dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie « Gas-to-Power » adoptée par le Gouvernement en novembre 2018.

6.1. Conditions de rachat du surplus d'énergie d'origine renouvelable

La Commission a fixé par Décision n° 2018-09 du 31 octobre 2018 les prix d'achat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre.

Pour la mise en œuvre de ladite Décision, des conditions préalables doivent être satisfaites, notamment la validation des projets de Contrats d'Achat d'Electricité (CAE) incluant les exigences techniques et commerciales de raccordement. Pour rappel, en 2018, ces projets de CAE ont été soumis à consultation publique.

En 2019, la Commission a transmis au MPE ces projets de documents tenant compte des observations des acteurs du secteur, notamment Senelec.

Ainsi, pour l'opérationnalisation de la Décision susvisée, la Commission a conduit avec le CEREEC (Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO), en collaboration avec la GIZ, une étude portant sur « la mise en œuvre de l'achat du surplus d'électricité renouvelable résultant d'une auto production ».

6.2. Projets d'arrêtés relatifs au contrôle de conformité des installations électriques intérieures

En vue de compléter le cadre réglementaire du décret n° 2017-1333 du 8 juin 2017 relatif au contrôle de conformité des installations électriques intérieures, le Ministre chargé de l'Énergie a transmis à la Commission le 19 novembre 2018 les projets d'arrêtés ci-dessous :

- arrêté portant approbation des guides techniques des réalisations des installations intérieures ;
- arrêté portant définition des conditions d'agrément pour exercer le contrôle de conformité des installations ;
- arrêté portant application du décret n° 2017 – 1333 du 8 juin 2017 relatif au contrôle de conformité des installations électriques intérieures ;
- arrêté portant agrément d'un organisme pour exercer le contrôle de conformité des installations électriques intérieures ; et
- arrêté portant fixation du barème pour le contrôle de conformité des installations électriques intérieures.

Après exploitation, la Commission a, par lettre du 02 mars 2019, transmis ses observations qui ont porté notamment sur :

- La suppression du visa relatif à l'Avis de la Commission sur le projet d'arrêté portant approbation des guides techniques de réalisation des installations électriques intérieures. En effet, au regard du décret n° 2017-1333, l'approbation des guides techniques n'est pas soumise à l'Avis de la Commission ; et
- Le rappel de la procédure d'obtention de l'attestation de conformité sur les guides techniques de réalisation des installations électriques intérieures.

Suites aux observations formulées, le Ministre chargé de l'Energie a, par lettre du 13 mai 2019, transmis à la Commission les nouvelles versions des projets d'arrêtés.

Après examen, la Commission a noté que conformément à la réglementation en vigueur, l'essentiel des observations qu'elle avait formulées ont été prises en compte.

6.3. Stratégie «Gas-to-Power»

Suite aux découvertes d'importants gisements gaziers au large des ses côtes sénégalaises, la stratégie « gas-to-power » a été adoptée en Conseil des Ministres du 21 novembre 2018. Elle définit la politique de développement de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

La Commission a participé aux travaux du Comité technique regroupant l'ensemble des parties prenantes sectorielles. Ledit comité a pour mission de coordonner les actions des différentes entités publiques impliquées dans la mise en œuvre de la stratégie et d'assurer l'interface entre elles et les partenaires privés en vue de la production d'électricité à partir du gaz local.

Par ailleurs, le Ministre chargé de l'Energie a transmis le projet de loi gazière, le 26 juillet 2019, à la Commission, pour avis, conformément à la réglementation en vigueur.

En retour, la Commission a formulé des observations qui ont notamment porté sur :

- la durée des licences et concessions pour prendre en compte comme à l'image du secteur de l'électricité, la durée d'amortissement des investissements ;
- la procédure de retrait et de rejet des demandes de licences et de concession afin de préciser clairement le rôle du Ministre chargé de l'Energie et celui de l'Organe de Régulation ; et
- la tarification dans le but de déterminer le principe de tarification et de définir le type de régulation applicable : prix plafond ou coût du service.

La loi n° 2020-06 portant « Code gazier » a été adoptée, le 07 février 2020. L'**encadré n°3** ci-après résume les principaux objectifs de ladite loi.

Le « Code gazier » vise à promouvoir la valorisation des segments intermédiaire et aval du gaz pour le développement de l'économie nationale, le renforcement du mix-énergétique et l'indépendance énergétique du Sénégal. Il prévoit :

- l'accès des tiers aux infrastructures gazières ;
- la participation du secteur privé national et étranger sous la supervision d'un régulateur chargé de garantir l'approvisionnement du marché en gaz ;
- la préservation de l'équilibre économique et financier du sous-secteur ;
- la protection des droits et des intérêts des consommateurs et des opérateurs ;
- l'obligation de respecter des normes de qualité des produits, de sécurité des installations et de préservation de l'environnement dans une perspective de développement durable.

7. AUTRES ACTIVITES

Au cours de l'année 2019, les autres activités du secteur de l'électricité auxquelles a participé la Commission concernent le Compact 2 du Millénium Challenge Corporation et l'élaboration du code réseau.

7.1. Le MILLENIUM CHALLENGE CORPORATION

Le Gouvernement du Sénégal et le Millennium Challenge Corporation (MCC) ont signé, en décembre 2018, le second Compact MCA-Sénégal axé sur le secteur de l'électricité. Ce Programme, dont la mise en œuvre est prévue sur une durée de cinq (05) ans, est composé des trois (03) projets suivants :

- *le projet Transport* axé sur la modernisation et le renforcement du réseau de transport de Senelec pour permettre d'améliorer la qualité du réseau de Senelec en vue de réduire les dépenses coûteuses des ménages et des entreprises en énergie de substitution ;
- *le projet Accès* portant sur l'accroissement de l'accès en milieu rural et périurbain pour améliorer le taux d'électrification en milieu périurbain et rural afin de promouvoir le développement de chaînes de valeurs ainsi que l'accès à l'électricité dans les zones isolées à faible densité de charge ; et
- *le projet Réforme* qui vise la mise en place d'un environnement propice, le renforcement des capacités du secteur pour un meilleur climat des affaires pour les investisseurs privés, le renforcement de la régulation et de la concurrence dans le secteur de l'énergie et l'amélioration de la qualité des services et des produits énergétiques.

Dans le cadre de ce programme, le MCA s'est appuyé entre autres sur la feuille de route du sous-secteur de l'électricité, adoptée par le Gouvernement du Sénégal, permettant d'identifier les réformes et la stratégie à mettre en œuvre pour l'atteinte des objectifs fixés à l'horizon 2035 et sur les études de faisabilités techniques, économiques, environnementales et sociales liées à la mise en œuvre des différents projets.

La Commission a participé à la mise en œuvre des activités déroulées au cours de l'année 2019 ; à savoir l'élaboration des termes de référence portant sur les recrutements des consultants en charge d'élaborer les projets de textes portant sur le Code de l'électricité et la Loi sur le régulateur ainsi que l'étude du coût de service de l'électricité et de proposition de méthodologie tarifaire.

7.2. Le Code réseau

Le Sénégal s'achemine vers l'ouverture du marché de la vente d'électricité en gros ; ce qui nécessitera un accès des tiers au réseau. C'est dans ce cadre qu'une procédure d'élaboration d'un Code réseau a été entamée. Ce Code réseau devra organiser les conditions d'accès aux réseaux, définir les principes et règles d'exploitation et de gestion du réseau, assurer la sécurité et la stabilité du système électrique ainsi que la transparence et la non-discrimination à l'accès. Le Code réseau devra également être cohérent avec les exigences du fonctionnement du système régional tel que défini par les documents d'exploitation du système d'échange d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest ainsi qu'avec les réglementations en vigueur dans le pays.

Les modalités de mise en place de ce Code réseau reposent sur le pilotage du processus par la Senelec sous la supervision de la Commission qui devra également approuver le document final. Des Experts de la Commission sont également membres de l'équipe en charge de la validation des livrables du Consultant en charge de l'élaboration du Code Réseau.

Ainsi, dans ce cadre, la Commission, a pris part, en 2019, aux travaux d'élaboration des Termes de référence du projet de code, avec l'appui d'un consultant.

8. FORMATIONS ET SEMINAIRES

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 notamment sur :

- l'économie de la chaîne gazière ;
- la pratique de l'analyse financière : maîtrise du diagnostic ;
- la gestion des contrats de Partenariat Public Privé (PPP) ;
- le financement de projet énergétique ;
- la communication corporate à l'ère du digital ;
- la régulation efficace du secteur électrique dans un marché ouvert ;
- la surveillance des marchés de l'électricité – ERRA ; et
- l'outil de calcul des Tarifs de Transport ;
- le « gaz-to-power » ;
- la planification des réseaux électriques ;
- l'amont pétrolier.

Outre, les programmes de formation, la Commission a pris part à des rencontres internationales et voyages d'étude, notamment sur :

- la 9^{ème} Assemblée Générale de l'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA) et la semaine d'Abu Dhabi ;
- l'atelier régional sur les questions émergentes en matière de réglementation du secteur de l'électricité BAD/NARUC ;
- le marché de l'électricité aux Etats-Unis avec l'ARREC ;
- le « Gaz-To-Power » en Jordanie et en Turquie ;
- l'atelier Régional sur le renforcement de capacités des pays membres en matière de négociation de contrat avec les promoteurs privés de projets d'énergies renouvelables organisé par l'UEMOA ;
- l'atelier de la BAD sur l'efficacité énergétique ;

9. COOPERATION INTERNATIONALE

La coopération internationale en 2019 a porté sur les activités menées dans le cadre :

- du partenariat avec la « National Association of Regulatory Utility Commissioners » (NARUC) ;
- du Réseau Francophone des Régulateurs de l'Énergie (RegulaE.Fr) ;
- de « African Forum for Utility Regulators » (AFUR) ;
- de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC) ; et
- de la BAD avec l'Indice de Régulation du secteur de l'électricité.

9.1. NARUC

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) dont l'objectif est 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.

En 2019, les ateliers de partenariat ont essentiellement porté sur les appels d'offres pour la production d'électricité et la comptabilité régulatoire.

Ces ateliers animés par les Experts et Commissaires de NARUC ont vu la participation des représentants du Ministère en charge de l'Énergie et de Senelec, de l'ASER et du Régulateur Béninois.

9.2. RegulaE.Fr

Dans le cadre des activités du Réseau Francophone des Régulateurs de l'Énergie, la Commission a participé à l'atelier sur les Énergies Renouvelables qui s'est tenu du 30 juin au 05 juillet 2019 à Cotonou.

Elle a également pris part à la mission de coordination des activités du Réseau Francophone des Régulateurs de l'Énergie qui s'est déroulée du 25 septembre au 02 octobre 2019 à NIAMEY.

Enfin, la Commission a pris part, du 16 au 22 novembre 2019 à Luxembourg, à l'Assemblée Générale de RegulaE.Fr et à l'atelier de travail sur la séparation comptable et juridique du monopole historique.

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'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC) au cours de l'année 2019 :

- la 14^{ème} réunion des Comités Consultatifs des régulateurs et des opérateurs de l'ARREC, tenue du 09 au 12 décembre 2019 à Accra (Ghana). La réunion avait pour objet d'examiner le projet de règles d'accès aux réseaux transfrontaliers, le projet de Feuille de route pour l'accès au marché régional et l'harmonisation des marchés nationaux ainsi que la comparaison des tarifs d'électricité dans les pays membres de la CEDEAO.
- la première réunion du Groupe de Travail Tarification et Performance (GTTP) de l'ARREC, tenue sa première réunion du 28 au 29 mai 2019, à Accra (Ghana) qui s'inscrit dans le cadre de la préparation pour la mise en œuvre de la Méthodologie tarifaire régionale. Elle a porté sur l'examen des

termes de référence (TdR) pour le recrutement d'un Consultant devant assister l'ARREC dans l'examen du modèle de calcul des tarifs de transport ainsi que le rapport de démarrage et le projet de formulaire de collecte de données de l'étude sur la Comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité dans les États membres de la CEDEAO.

- la seconde réunion du GTTP, s'est tenue du 14 au 15 octobre 2019, à Abidjan (Côte d'Ivoire). Cette dernière s'inscrit dans le cadre de la restitution de l'Étude sur la comparaison harmonisée des tarifs harmonisés de l'électricité dans les États membres de la CEDEAO commanditée par l'ARREC et soutenue par la BAD.

Par ailleurs, la Commission a pris part à la réunion des responsables de communication des autorités de régulation de l'ARREC tenue les 19 et 20 mars 2019, dans la localité de TUTU AKWAPEM (Ghana). L'objectif est de mettre en place un réseau de communicants dont les actions contribueront à rendre renforcer la visibilité des organes de régulation, plus visibles et mieux connus.

9.4. AFUR

La Commission a pris part à la 16^{ème} Conférence de « African Forum for Utility Regulators » (AFUR) tenue du 25 au 29 novembre 2019 au Caire en Egypte. Concomitamment à la conférence de l'AFUR, s'est déroulé le 5^{ème} « Program for Infrastructure Development in Africa » (PIDA) Week.

La 16^{ème} conférence de l'AFUR a été organisée par son le Secrétariat Général de l'AFUR en collaboration avec l'Autorité Égyptienne en charge de réguler l'opérateur électrique et de protéger les consommateurs (Egypt-ERA) et l'Agence de Développement de l'Union Africaine (AUDA – NEPAD). Quant au Le PIDA Week, il a été organisé par la Banque Africaine de Développement (BAD) et l'Agence de Développement de l'Union Africaine (AUDA – NEPAD).

Le thème de cette 16^{ème} Conférence de l'AFUR portait sur le développement des infrastructures intelligentes en Afrique tandis que celui du 5^{ème} PIDA concernait les moyens à mettre en œuvre afin de positionner l'Afrique, à l'horizon 2063, dans une dimension d'intégration économique à travers le développement d'infrastructures.

9.5. BAD – Indice de Réglementation de l'Electricité (ERI)

Pour accélérer les réformes de la réglementation du secteur de l'électricité, la Banque Africaine de Développement a lancé, en 2018, l'Indice de Réglementation de l'Electricité (ERI).

L'ERI est une évaluation des systèmes comparative, pays par pays, de l'état de la réglementation du secteur de l'électricité des pays africains ainsi que sa conformité aux meilleures pratiques internationales de l'industrie électrique.

L'ERI repose sur trois sous-indices :

- l'Indice de gouvernance réglementaire (RGI) qui évalue dans quelle mesure la législation, les procédures, les normes et les politiques régissant le secteur de l'électricité confèrent transparence, prévisibilité et crédibilité à une autorité de régulation, et ce, à l'aune des normes internationales.
- l'Indice de substance réglementaire (RSI) qui évalue à quel point les autorités de régulation du secteur de l'électricité s'acquittent de leur mandat et mettent en œuvre les pratiques et processus de régulation qui conditionnent les effets de la réglementation.
- l'Indice d'effet réglementaire (ROI) qui évalue, du point de vue des compagnies d'électricité et des consommateurs, dans quelle mesure l'autorité de régulation exerce un impact positif ou négatif sur le secteur.

Ensemble, le RGI et le RSI évaluent l'efficacité d'un environnement réglementaire à soutenir les réformes du secteur de l'électricité, promouvoir l'efficacité et atteindre les objectifs nationaux.

L'édition de l'ERI 2019 tenue du 13 au 14 février 2019 à Abidjan, a vu la participation de 34 pays provenant de toutes zones géographiques et linguistiques du continent africain dont le Sénégal représenté par la Commission.

La BAD a publié, courant mars 2020, son rapport sur les résultats de l'ERI pour l'année 2019 qui classe la Commission de Régulation du Secteur de l'électricité du Sénégal à la première place en Afrique francophone et en zone CEDEAO.



Coopération CRSE NARUC

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 2019 est arrêté en ressources et en emplois à la somme de deux milliards trois cent quarante et un millions huit cent quatre-vingt-un mille sept cent vingt-cinq (2 341 881 725) de FCFA.

10.1. Ressources

Au 31 décembre 2019, les ressources du budget sont mobilisées à hauteur de 99,77%, soit 2 336 401 127 F CFA. Les montants mobilisés sont ainsi répartis :

Tableau 10 : Réalisation des ressources de la CRSE

Rubriques	2018		2019	
	Montant	Taux de réalisation	Montant	Taux de réalisation
Ressources	2 311 652 285	99,70%	2 336 401 127	99,77%
Solde de trésorerie N-1	452 634 871	100,00%	410 640 006	100,00%
Redevance N	1 851 517 414	100,00%	1 903 261 121	99,32%
Frais d'instruction	7 500 000	50,00%	22 500 000	150,00%

Les ressources attendues au titre des redevances, d'un montant de 1 916 241 719 FCFA ont été mobilisées à hauteur de 99,32%. Les niveaux de mobilisation de la redevance par opérateur se présentent comme suit :

Tableau 11 : Mobilisation de la redevance 2019

Opérateur	Montant notifié	Montant payé	Taux de mobilisation
CES SENDOU	8 459 788		0%
CONTOUR GLOBAL	67 470 739	67 470 739	100%
ENERGY RESOURCES	3 226 318	3 226 318	100%
INNOVENT SENEGAL	2 106 096	2 106 096	100%
KOUNOUNE POWER	18 923 664	18 923 664	100%
SENELEC	1 739 394 590	1 739 394 588	100%
SENERGY 2	4 066 435	4 066 435	100%
SENERGY PV SA	6 137 716	6 137 716	100%
SOLARIA KIMA	4 520 808		0%
TEN MERINA NDAKHAR	6 176 297	6 176 297	100%
TOBENE POWER	55 759 268	55 759 268	100%
Total général	1 916 241 719	1 903 261 121	99,77%

10.2. Emplois

Les prévisions des dépenses d'investissement et des dépenses de fonctionnement ont été exécutés à hauteur de 91%.

Le détail des emplois est fourni dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 12 : Répartition des emplois

Rubriques	2018		2019	
	Budget	Part	Montant	Part
Emplois	2 319 152 285		2 341 881 725	
Investissement	254 250 000	11%	240 000 000	10%
Acquisition de véhicules	35 250 000	2%	40 000 000	2%
Equipements de bureau	19 000 000	1%	15 000 000	1%
Acquisition Terrain	150 000 000	6%	150 000 000	6%
Equipements informatiques	50 000 000	2%	35 000 000	1%
Fonctionnement	2 057 902 285	89%	2 094 881 725	89%
Salaires et Traitements	1 009 287 949	44%	1 036 218 365	44%
Autres Charges de Personnel	351 051 336	15%	404 465 360	17%
Missions et Formation	163 000 000	7%	185 000 000	8%
Prestations externalisées	96 355 000	4%	56 355 000	2%
Autres services extérieurs	383 208 000	17%	392 843 000	17%
Concours Divers	55 000 000	2%	20 000 000	1%
Divers et Imprévus	7 000 000	0,30%	7 000 000	0,30%

Tableau 13: Réalisation des emplois

Rubriques	2018		2019			
	Budget	Réalisation au 31 décembre 2018	Tx de réalisation	Montant	Réalisation au 31 décembre 2019	Tx de réalisation
Emplois	2 319 152 285	242 592 894	10%	2 341 881 725	2 139 601 106	91%
Investissement	254 250 000	237 746 152	94%	240 000 000	184 289 793	77%
Acquisition de véhicules	35 250 000	35 250 000	100%	40 000 000		0%
Equipements de bureau	19 000 000	15 000 000	79%	15 000 000	5 853 726	39%
Acquisition Terrain	150 000 000	150 000 000	100%	150 000 000	150 000 000	100%
Equipements informatiques	50 000 000	37 496 152	75%	35 000 000	28 436 067	81%
Fonctionnement	2 057 902 285		0%	2 094 881 725	1 952 669 874	93%
Salaires et Traitements	1 009 287 949	880 589 852	87%	1 036 218 365	955 644 759	92%
Autres Charges de Personnel	351 051 336	338 943 572	97%	404 465 360	558 527 648	138%
Missions et Formation	163 000 000	143 382 916	88%	185 000 000	149 531 520	81%
Prestations externalisées	96 355 000	90 055 259	93%	56 355 000	15 974 845	28%
Autres services extérieurs	383 208 000	268 117 864	70%	392 843 000	258 754 335	66%
Concours Divers	55 000 000	51 278 444	93%	20 000 000	14 236 767	71%
Divers et Imprévus	7 000 000	4 846 742	69%	7 000 000	2 641 439	38%

Le budget d'investissement d'un montant de 240 000 000 FCFA a été réalisé à hauteur de 77%. Quant au budget de fonctionnement, il a été exécuté à 93%.

Pour rappel, conformément aux dispositions de l'article 9 de la loi n°98-29, les états financiers de 2019, joints en annexe, sont transmis à la Cour des comptes après leur certification par un Cabinet d'Audit indépendant.

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 2019, l'offre de production a été marquée par l'accroissement de la puissance installée avec la mise en service de la nouvelle centrale solaire de Diass dans le parc de production de Senelec, le Parc éolien de Taïba Ndiaye et de la nouvelle centrale de location KarpowerShip.

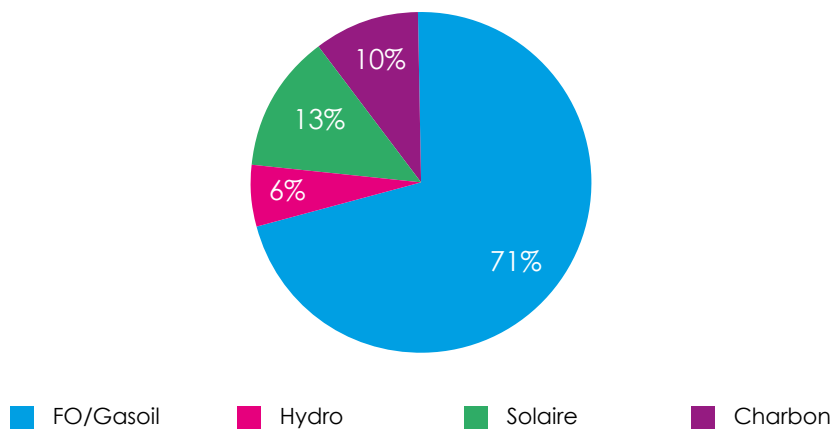
11.2. Capacité

La puissance installée est de 1 368,10 MW sur le Réseau Interconnecté (RI) et de 67,89 MW sur le Réseau Non Interconnecté (RNI), soit un total de 1435,99 MW à fin 2019. Cette puissance a connu une augmentation de 15% par rapport à 2018 avec la mise en service de la centrale solaire de Diass (23 MW) et , de la centrale de location KarpowerShip HFO/GNL(120MW) et de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye (55,2 MW)

Le parc de production reste dominé par les centrales fonctionnant au fioul lourd et au diesel. Toutefois, il est noté des avancées dans le domaine du solaire avec l'arrivée de la centrale solaire de Diass qui a fait passer l'offre cumulée de 143 MW en 2018 à 166 MW en 2019, soit une évolution de 16%.

Concernant la puissance exploitable ou assignée, elle a augmenté en conséquence, en passant de 975 MW en 2018 à 1200 MW en 2019. Elle représente 84% de la puissance installée. La répartition de la puissance assignée par source d'énergie est représentée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 4 : Puissance assignée par source d'énergie



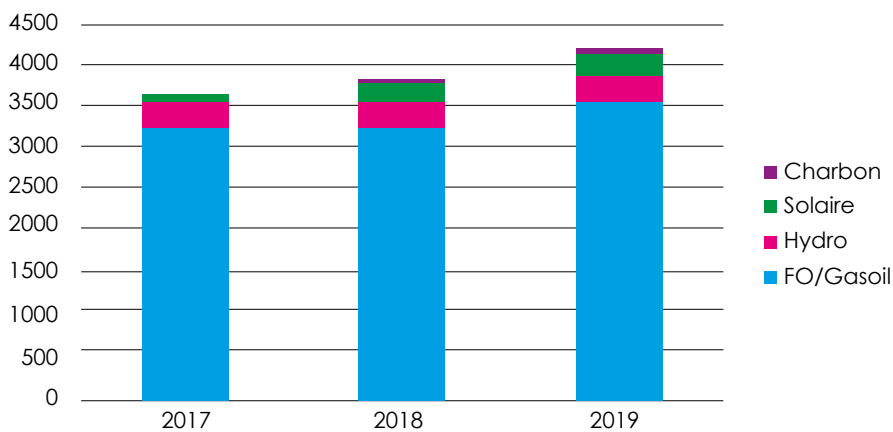
11.3. Production

L'énergie totale produite par Senelec et les producteurs indépendants s'élève à 4 240,94 GWh en 2019 contre 3 916,55 GWh en 2018, soit une augmentation de 8 %.

La part des achats d'énergie auprès des producteurs indépendants (y compris Manantali, Félou, Somelec et les autoproducteurs) est estimée à 2 153,24 GWh. Elle représente 51% de la production totale d'électricité de 2019.

La production brute sur le RI, de 1943,99 GWh, représente 44% de l'énergie totale produite. L'évolution de la production brute est donnée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 5 : Evolution de la production brute par source d'énergie

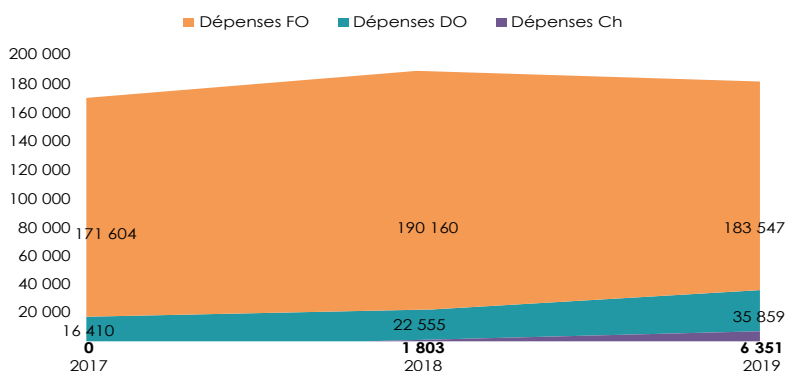


11.4. Dépenses en combustibles

Les dépenses en combustibles ont augmenté en passant de 214, 518 milliards en 2018 à 226, 336 milliards de FCFA en 2019.

Les consommations en FO, représentent 81 % des dépenses totales en combustibles en 2019, et ont augmenté sur la période en passant de 662 633 tonnes en 2018 à 671 823 tonnes en 2019. Les consommations en DO Gasoil qui étaient de 54 179 tonnes en 2018 sont passés à 86 593 tonnes en 2019, soit 16% des dépenses totales. La consommation en charbon de la centrale de Sendou est passée de 54 159 tonnes en 2018 à 115 722 tonnes en 2019 soit 3% des dépenses totales en combustible.

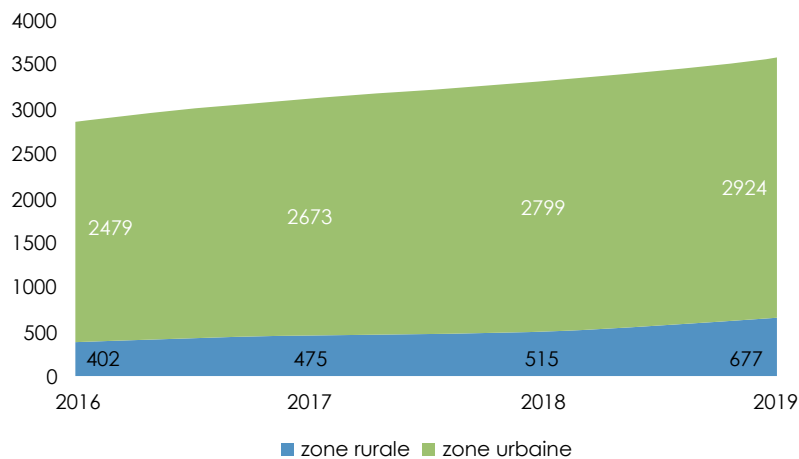
Graphique 6 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA



11.5. Ventes

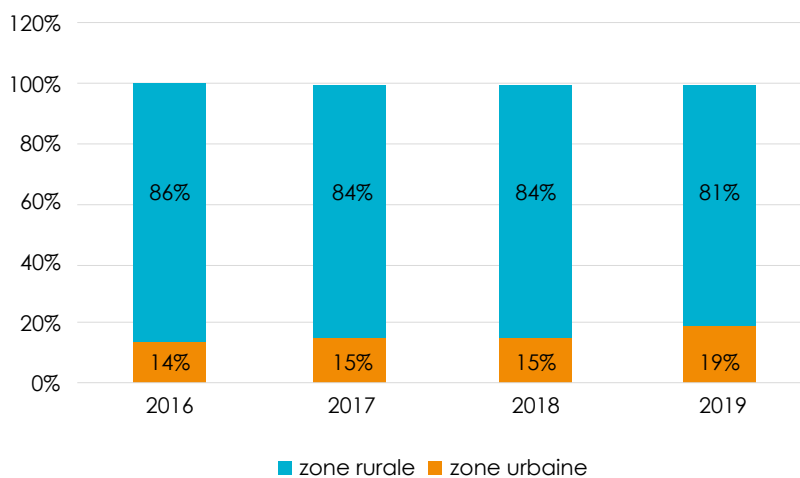
Les ventes de Senelec sont passées de 3 325 GWh en 2018 à 3 616,38 GWh en 2019, soit une augmentation de 9 %. Le rythme de croissance des ventes de 2019 a progressé de 4% par rapport à 2018.

Graphique 7 : 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 précédentes. Sur l'année 2019, le poids des ventes en zone urbaine de 81% a légèrement baissé par rapport à celui de l'année 2018 qui était de 84 %. Cette baisse est en faveur de la zone rurale dont le poids des ventes est passé de 15% en 2018 à 19% en 2019.

Graphique 8 : Répartition géographique des ventes

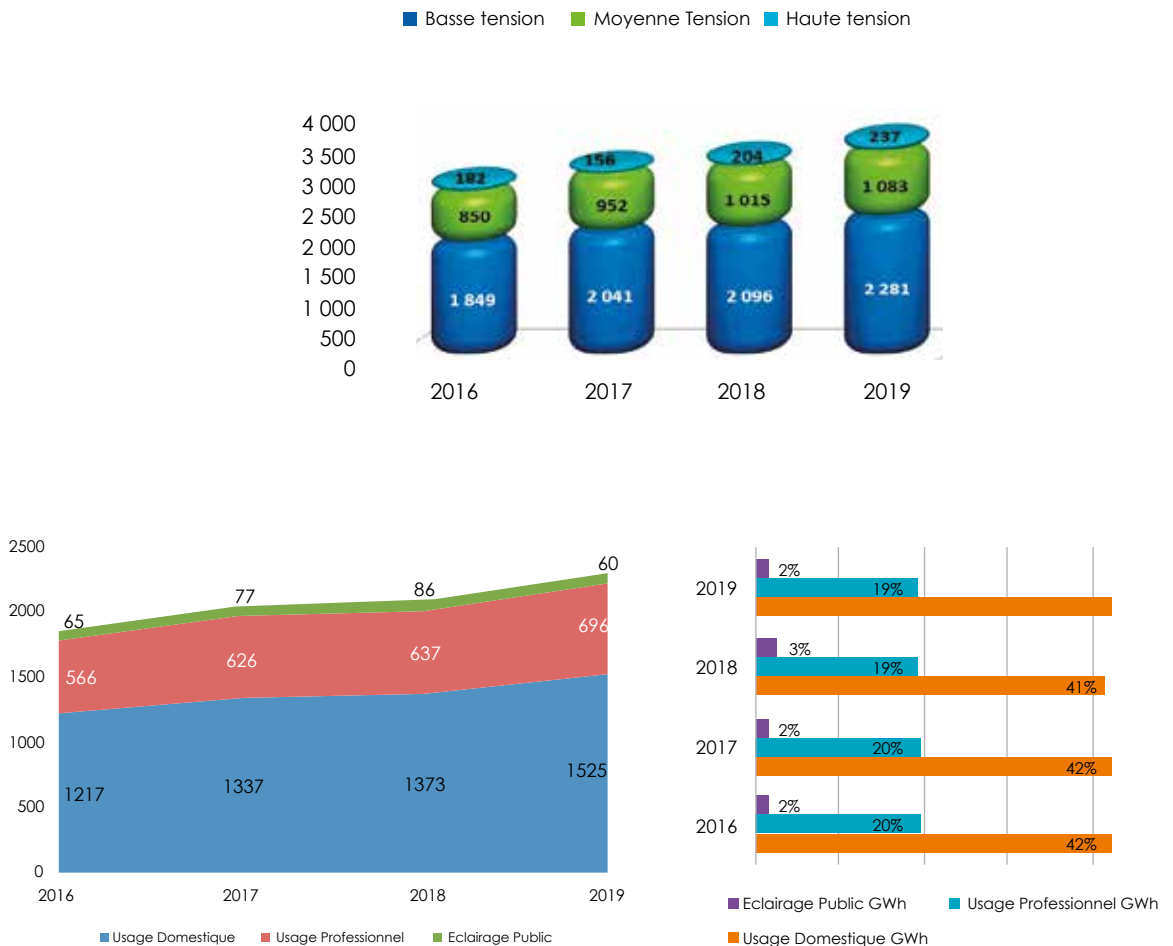


Comparé à 2018, les ventes par niveau de tension ont augmenté de 8,65% en 2019. Les ventes d'énergie en 2019 restent dominées par la BT qui représente 63% tandis que la MT et la HT sont respectivement à 30% et 7%.

La progression des ventes BT de 8,8% en 2019 a connu une hausse par rapport à celle de 2018 (3%). Par contre l'évolution des ventes MT (6,7%) et HT (16,6%) en 2019 enregistre une légère baisse par rapport à 2018 qui étaient respectivement à 7% et 31%.

Par ailleurs, la structure des ventes en 2019 a légèrement évolué par rapport aux années précédentes pour les usages domestiques et professionnels au moment où les ventes au niveau de l'éclairage public a baissé. Cette baisse n'est que théorique et s'explique par un problème de facturation à la suite du basculement vers le nouveau système d'information. Les usages domestiques représentent 42% des ventes alors que les usages professionnels et l'éclairage public en constituent respectivement 19% et 3%.

Graphique 9 : Structure des ventes (GWh)



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 2019 comparée à l'année précédente.

Ainsi l'ENF totale est évaluée à 16,85 GWh en 2019 contre 21,87 GWh en 2018, soit une baisse de 23%. La limite d'ENF en 2019, estimée à 36 GWh d'ENF pour Senelec conformément à la norme fixée dans les conditions tarifaires de la période 2017- 2019, a été respectée.

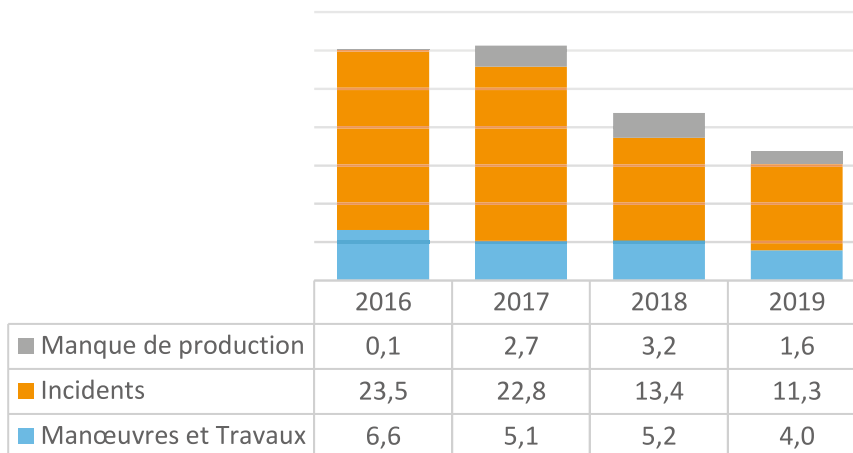
L'Energie Non Fournie à la suite des interruptions de service reste dominée par les incidents réseaux qui représentent 67% de l'ENF totale. Cette ENF est passée de 13,4 GWh en 2018 à 11,3 GWh en 2019 soit une baisse de 16%.

L'Energie Non Fournie due au déficit de production, représente 10% de l'ENF, et a connu une baisse de 50% par rapport à 2018.

L'Energie Non Fournie résultant des travaux programmés pour la maintenance des ouvrages ou le raccordement de nouveaux ouvrages représente 23% de l'ENF de 2019 et a également connu une baisse de 24% par rapport à 2018.

La figure ci-dessous montre l'évolution de l'ENF par nature d'interruption.

Graphique 10 : Evolution de l'Energie Non Fournie en GWh



Par ailleurs, les indicateurs standards de qualité de service SAIFI (Indicateur de fréquence moyenne d'interruption de service) et SAIDI (Indicateur de durée moyenne d'interruption de service) évalués par Senelec ont connu une importante baisse en 2019 par rapport à ceux de 2018.

Ainsi, le SAIDI est passé de 17h22 mn en 2018 à 10h05 mn en 2019.

Le SAIFI est passé de 19 interruptions par client en 2018 à 11 interruptions par client en 2019.

Les détails sur l'évolution des deux indicateurs sur les quatre dernières années sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 14 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI

INDICATEURS	2016	2017	2018	2019
SAIFI (interruptions/client/an)	50,44	30,45	19,03	11,11
SAIDI (durée/client/an)	95h38	53h18	17h22	10h05

11.7. Situation financière des opérateurs

11.7.1. Senelec

L'analyse de la situation financière de Senelec est axée sur l'évolution du chiffre d'affaires, du résultat de l'opérateur, sur l'appréciation de ses performances ainsi que sa structure de financement. Elle est effectuée sur la base de ses états financiers de 2019.

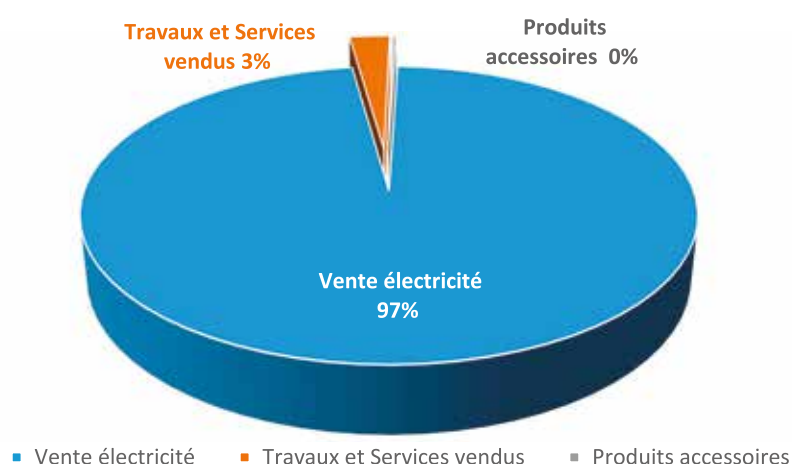
✓ Le Chiffre d'affaires

Senelec a enregistré un chiffre d'affaires (CA) de 508 442 millions de FCFA en 2019 contre 512 687 millions de FCFA en 2018 ; soit une baisse de 4 244 millions FCFA en valeur absolue et de 0,8% en valeur relative.

Le chiffre d'affaires est ainsi structuré :

- ventes d'électricité : 494 314 millions de FCFA ; soit 97,2% du CA,
- travaux et services vendus : 13 091 millions de FCFA ; soit 2,16 % du CA et
- produits accessoires : 1 036 millions de FCFA ; soit 0,2% du CA.

Graphique 11 : Structure du Chiffre d'Affaires de Senelec



Cette baisse du chiffre d'affaires de Senelec s'explique par le repli de 1,4% enregistré sur les ventes d'électricité qui représentent 97,2% du chiffre d'affaires global. Il est à noter que les travaux et services vendus ont augmenté de 18,1% et les produits accessoires de 5 fois comparativement à 2018.

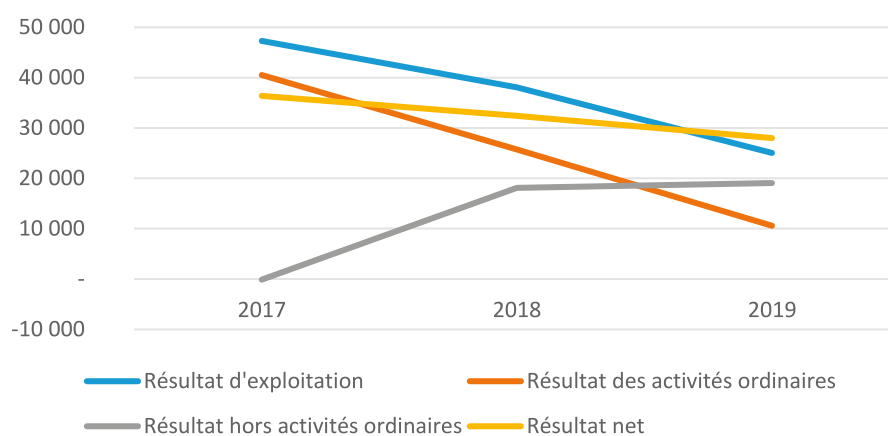
✓ Les soldes de gestion

Le résultat d'exploitation de Senelec a baissé de 34,2%, passant de 38 051 millions de FCFA en 2018 à 25 038 millions en 2019. Le résultat des activités ordinaires est sur la même tendance, passant de 25 701

millions de FCFA en 2018 à 10 582 millions de FCFA ; soit un repli de 58,8%. Le résultat financier a également baissé de 17,1%, passant de -12 349 millions FCFA en 2018 à -14 456 millions de FCFA en 2019. Senelec, au titre de l'année 2019, a enregistré un résultat net de 27 992 millions de FCFA contre 32 434 millions de FCFA en 2018 ; soit une baisse de 13,7%.

Sur la période tarifaire 2017-2019, Senelec, a régulièrement enregistré une baisse de son résultat d'exploitation, de son résultat des activités ordinaires et de son résultat net ; en atteste le graphique ci-dessous.

Graphique 12 : Evolution des soldes de gestion (en Millions de FCFA)



✓ Les performances

Le rapport entre les charges d'exploitation et les produits d'exploitation est passé de 90,1% en 2017 à 93% en 2018 et se chiffre à 95,66% en 2019. Ainsi, il apparaît que Senelec enregistre depuis 2017 une augmentation des charges plus soutenue que celle des produits.

Tableau 15: Ratios de maîtrise des charges de Senelec

RUBRIQUES	2017	2018	2019
Consommation de MP / Vente Electricité	66,30%	65,30%	70%
Autres achats et variation de stocks / Chiffre d'affaires	2,50%	2,50%	2,00%
Transport / Produits d'exploitation	0,30%	0,40%	0,5%
Services Extérieurs / Produits d'exploitation	6,90%	7,10%	7,0%
Impôts et taxes / Produits d'exploitation	1,50%	2,50%	1,1%
Autres charges / Produits d'exploitation	4,20%	2,40%	7,8%
Charges de personnel / Produits d'exploitation	11,90%	10,20%	10,6%
Dotation aux amortissements / Produits d'exploitation	5,10%	7,80%	7,6%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION / PRODUITS D'EXPLOITATION	90,10%	93%	95,66%

Après la hausse enregistrée sur la période 2017-2018, les taux de Valeur Ajoutée (Valeur Ajoutée/Chiffre d'Affaires) et d'Excédent Brut d'Exploitation (Excédent brut d'Exploitation/Chiffre d'affaires) de Senelec ont respectivement baissé de 12% et de 24,2% sur la période 2018-2019. Les performances de Senelec quant à ses capacités de création de Valeur Ajoutée et de génération d'Excédent Brut d'Exploitation ont ainsi donc baissé entre 2018 et 2019.

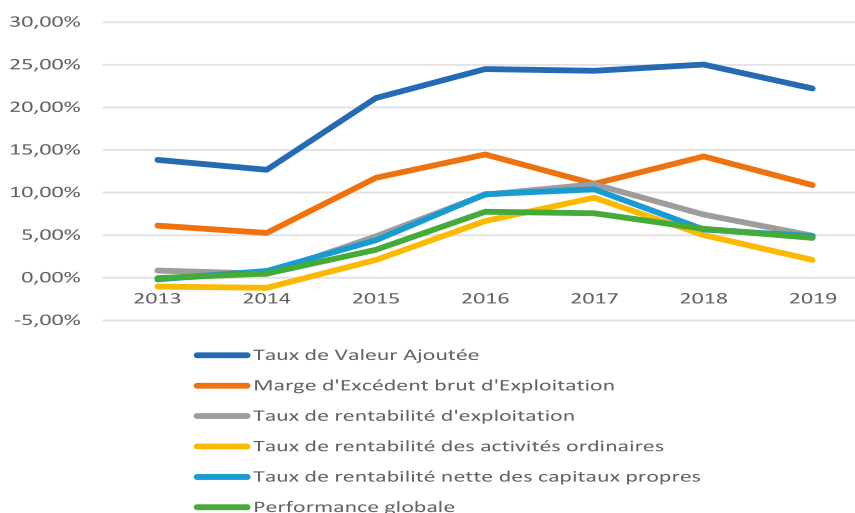
Le taux de rentabilité d'exploitation (résultat d'exploitation/Chiffre d'Affaires) a également connu un fléchissement de 34,2% sur la période 2018-2019 suite à la baisse de 32,33% enregistrée entre 2017 et 2018. La performance globale de Senelec suit la même logique baissière au regard du ratio « Résultat net / Total produits » qui a baissé de 18,3% entre 2018 et 2019. Sur la même période, la Rentabilité Nette des Capitaux Propres (Résultat Net/capitaux Propres) a également baissé de 14%.

Tableau 16 : Ratios de rentabilité d'exploitation et financière

RUBRIQUES	FORMULES	2017	2018	2019	Variation 2018/2019
Taux de Valeur Ajoutée	Valeur Ajoutée / Chiffre d'Affaires	24,30%	25,03%	22,21%	-11,3%
Marge d'Excédent brut d'Exploitation	Excédent Brut d'Exploitation / Chiffre d'Affaires	11,02%	14,24%	10,88%	-23,6%
Taux de rentabilité d'exploitation	Résultat d'Exploitation / Chiffre d'Affaires	10,97%	7,42%	4,92%	-33,6%
Marge de Résultat des Activités Ordinaires	Résultat des Activités Ordinaires / Chiffre d'Affaires	9,40%	5,01%	2,08%	-58,5%
Taux de rentabilité nette des capitaux propres	Résultat net / Capitaux Propres	10,39%	5,67%	4,88%	-14,0%
Performance globale	Résultat Net / Total Produits	7,58%	5,74%	4,69%	-18,3%

La performance globale (Résultat net / Total Produits) de l'opérateur est sur une tendance baissière depuis 2016.

Graphique 13 : 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 117 234 millions FCFA ;

- un Besoin en Fonds de Roulement (Actif circulant – Passif circulant) de 60 326 millions de FCFA entièrement couvert par le Fonds de Roulement ; et
- un ratio d'autonomie financière, de 1,13 attestant de la capacité d'endettement de la société.

Tableau 17 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2018-2019

RATIO	FORMULE	2016	2017	2018	2019
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,37	1,3	1,18	1,12
Equilibre Financier	Capitaux Permanents / (Emplois Stables + BFR)	1,02	1,01	0,99	1,06
Autonomie Financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	1,2	1,13	1,31	1,13
Liquidité	Actif Circulant / Passif Circulant	1,65	1,63	1,5	1,15

11.7.2. Les concessionnaires d'électrification rurale

11.7.2.1. COMASEL Saint-Louis

✓ Rentabilité

L'exploitation de la Concession Dagana - Podor - Saint-Louis par Comasel Saint-Louis a généré en 2019 un chiffre d'affaires de 1 095,5 millions de FCFA contre 786,8 millions de FCFA en 2018 ; soit une hausse de 39%. Cette performance commerciale résulte des effets combinés de :

- la hausse de 38,33% du nombre d'abonnés qui est passé de 8 090 clients en 2018 à 11 191 clients en 2019 ; et
- l'augmentation 62,2% de la consommation moyenne par client qui évolue passe de 451,17 KWh en 2018 est passé à 732,20 KWh en 2019.

Le résultat net généré en 2019 s'élève à 108 millions de FCFA contre 18,85 millions en 2018. Cette importante hausse du résultat net sur la période s'explique par l'augmentation du chiffre d'affaires mais également et surtout, par une meilleure maîtrise des charges d'exploitation ; en attestent :

- le taux de Valeur Ajoutée qui est passé de 20,6% en 2018 à 35,6% en 2019 ;
- le taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui, de 5,2% en 2018 est passé à 22% en 2019 ;
- la Rentabilité d'Exploitation qui est passée de 1,63% en 2018 à 23,10% en 2019.

Globalement, COMASEL Saint-Louis a amélioré de manière significative ses performances comparativement à 2018 avec le rapport « résultat comptable net / Total produits » qui est passé de 1,37% à 6,84%.

De manière générale, COMASEL Saint-Louis poursuit depuis 2018 sa tendance de hausse significative de son niveau d'activité et d'une meilleure maîtrise de ses charges d'exploitation ; relevant ainsi de manière substantiel son résultat net et s'affranchissant du cycle déficitaire dans lequel il s'était inscrit depuis le démarrage de l'exploitation de la concession.

✓ Structure de financement

La structure bilancielle de COMASEL Saint-Louis fait état :

- de capitaux permanents ayant permis de financer entièrement les immobilisations et de dégager un fonds de roulement (FR) de 488,6 millions de FCFA,
- d'un besoin en fonds de roulement (BFR) de 149,9 millions de FCFA entièrement financé par le FR ; et

- de la capacité de l'opérateur à faire face à ses engagements de court terme ; en atteste le ratio de liquidité de 1,17.

Cependant, l'opérateur ne justifie pas d'une bonne autonomie financière.

Tableau 18: Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL St Louis

Rubriques	Formules	2017	2018	2019
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,15	1,14	1,10
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,05	1,06	1,07
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	0,42	0,42	0,44
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	2,73	1,99	1,17

La structure de financement de COMASEL Saint-Louis est globalement équilibrée ; toutefois les effets combinés de son niveau d'emprunt et du cumul de ses déficits antérieurs continuent de limiter ses capacités d'accès au financement à long terme.

11.7.2.2. COMASEL Louga

✓ Rentabilité

Comasel Louga, concessionnaire du périmètre Louga – Linguère – Kébémér a enregistré en 2019 un chiffre d'affaires de 984,7 millions de FCA contre 811,8 millions de FCA en 2018 ; soit une hausse de 21%. Cette performance commerciale résulte des effets combinés de :

- la hausse de 55,78% du nombre d'abonnés qui passe de 6 328 clients en 2018 à 9 858 clients en 2019 ; et
- de l'augmentation de 13,59% de la consommation moyenne par client qui évolue de 752,21 KWh en 2018 est passé à 854,49 KWh en 2019.

Sur la même période, son résultat net a connu une hausse de 27%, passant de 150,5 millions à 190,8 millions de FCFA.

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

- une rentabilité d'exploitation qui a augmenté de 37% ; passant de 9,6% en 2018 à 13,2% en 2019 ;
- une performance globale (Résultat net / Total général des produits) qui passe de 12,96 % en 2018 à 13,66 % en 2019 ; soit une hausse de 5%.

Cette performance globale ne devrait cependant pas occulter la baisse de la maîtrise de certaines charges d'exploitation comparativement à 2018 et confirmée par :

- la baisse de 23% du taux de Valeur Ajoutée qui est passé de 40,2% en 2018 à 30,8% en 2019 ; et
- la baisse de 3% du taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui, sur la même période, est passé de 14,7% à 14,3%.

COMASEL Louga, malgré la légère baisse de la maîtrise de certaines charges d'exploitation, demeure sur la tendance de relèvement continu de son niveau d'activité et de ses résultats sur laquelle elle s'est inscrite depuis 2016.

✓ Structure de financement

Le bilan comptable de COMASEL Louga fait état :

- des capitaux permanents qui ont permis de financer intégralement les investissements et de dégager un FR de 2 285 millions de FCFA ;
- d'un Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de 730 millions entièrement couvert par le FR ; et
- d'une bonne liquidité permettant à l'opérateur de faire face à ses dettes à court terme.

Tableau 19: Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL Louga

Rubriques	Formule	2017	2018	2019
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,25	1,33	1,48
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,14	1,27	1,28
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	52,74	55,17	61,08
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	2,11	1,51	2,10

COMASEL Louga jouit d'une structure de financement équilibrée et d'une autonomie financière qui lui confère une capacité d'endettement très élevé. Toutefois, l'importance du FR comparativement au BFR constaté depuis le démarrage des activités en 2016 suscite des interrogations quant à l'éventualité d'un sous-emploi des capitaux.

11.7.2.3. Energie Rurale Africaine (ERA)

✓ Rentabilité

La société ERA a enregistré un chiffre d'affaires de 909 millions de FCFA en 2019 contre 505 millions de FCFA en 2018 ; soit une hausse de 82% sur la période. Cette performance commerciale est la résultante des effets combinés de :

- la hausse de 61% du nombre de clients qui entre 2018 et 2019 est passé de 5 853 à 9 415; et
- l'augmentation de la consommation moyenne annuelle qui passe de 484,22 kWh en 2018, à 556,52 kWh en 2019.

Cependant, ERA, malgré cette importante hausse de son chiffre d'affaires, a enregistré un résultat déficitaire de 349 millions de FCFA. Ainsi, l'opérateur demeure, depuis le démarrage de ses activités, dans un cycle déficitaire. Avec un cumul de déficits qui s'élève à 2,218 milliards, il a perdu son capital et une partie de la subvention d'investissement qui lui a été allouée.

Toutefois, il est à noter de légères performances dans la maîtrise des charges d'exploitation avec la génération d'une valeur ajoutée positive et une baisse de 46% du taux de déficit brut et de 51% du taux de perte d'exploitation.

✓ Structure de financement

Il ressort de la structure bilancielle de ERA :

- des capitaux propres permettant de financer entièrement les immobilisations et de dégager un fonds de roulement de 453 millions de FCFA ;
- des ressources en fonds de roulement de 110 millions de FCFA ; et
- une trésorerie active de 563 millions de FCFA.

ERA, avec la quasi-totalité de ses clients en post-paiement, est normalement confronté à des délais de paiement des clients plus longs que ceux des fournisseurs et des partenaires sociaux et fiscaux. Dans ces conditions d'exploitation, ERA, plutôt que d'être confronté à un Besoin en Fonds de Roulement, a dégagé au cours de ces deux (02) dernières années, des Ressources en Fonds de Roulement et une liquidité assez conséquente.

L'opérateur devra, s'il s'avère que cette structure ne relève pas de faits conjoncturels ou de stratégie de gestion des dettes fournisseurs, prendre des mesures pour optimiser son schéma de financement.

Il est à noter une légère amélioration de la liquidité de ERA.

Tableau 20: Ratios d'équilibre de la structure de financement de ERA

Rubriques	Formule	2017	2018	2019
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,21	1,16	1,21
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,10	1,26	1,27
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	13,25	12,81	11,38
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	1,75	0,81	0,98

ERA, malgré une structure de financement acceptable, présente au regard de l'importance de son déficit, une situation patrimoniale très précaire qui hypothèque ses capacités à lever les ressources nécessaires pour le financement du reste de son programme d'investissement.

11.7.2.4. SCL Energie Solutions (SCL)

✓ Rentabilité

Le chiffre d'affaires de SCL Mbour est passé de 167 millions en 2018 à 617 millions en 2019 ; l'opérateur a ainsi multiplié son chiffre d'affaires par 3,6 entre les deux exercices. Cette performance commerciale est la résultante des effets combinés :

- de la hausse de 103,98 % du nombre de clients qui est passé de 3671 à 7145 entre 2018 et 2019 ; et
- de l'augmentation de la consommation moyenne annuelle de 53,33% qui passe de 242 KWh en 2018 à 371,1 kWh en 2019.

L'opérateur vient également d'enregistrer, après 2 ans et demi d'exploitation, son premier exercice bénéficiaire. En effet, d'un déficit de 162 millions de FCFA en 2018, SCL est passé à un bénéfice net de 47 millions de FCFA en 2019.

Outre la hausse du niveau d'activité et son corollaire, à savoir l'augmentation du chiffre d'affaires, le résultat bénéficiaire de SCL s'explique également par une meilleure maîtrise de ses coûts ; en attestent :

- le taux de marge brute qui est passé de 49% à 64% sur la période 2018-2019 ; et
- le taux de valeur ajoutée qui passe de 9,7% en 2018 à 47,3% en 2019.

✓ Structure de financement

SCL, au regard de son bilan, demeure confronté à une structure de financement déséquilibrée avec :

- des capitaux permanents ne permettant de financer que 75% des immobilisations alors que la norme voudrait que les immobilisations et le Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN) soient financés par des capitaux permanents ; et
- le recours à des dettes de court terme pour compléter le financement des immobilisations.

Avec une telle structure de financement, SCL s'expose à un risque de solvabilité. Toutefois, ce risque est à relativiser, l'opérateur disposant d'une autonomie financière qui lui permet de lever des emprunts à long terme et ainsi, résorber le déséquilibre de la structure de financement.

Il est aussi à noter une légère amélioration de la structure de financement de SCL avec le taux de couverture des immobilisations (Capitaux permanents/ immobilisations) qui est passé de 72% en 2018 à 75% en 2019.

Tableau 21: Ratios d'équilibre de la structure de financement de SCL

Rubriques	Formule	2017	2018	2019
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	0,84	0,72	0,75
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	1,53	1,24	1,37
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	0,41	0,14	0,34

SCL, en relevant de manière considérable son niveau d'activité est sortie de la zone de déficit dans laquelle elle était depuis le démarrage de ses activités en 2017. Toutefois, elle devra parallèlement aux performances enregistrées, prendre les mesures appropriées pour équilibrer de sa structure de financement.

11.7.2.5. EDR / KE

Les concessionnaires Electricité du Rip et Kolda Energy, respectivement gestionnaires des concessions Kaulack, Nioro, Fatick et Gossas et Kolda Vélingara, n'ont pas mis à la disposition de la Commission leurs rapports d'activités et états financiers.

La Commission n'a pas de visibilité sur ces concessions.

GLOSSAIRE

ASER	Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
BOO	Build Own Operate
BOT	Built Own Transfert
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CES	Compagnie Electrique Sénégalaise
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
ECREEE	Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique de la CEDEAO
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
MCC	Millenium Challenge Corporation
MCA	Millenium Challenge Account
MW	Mégawatt
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
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'Électrification Rurale
PSE	Programme Sénégal Emergent
RMA	Revenu Maximum Autorisé
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index

ANNEXES

Annexe 1: liste des Décisions et Avis de l'année 2019

Décisions

Décision n°2019-01 relative au RMA final de Senelec en 2018 ;

Décision n°2019-02 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de décembre 2018 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-03 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de décembre 2018 de Comasel Louga, dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-04 portant modification des montants de la redevance de location tableau-compteur de SCL Energie Solutions titulaire de la Concession Mbour ;

Décision n°2019-05 fixant les tarifs applicables par ERA SA titulaire de la Concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-06 relative aux redevances annuelles à payer en 2019 par les opérateurs titulaires de licence ou de concession ;

Décision n°2019-07 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-08 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-09 relative au RMA de Senelec en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} janvier ;

Décision n°2019-10 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de décembre 2018 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-11 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-12 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-13 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-14 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-15 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-16 relative au RMA de Senelec en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} avril ;

Décision n°2019-17 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mars 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-18 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mars 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-19 fixant les montants de la compensation tarifaire du mois de mars 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-20 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-21 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'avril 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-22 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-23 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-24 fixant les montants de la compensation tarifaire du mois d'avril 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-25 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mai 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-26 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mai 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-27 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'avril 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-28 fixant les montants de la compensation tarifaire du mois de mai 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-29 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de mai 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-30 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-31 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-32 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-33 relative au RMA de Senelec en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} juillet ;

Décision n°2019-34 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-35 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-36 portant modification de la redevance location tableau-compteur applicable par Energie Rurale Africaine (ERA),

Décision n°2019-37 fixant les montants de la compensation tarifaire du mois de juillet 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-38 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-39 relative à l'adoption du manuel de procédures administratives, financières et comptables de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité;

Décision n°2019-40 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-41 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-42 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-43 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois 2019 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-44 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de juillet 2019 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-45 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-46 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-47 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-48 relative à l'approbation de la grille tarifaire de Senelec applicable à compter du 1^{er} décembre 2019 et à son RMA en 2019 aux conditions économiques du 1^{er} octobre ;

Décision n°2019-49 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2019 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-50 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois du mois d'octobre 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-51 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-52 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois du mois d'octobre 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-53 relative aux conditions tarifaires et aux prix plafonds de vente d'énergie électrique applicables par ERA titulaire de la Concession d'électrification rurale Kaffrine-Tambacounda- Kédougou pour la période 2019-2023 ;

Décision n°2019-54 portant approbation des coûts actualisés des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de Senelec ;

Décision n°2019-55 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'octobre 2019 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-56 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

Décision n°2019-57 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ; et

Décision n°2019-58 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs.

AVIS

Avis n°01/2019 relatif à la demande de modification d'un commun accord du contrat de concession entre l'Etat du Sénégal et Senelec aux fins de prorogation de la période d'exclusivité ;

Avis n°02/2019 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Malicounda Power S.A ;

Avis n°03/2019 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Kael Solaire S.A; et

Avis n°04/2019 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Kahone Solaire S.A.

Annexe 2: Tableau de comparaison entre les anciens et les nouveaux tarifs de Senelec

Usage	Tranches	Ancienne grille		Nouvelle grille		Variation	
		Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe	Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe	Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe
Usage Domestique							
DPP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 150 kWh	90,47		91,17		0,8%
	2 ^{ème} Tranche	De 151 à 250 kWh	101,64		112,50		10,7%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 250 kWh	112,65		124,62		10,6%
DMP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 50 kWh	96,02		96,72		0,7%
	2 ^{ème} Tranche	De 51 à 300 kWh	102,44		113,38		10,7%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 300 kWh	112,02		123,92		10,6%
Usage Professionnel							
PPP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 50 kWh	128,85		142,44		10,5%
	2 ^{ème} Tranche	De 51 à 500 kWh	135,68		149,95		10,5%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 500 kWh	147,68		163,15		10,5%
PMP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 100 kWh	129,81		143,49		10,5%
	2 ^{ème} Tranche	De 100 à 500 kWh	136,53		150,88		10,5%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 500 kWh	149,24		164,86		10,5%
Prépaiement (Woyofal)							
DPP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 150 kWh	90,47		91,17		0,8%
	2 ^{ème} Tranche	De 151 à 250 kWh	101,64		112,50		10,7%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 250 kWh	101,64		112,50		10,7%
DMP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 50 kWh	96,02		96,72		0,7%
	2 ^{ème} Tranche	De 51 à 300 kWh	102,44		113,38		10,7%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 300 kWh	102,44		113,38		10,7%
PPP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 50 kWh	128,85		142,44		10,5%
	2 ^{ème} Tranche	De 51 à 500 kWh	135,68		149,95		10,5%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 500 kWh	135,68		149,95		10,5%
PMP	1 ^{ère} Tranche	De 0 à 100 kWh	129,81		143,49		10,5%
	2 ^{ème} Tranche	De 100 à 500 kWh	136,53		150,88		10,5%
	3 ^{ème} Tranche	Plus de 500 kWh	136,53		150,88		10,5%
Eclairage Public							
Eclairage Public			118,16	3 007,21	129,98	3 307,93	10,0%
Concessionnaire d'électrification rurale							
Concessionnaire d'électrification rurale			91,35	0,00	96,83	0,00	6,0%
Usage Grande Puissance							
DGP	Heures Hors Pointe		86,30	869,21	95,63	956,13	10,8%
	Heures de Pointe		120,81		133,59		10,6%
PGP	Heures Hors Pointe		103,36	2 607,63	113,70	2 868,39	10,0%
	Heures de Pointe		165,38		181,92		10,0%
Moyenne Tension							

TCU	Heures Hors Pointe	118,51	907,32	125,62	961,76	6,0%	6,0%
	Heures de Pointe	183,48		194,49		6,0%	
TG	Heures Hors Pointe	85,29	3 861,89	90,41	4 093,60	6,0%	6,0%
	Heures de Pointe	136,46		144,65		6,0%	
TLU	Heures Hors Pointe	70,07	9 321,26	74,27	9 880,54	6,0%	6,0%
	Heures de Pointe	112,12		118,85		6,0%	
Haute Tension							
HT Général	Heures Hors Pointe	55,69	9 461,23	59,03	10 028,90	6,0%	6,0%
	Heures de Pointe	80,20		85,01		6,0%	
HT Secours	Heures Hors Pointe	74,16	4 206,24	78,61	4 458,61	6,0%	6,0%
	Heures de Pointe	106,78		113,19		6,0%	

Annexe 3: Statistiques du Secteur

1. Puissance installée en MW

Site	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bel-air	Diesel	70,8	70,8	98,7	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	35
Cap des Biches	Diesel	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	TAV	87,5	87,5	57,5	57,5	57,5	62	62	57,5	57,5
	TAG	42	42	42	42	42	40	40	42	42
CICAD	PV-CICAD								2	2
Région	Kahône - Diesel	67,5	67,6	101,4	115,8	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	88,5
Total Senelec		583,9	594	545,6	551	589	526,5	526,5	536	534,5
	GTI - cycle Combiné	52	52	52	52	52	56,5	56,5	85,9	85,9
	Tobene Power						98,5	98,5	115	115
	Manantali - hydro	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Producteur indépendants	Félou - hydro			15	15	15	15	15	15	15
	Kounoune-diesel	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
	Solaire RI						35	100	141	164
	Importation Mauritanie	0	0	0	0	20	20	20	20	20
	Sendou								125	125
Auto-producteurs	Dangoté et ICS						16	16	16	6
Total IPP		179,5	179,5	194,5	194,5	214,5	368,5	433,5	645,4	658,4
Total réseau interconnecté		763,4	773,5	740,1	745,5	803,5	895	960	1181,4	1192,9
Ziguinchor	Boutoute-diesel	18,6	19	21	20	21	30	30	21,9	21,9
Tambacounda	Tamba-diesel	8,4	8	10	11	11	17	17	6	6
Centres secondaires	centres isolés-diesel	14	14	31	33	33	33	33	33,9	33,9
Location Aggreko Tambacounda	Diesel		6	6	6	6				
Location Aggreko Boutoute	diesel	10	10	12	12	12	4	4	6	6
Total réseau non interconnecté	51	57	80	82	83	84	84	67,8	67,8	
Total Sénégal		814,4	830,5	820,1	827,5	886,5	979	1044	1249,2	1260,7

2. Coefficient de disponibilité en %

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bel-air	Diesel	81	89	87	83	84	73	83	92	88	89,78	89,82	92,82
	TAV	40	0	0	0	0	0			-			
	TAG	64	84	67	24	38	73	81	94	79	94,18	75,74	81

Cap des Biches	Diesel	79	81	62	38	62	74	74	74	80	66,02	83,31	81,65
	TAV	69	60	69	21	24	4	40	69	78	84,7	72,67	81,63
	TAG	50	0	21	71	84	50	47	90	75	80	94,62	89
Région	Kahone-Diesel	28	87	80	89	81	92	92	98	87	90,28	87,58	94,74
	Saint-Louis-Diesel	57	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producteur indépendants	GTI - Cycle Combiné	23	-	42	53	50	21	-	-	67	95,01	93,36	91,02
	Tobene power									83	98,5	91,71	93,7
	Mauritanie									100	100	100	100
	Manantali - Hydro	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Férou-hydro										100	100	100
	Kounoune Power-Diesel	86	61	67	67	67	80	74	69	90	76,4	90	95
	Sendou CES											29,69	89,79
Solaire RI										100	100	100	
Dangoté et ICS										91	91,8	100	
Réseaux isolés	Ziguinchor	69	35	58	42	83	83			59	97,44	91,03	97,07
	Tambacounda	58	77	70	79	58	58			77	99,29	96,64	89,66
	CS									90	94,35	94,7	90

3. Production brute (GWh)

	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Senelec	Diesel	1 164	1 257	1 720	1 762	1 784	1 773	1 692	1 637	1 568
	TAV	70	80	21	142	243	248	260	279	318
	TAG	66	26	86	88	53	7	15	20	42
	Solaire CICAD						3	3	3	3
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)	310	735	359	390	0	0	0	0	0
Total Senelec		1610	2098	2186	2382	2080	2031	1 970	1939	1931
Producteurs	GTI-cycle combiné	187	17	10	0	0	290	575	542	495
Indépendants	Manantali & Férou-hydro	257	290	308	318	333	359	331	321	323
	Kounoune-diesel	390	383	395	378	413	303	235	151	171
	Aggreko-diesel					221	83		27	92
	APR (Location)					129		41	46	69
	Tobene Power						343	429	405	257
	Mauritanie-cycle combiné					104	69	22	11	16
	Solaire PV							83	212	247
	Dangoté et ICS							49	49	52
	CES Sendou								135	
	Total Achats		834	690	713	696	1200	1447	1765	1899

	Total Achats/	33%	24%	23%	22%	35%	40%	45%	47%	44%
	Total production									
Total réseau interconnecté		2 444	2 788	2 899	3 078	3 280	3 478	3 735	3 838	3 653
Ziguinchor	Boutoute-diesel	3	15	38	39	74	83	78	77	84
Tambacounda	Tamba-diesel	21	7	1	0	10	33	36	39	45
Centres secondaires	centres isolés-diesel	32,95	37,8	42	45,22	49	48,46	56,02	59	65
Location Tambacounda			19	26	31	19,6	2,68			
Location Aggreko Boutoute	Diesel	59	52	31	35	4		15	25	29
Total réseau non interconnecté		116	131	138	150	157	168	185	200	223
Total Sénégal		2 560	2 919	3 037	3 228	3 437	3 646	3 920	4 038	3 876

4. Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)

Année	Diesel oil		Gasoil		Fuel oil lourd		Gaz naturel		Charbon		Total dépenses
	Dépenses DO	Quantités (t)	Dépenses GO	Quantités (t)	Dépenses FO	Quantités (t)	Dépenses GN	Quantités (1000Nm3)	Dépenses CH	Quantités (t)	
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	120 058	641 127					132 568
2017			16 116	41 839	171 604	697 341					187 720
2018			20 202	54 179	190 153	662 608			1803	54135	212 158
2019			31 468	86 593	178 148	671 823			6351	115722	215 967

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

Nature	2014		2015		2016		2017		2018		2019	
	Nombre	END (GWh)	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	19 414	11,288
Manque production	5 773	11,9	1 322	1,7	32	0,042	52	0,083	69	0,099	286	0,677
Effacement clients HTB	240	4,4	216	1,9	14	0,081	66	2,647	112	3,346	51	0,944
Manœuvre/travaux	6 393	6,4	3 503	4,1	5 671	5,776	5 559	4,834	6 469	5,156	5 655	3,937
Surcharge/Faible U	397	1,8	2 407	4	368	0,849	82	0,254	74	0,126	12	0,028

TOTAL interruptions	28 219	44,9	25 641	37,3	27 539	30,231	27 877	30,607	30 124	22,005	25 418	16,874
---------------------	--------	------	--------	------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

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

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ventes totales	2 313	2 406	2 563	2 727	2 881	3 175	3 314	3 601
zone urbaine	1 998	2 069	2 199	2 323	2 479	2700	2799	2924
zone rurale	315	338	364	404	402	475	515	677

7. Consommation par niveau de tension en GWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energie vendue	2 313,4	2 406,5	2 563,1	2 727,0	2 881,4	3 174,6	3 325,0	3 616,4
Basse Tension	1 456,4	1 540,0	1 626,6	1 722,8	1 848,8	2 040,8	2 095,6	2 280,8
Moyenne Tension	686,5	706,2	760,8	817,2	850,5	951,5	1 015,0	1 082,6
Haute Tension	170,5	160,2	175,7	187,0	182,1	155,6	203,7	237,4

Annexe 4: Etats Financiers

Dénomination sociale : COMMISSION DEREGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE						Exercice clos le:31/12/2019				
N° d'identification fiscale : 0020334263 0AA0						Durée de l'exercice : 12 mois				
BILAN AU 31 DECEMBRE N										
REF	ACTIF	N°	EXERCICE au 31/12/ N			EXERCICE AU	PASSIF	N°	EXERCICE AU	
			BRUT	AMORT et DEPREC	NET	31/12/N-1			31/12/N	EXERCICE AU
						NET			31/12/N-1	
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		80 696 893	76 459 325	4 237 568	12 600 532	CD Primes d'apport d'émission et de fusion			
AG	Fonds commercial et droit au bail		-	-	-	-	CE Ecarts de réévaluation			
AH	Autres immobilisations incorporelles		-	-	-	-	CF Réserves indisponibles			
AI	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	3A					CG Réserves libres			
AJ	Terrains (1) (dont Placement)	3A					CH Report à nouveau + ou -	14	904 111 102	858 581 802
AK	Bâtiments (1) (dont Placement)	3A	5 420 233	4 629 788	790 445	1 061 457	CJ Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)		- 127 540 723	45 529 300
AL	Aménagements, agencements et installations	3A	21 269 623	18 040 476	3 229 147	5 435 317	CL Subventions d'investissement			
AM	Matériel mobilier et actifs biologiques	3A	391 874 986	275 375 190	116 499 796	136 672 761	CM Provisions réglementées			
AN	Matériel de transport	3A	397 960 072	323 905 686	74 054 386	103 322 496	CP TOTAL CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		864 572 335	992 113 058
AP	AVANCES ET ACOMPTES VERSES SUR	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		343 145 381	390 827 287
AS	Autres immobilisations financières		31 777 956		31 777 956	52 437 752	DD TOTAL DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES		343 145 381	390 827 287
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE		928 999 763	698 410 465	230 589 298	311 530 315	DF TOTAL RESSOURCES STABLES		1 207 717 716	1 382 940 345
BA	ACTIF CIRCULANT HAO		-		-	65 000	DH Dettes circulantes HAO		5 468 726	7 184 580
BB	STOCKS ET ENCOURS	6					DI Clients, avances reçues			
BG	CREANCES ET EMPLOIS ASSIMILES						DJ Fournisseurs d'exploitation	17	24 959 829	32 606 605
BH	Fournisseurs avances versées		2 251 360		2 251 360	2 251 360	DK Dettes fiscales et sociales	18	77 500 664	83 951 901
BI	Clients	7	12 980 596		12 980 596		DM Autres dettes		8 201 286	2 694 560
BJ	Autres créances	8	41 086 275	-	41 086 275	48 144 519	DN Provisions pour risques à court terme		6 584 053	6 584 053
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT		56 318 231	-	56 318 231	50 460 879	DP TOTAL PASSIF CIRCULANT		122 714 558	133 021 699
BQ	Titres de placement						SQ Banques et crédits d'escompte			
BR	Valeurs à encaisser						DR Banques, établissements financiers et crédits de trésorerie	20		
BS	Banques, chèques postaux, caisse et assimilés	11	1 043 524 745		1 043 524 745	1 153 970 850	DT TOTAL TRESORERIE PASSIF			
BT	TOTAL TRESORERIE ACTIF		1 043 524 745	-	1 043 524 745	1 153 970 850	DV Ecart de conversion-Passif			
BU	Ecart de conversion-Actif						DZ TOTAL GENERAL		1 330 432 274	1 515 962 044
BZ	TOTAL GENERAL		2 028 842 739	698 410 465	1 330 432 274	1 515 962 044				

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

Exercice clos le:31/12/2019

N° d'identification fiscale : 0020334263 0AA0

Durée de l'exercice : 12 mois

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

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	+	1 938 741 719	1 859 017 413
TD	Produits accessoires	D	+		
XB	CHIFFRE D'AFFAIRES (A + B + C + D)			1 938 741 719	1 859 017 413
TE	Production Stockée (ou destockage)		-/+		
TF	Production immobilisée		+		
TG	subvention d exploitation		+		
TH	Autres produits		+	20 729 948	58 192 777
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		-	107 276 978	123 869 322
RF	Variation de stocks d'autres approvisionnements		-/+		
RG	Transports		-	42 273 068	72 754 105
RH	Services extérieurs		-	429 257 464	425 980 340
RI	Impôts et taxes		-	240 517 368	75 714 689
RJ	Autres charges		-	7 941 699	50 107 854
XC	VALEUR AJOUTEE (XB +RA+RB) + (somme TE à RJ)			1 132 205 090	1 168 783 880
RK	Charges de personnel		-	1 222 345 008	1 025 288 925
XD	EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (XC+RK)			- 90 139 918	143 494 955
TJ	Reprise d'amortissements , provisions et de dépréciations		+	93 266 630	14 390 529
TT	Transfert de charges		+	-	400 000
RL	Dotations aux amortissements aux provisions et dépréciations		-	143 323 542	112 756 184
XE	RESULTAT D'EXPLOITATION (XD+TJ+ RL)			- 140 196 830	45 529 300
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)			- 140 196 830	45 529 300
TN	Produits des cessions d'immobilisations		+		
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)			-	-
RQ	Participation des Travailleurs		-		
RS	Impôts sur le résultat		-		
XI	RESULTAT NET (XG+XH+RQ+RS)			- 140 196 830	45 529 300

