

REPUBLIQUE DU SENEGAL

Un Peuple - Un But - Une Foi



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie



RAPPORT ANNUEL

2020 - 2021

TABLE DES MATIÈRES

MOT DU PRESIDENT	7
INTRODUCTION	9
PRESENTATION DE LA COMMISSION	10
1. REGULATION TARIFAIRE.....	13
1.1 Senelec.....	14
1.1.1 Définition des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022	14
1.1.2 Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 et 2021	19
1.1.2.1 Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020	19
1.1.2.2 Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2021	20
1.2 OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	21
1.2.1 Révision des conditions tarifaires applicables dans les Concessions Dagana-Podor-Saint-Louis et Louga-Linguère-Kébémér	21
1.2.2 Révision des conditions tarifaires applicables dans la concession Kafrine-Tambacounda-Kédougou	23
1.2.3 Compensation tarifaire dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs	23
2 SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION.....	27
2.1 SENELEC	28
2.1.1 Suivi des normes.....	28
2.1.2 Suivi des obligations de raccordement.....	32
2.1.3 Certification des états financiers de Senelec	30
2.1.4 Séparation comptable des activités de Senelec.....	35
2.2 LES OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE.....	35
2.2.1 Les Concessionnaires	35
2.2.2 Les Gestionnaires Délégués Transitoires	36
3 AVIS EMIS PAR LA COMMISSION.....	39
3.1 Demande de Licence de Production de Walo Storage	40
3.2 Retrait des licences de vente et concessions de distribution accordées à Electricité du Rip et Kolda Energy	40
3.3 Demande de modification d'un commun accord du Contrat de Concession de Senelec.....	40
3.4 Demande de licence de production et de vente d'énergie électrique de West African Energy	41
3.5 Projets de Loi portant Code de l'électricité et de Loi portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE)	41
3.6 Plan Tarifaire adopté par le Gouvernement.....	43
3.7 Projet de Code de réseau du secteur de l'électricité	44
3.8 Projet ERILs.....	45

4 ACTIVITES MENEES.....	47
4.1 Réforme du cadre légal et réglementaire du secteur de l'énergie.....	48
4.2 Projet de Code de réseau	48
4.3 Stratégie « Gas to Power ».....	49
4.4 Mise en œuvre du second Compact MCA-Sénégal II.....	49
4.4.1 Etude du cout de service de l'électricité	49
4.4.2 Audit du réseau électrique	49
4.4.3 Etude de mise en place d'un Bureau d'Accès au Réseau de Transport (BART).....	50
4.4.4 Audit de la séparation comptable des activités de Senelec	50
4.4.5 Comité Technique de Suivi du Compact MCA-Sénégal II (COTECH).....	51
5 TRAITEMENT DES PLAINTES ET DES RECLAMATIONS.....	53
6 RELATIONS PUBLIQUES ET COMMUNICATION.....	57
7 COOPERATION INTERNATIONALE.....	61
8 EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION	65
8.1 Ressources.....	66
8.2 Emplois.....	67
9 BILAN DU SECTEUR	71
9.1 Offre de production	72
9.1.1 Puissance installée.....	72
9.1.2 Puissance assignée.....	72
9.1.3 Production	73
9.2 Dépenses en combustibles	74
9.3 Ventes.....	75
9.4 Qualité de service.....	76
9.5 Situation financière des opérateurs.....	77
9.5.1 Senelec.....	77
9.5.2 Les concessionnaires d'électrification rurale	80
9.5.2.1 COMASEL Saint-Louis	80
9.5.2.2 COMASEL Louga	82
9.5.2.3 Energie Rurale Africaine (ERA)	83
9.5.2.4 SCL Energie Solutions (SCL).....	84
9.5.2.5 EDR / KE.....	85
GLOSSAIRE.....	86
ANNEXES	87
ANNEXE 1 :LISTE DES DECISIONS ET DES AVIS DE LA COMMISSION POUR LES ANNEES 2020 ET 2021	87
ANNEXE 2 : STATISTIQUES DU SECTEUR.....	92
ANNEXE 3 : BILAN ET COMPTE DE RESULTATS DE LA COMMISSION EN 2020 ET EN 2021	97

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020	16
Tableau 2 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2021	17
Tableau 3 : Chronogramme de révision des conditions tarifaires de COMASEL Saint-Louis et de COMASEL Louga	20
Tableau 4 : Répartition de la compensation par concessionnaire et par mois en 2020.....	21
Tableau 5 : Répartition de la compensation par concessionnaire et par mois en 2021.....	22
Tableau 6 : Suivi des normes d'approbation	24
Tableau 7 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité	25
Tableau 8 : Suivi des normes liées aux relations avec la clientèle	26
Tableau 9 : Suivi des normes de branchement BT sans modification de réseau	27
Tableau 10 : Suivi des obligations d'électrification en zone urbaine.....	28
Tableau 11: Suivi des obligations d'électrification en zone rurale.....	29
Tableau 12 : Evolution du nombre de clients raccordés comparée aux objectifs de raccordement par Concessionnaire	32
Tableau 13 : Mobilisation de la redevance en 2020 et en 2021	50
Tableau 14 : Réalisation des ressources de la Commission	51
Tableau 15 : Répartition des emplois	51
Tableau 16: Réalisation des emplois	51
Tableau 17 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI.....	58
Tableau 18 : Ratios de maîtrise des charges de Senelec.....	61
Tableau 19 : Ratios de rentabilité d'exploitation et financière.....	61
Tableau 20 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2021	62
Tableau 21 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL St louis.....	63
Tableau 22 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL Louga.....	64
Tableau 23 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de ERA	65
Tableau 24 : Ratios d'équilibre de la structure de financement de SCL	67

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Évolution du RMA de 2020 en milliards de FCFA.....	16
Graphique 2 : Évolution du RMA de 2021 en milliards de FCFA.....	18
Graphique 3 : Evolution du montant de la compensation par Concession en millions de FCFA.	22
Graphique 4 : Comparaison-Nouveaux clients UD réalisés par rapport au nombre ciblé pour 2020 et 2021	29
Graphique 5 : Comparaison-Nouveaux clients UD réalisés par rapport au nombre ciblé pour 2020 et 2021	30
Graphique 6 : Puissance installée	53
Graphique 7 : Puissance assignée.....	54
Graphique 8 : Evolution de la production brute par source d'énergie (GWh)	55
Graphique 9 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA	56
Graphique 10 : Evolution des ventes (GWh)	56
Graphique 11 : Répartition géographique des ventes	57
Graphique 12 : Structure des ventes (GWh) par niveau de tension	57
Graphique 13 : Evolution de l'Energie Non Fournie en GWh	58
Graphique 14 : Structure du Chiffre d'Affaires de Senelec	59
Graphique 15 : Evolution des soldes de gestion (en Millions de FCFA).....	60

MOT DU PRÉSIDENT

L'élaboration du rapport annuel pour rendre compte des activités de la Commission et de l'exécution de son budget est une obligation légale. Elle est également l'occasion de faire une appréciation sur la situation actuelle du sous-secteur de l'électricité, et de dégager des perspectives.

Les années 2020 et 2021 ont été des années difficiles sur les plans économique et social avec des chocs successifs. En effet, l'année 2020 a été marquée par la pandémie de la Covid 19 qui a entraîné la mise en veille de toutes les activités, presque partout dans le monde. L'année 2021, quant à elle, a été caractérisée par le redémarrage brusque de l'activité économique avec, comme conséquence, des difficultés d'approvisionnement des entreprises et des prix des matières premières très fluctuants.

Le secteur de l'énergie n'a pas été épargné. Toutefois, le système électrique sénégalais s'est montré résilient. Senelec est parvenu à maintenir, tant bien que mal, la trajectoire d'amélioration de la qualité du service et le niveau de l'accès dans les Concessions d'électrification rurale a sensiblement progressé avec la mise en œuvre de l'harmonisation tarifaire et le programme d'accès universel. Grâce aux compensations prises en charge par le Gouvernement, les tarifs de l'électricité n'ont pas connu d'évolution, malgré la forte augmentation des prix des produits pétroliers. En zone rurale également, les efforts de mise en œuvre des mesures d'harmonisation des tarifs ont permis de confirmer les baisses de tarifs notées lors du lancement du processus.

Ainsi, le Gouvernement s'est engagé à payer à Senelec une compensation tarifaire d'un montant de 41,5 milliards de FCFA en 2020 et de 166,73 milliards de FCFA en 2021. Quant à la compensation au titre de l'harmonisation des tarifs en zone rurale, elle s'élève à 2,5 milliards de FCFA par an en moyenne. Outre les compensations, le Gouvernement, en 2020, avait pris la décision de prendre en charge une partie des factures d'électricité en particulier pour les usagers à faibles consommations dans le cadre des mesures de soutien aux populations face à la pandémie de la Covid 19.

Par ailleurs, il faut aussi souligner que les capacités de production ont été suffisantes durant cette période pour satisfaire la demande ; ce qui confirme que le défi de la production est durablement relevé. Toutefois, la problématique de l'accès et du coût demeure. C'est pourquoi des projets d'amélioration du mix énergétique, avec la conversion des centrales existantes afin de permettre



leur fonctionnement à terme avec le gaz local, sont en cours pour réduire sensiblement les charges en combustibles de Senelec qui représentent plus de 70% du coût de l'électricité. Des projets importants dans les domaines du transport et de la distribution de l'électricité ont aussi été démarrés dans le cadre du second compact du MCA dédié au secteur de l'électricité.

S'agissant du cadre légal et réglementaire, il faut relever que les réformes initiées visant à améliorer l'efficacité du secteur et à réduire durablement le coût de l'électricité ont abouti à l'adoption de la loi n° 2021-31 portant code de l'électricité et de la loi n° 2021-32 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie. La mise en place de ce nouveau cadre constitue un tournant majeur pour le secteur de l'énergie. Il pose les jalons de la création d'un marché national de l'électricité, avec un accès des tiers au réseau, le renforcement de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité qui devient désormais Commission de Régulation du Secteur de l'Energie avec l'extension de ses domaines de compétence aux secteurs aval des hydrocarbures et intermédiaire et aval gaziers.

La Commission, dans ce contexte de changements majeurs, reste mobilisée et vigilante pour assurer les conditions d'une bonne disponibilité de l'électricité aux meilleurs coûts possibles, veiller à la préservation des droits des consommateurs, mais aussi, pour accompagner les acteurs dans les réformes engagées afin de rendre le secteur apte à répondre aux exigences des objectifs de développement économique et sociale du Sénégal à court, moyen et long terme.

Ainsi, il s'agira parmi tant d'autres défis à relever la filialisation de Senelec, l'opérationnalisation de l'accès des tiers au réseau, la poursuite de l'amélioration du mix énergétique, la modernisation et l'extension des réseaux de transport et de distribution ainsi que l'amélioration de la qualité du service en recourant à la digitalisation.

Au niveau régional, il s'agira d'oeuvrer à la mise en place des interconnexions des systèmes électriques des pays de la CEDEAO et d'opérationnaliser le marché régional de l'électricité.

Je ne saurais terminer mon propos sans remercier l'ensemble des acteurs notamment, le Ministère en charge de l'Energie, les associations de consommateurs et les opérateurs qui oeuvrent chacun, en ce qui le concerne, pour la disponibilité du service de l'électricité dans les conditions de qualité et de prix requises tout en préservant l'environnement.

INTRODUCTION

Conformément à la réglementation en vigueur, la Commission doit présenter chaque année au Président de la République, un rapport qui rend compte de ses activités et de l'exécution de son budget au titre de l'exercice précédent.

Le présent rapport fait le bilan des différentes activités qui ont marqué la vie de la Commission en 2020 et 2021. Ces activités ont porté sur ses attributions décisionnelles et consultatives, notamment la régulation tarifaire, le suivi des Contrats de Concession des opérateurs, le traitement des plaintes et réclamations des consommateurs ainsi que les activités de mise en œuvre du Millenium Challenge Account Sénégal II.

D'une manière générale, les faits marquants de cette période ont concerné la mise en œuvre des réformes du secteur de l'Energie notamment l'adoption de la loi n° 2021-31 portant Code de l'électricité et de la loi n° 2021-32 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie, l'adoption du Plan tarifaire par le Gouvernement et l'élaboration du Code de réseau. Dans le cadre de ses attributions décisionnelles, la Commission a procédé en 2020 et en 2021 aux indexations du Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec et à la détermination de sa valeur finale. 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, la Commission a mené le processus de révision des conditions tarifaires de Comasel Saint Louis et Comasel Louga pour la période 2021-2025. Elle a également mis en œuvre les mesures transitoires de l'harmonisation tarifaire à l'échelle nationale, notamment la détermination mensuelle du montant des compensations tarifaires dû aux concessionnaires d'électrification rurale et la production des Décisions de compensation y relatives.

S'agissant du suivi de l'exécution des Contrats de Concession, la Commission a assuré le contrôle du

respect par Senelec et par les opérateurs d'électrification rurale des normes et obligations d'électrification qui leur sont assignées.

La Commission a, par ailleurs, émis des Avis, notamment sur la demande de licence de production de West African Energy, sur la modification d'un commun accord du Contrat de Concession de Senelec, sur le projet de Code de réseau ainsi que sur le Plan Tarifaire du secteur de l'électricité adopté par le Gouvernement.

Au titre de ses attributions consultatives, la Commission a formulé des observations sur le projet de Code de l'électricité, sur le projet de Loi portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie et sur les projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locales (ERIL) transmis par le Ministre chargé de l'Energie. 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) qui est l'Association des Régulateurs des Services Publics des Etats Unis, la participation aux activités du Réseau Francophone des Régulateurs de l'Energie (RegulaE.Fr), de « African Forum for Utility Regulators » (AFUR) qui est le Forum Africain des Régulateurs des Services Publics, de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) et du West African Power Pool (WAPP) ou Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest-Africain (EEEOA).

Le rapport présente également l'état d'exécution du budget de la Commission et fait le bilan du secteur de l'électricité en 2020 et en 2021 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.

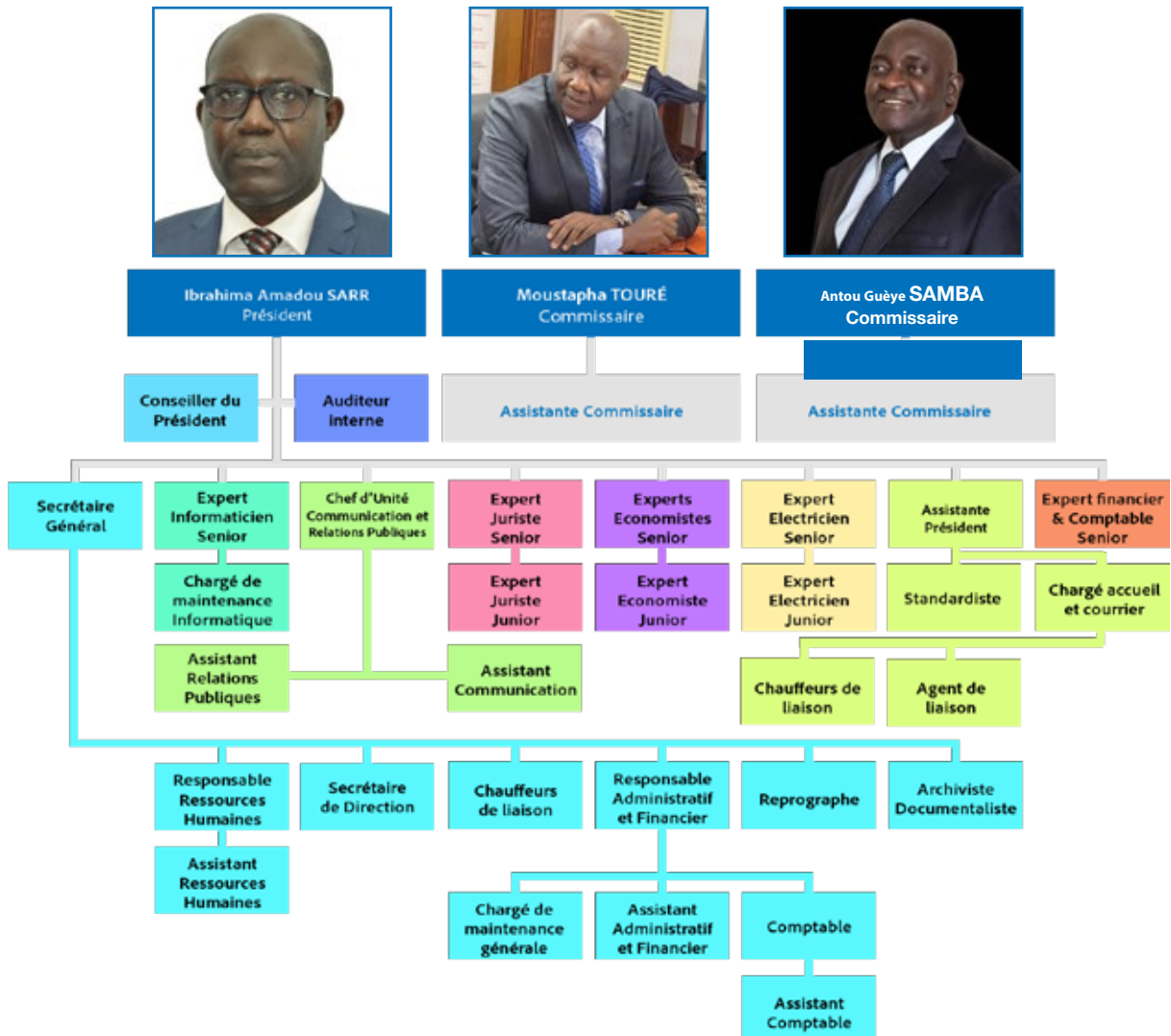
Présentation de la Commission

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité a connu un élargissement de ses attributions à l'aval des hydrocarbures et à l'intermédiaire et aval gaziers avec la loi n° 2021-32 du 09 juillet 2021 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE). Elle est ainsi passée d'une Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité à une Commission de Régulation du Secteur de l'Energie.

Cette loi a consacré le renforcement de la CRSE sur le plan organisationnel, en prévoyant la mise en place de trois (3) organes :

- un Conseil de régulation, organe délibérant, composé de 7 membres ;
 - un Secrétariat Exécutif, organe d'exécution qui appuie le président du Conseil de régulation dans la gestion courante de la CRSE ; et
 - un Comité de Règlement des Différends (CRD), composé de 5 membres, chargé de l'examen des plaintes et recours.
- Voir encadré n°3, portant sur les grandes lignes de la Loi sur le régulateur.

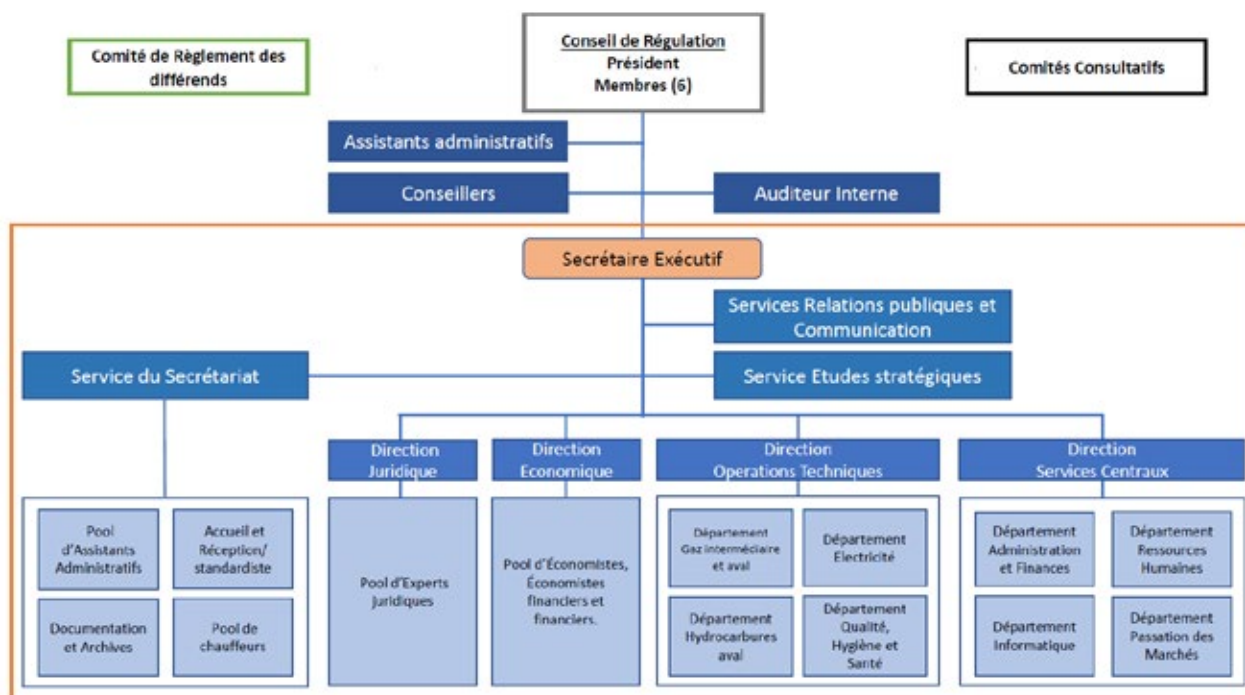
Organisation actuelle de la Commission



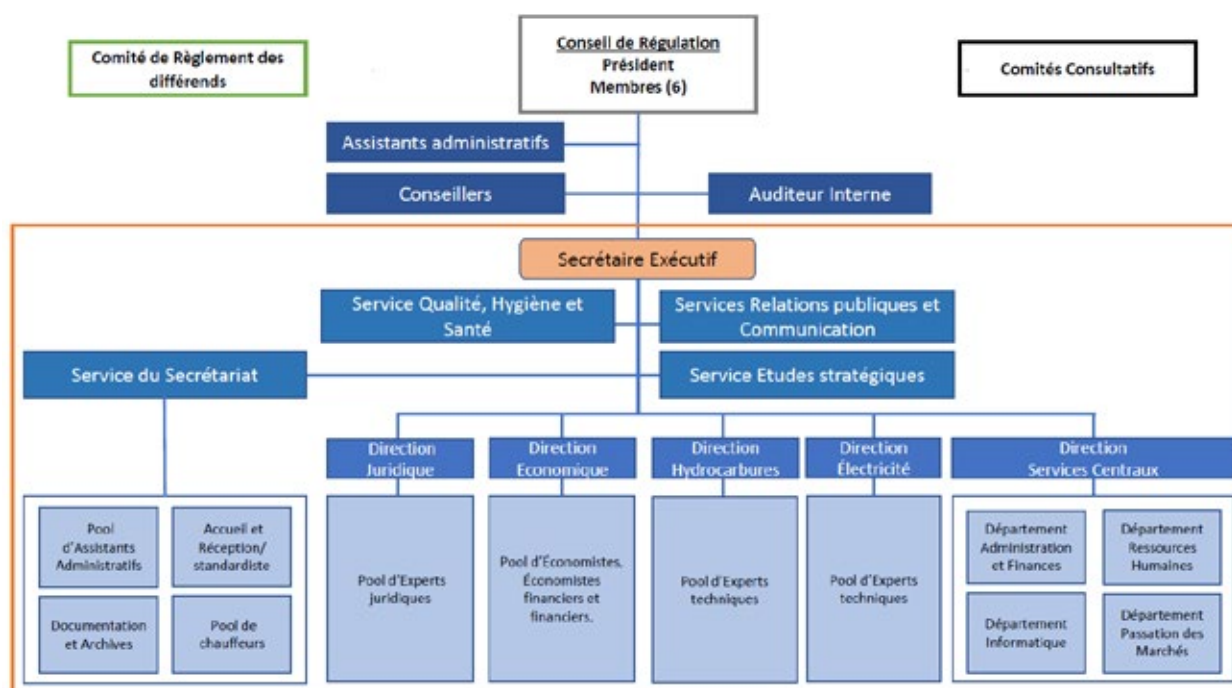
Organisation envisagée

Les schémas d'organisation proposés sont les suivants :

Organigramme 1



Organigramme 2





Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



1. Régulation tarifaire

La régulation tarifaire 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.

A ce titre, la Loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité, notamment en son article 61, précise que la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) fixe et autorise les niveaux de revenus qu'elle juge satisfaisants pour permettre aux titulaires de titres d'exercice d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée et des dépenses permises.

Pour Senelec, l'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 hors de contrôle de Senelec, en particulier 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%. 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.

Par contre, si après indexation, le Revenu Maximum Autorisé est inférieur aux recettes à percevoir par Senelec, il est opéré, à l'initiative de la Commission, une baisse tarifaire pour éviter un surplus de revenu de Senelec.

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 d'obtenir une rentabilité normale avec les conditions d'exploitation projetées. Les activités menées par la Commission en 2020 et 2021 dans le cadre de la régulation tarifaire ont concerné Senelec et les opérateurs d'électrification rurale.

1.1. Senelec

Les activités de régulation tarifaire ont porté sur la définition des conditions tarifaires de Senelec pour la

période 2020-2022 et la détermination de son Revenu Maximum Autorisé (RMA) en 2020 et en 2021.

1.1.1. Définition des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022

Le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec s'est poursuivi en 2020.

Senelec a soumis à la Commission une première version de ses projections le 31 janvier 2020 au lieu de la date du 05 juin 2019 prévue dans le chronogramme initial. Dans le cadre de l'analyse des projections, plusieurs réunions entre la Commission et Senelec ont été tenues par visio-conférence sur les hypothèses de projections et les éléments justificatifs ainsi que sur la nécessité de prendre en considération l'impact de la pandémie de Covid-19 sur la demande, les charges d'exploitation et le programme d'investissements. La Commission a aussi organisé des séances de travail du 15 au 17 juillet 2020, auxquelles ont pris part, outre Senelec, le Ministère du Pétrole et des Energies ainsi que le Ministère des Finances et du Budget.

Senelec, au terme de ces échanges, a transmis à la Commission la version finale des projections le 12 août 2020.

A l'issue de l'analyse des projections, la Commission a publié les premières conclusions sur les conditions tarifaires de la période 2020-2022 à l'occasion de

la seconde consultation publique organisée du 16 octobre au 16 novembre 2020. Le Document de consultation publique a ainsi été publié et mis en ligne sur le site internet de la Commission. Des communiqués sur le lancement de la consultation publique et la disponibilité des documents y relatifs ont été également faits par voie de presse.

Durant cette consultation, la Commission a mené plusieurs activités et reçu des contributions des parties prenantes, notamment du Gouvernement et de Senelec.

Une séance de travail a été organisée le 10 novembre 2020, à la suite d'une requête de Senelec. Cette rencontre, tenue en présence de Senelec, du Ministère du Pétrole et des Energies ainsi que du Ministère des Finances et du Budget, a essentiellement porté sur les observations de Senelec concernant les investissements et les charges d'exploitation non retenus par la Commission dans ses premières conclusions et sur la faisabilité du programme d'investissements.

Finalement, Senelec a soumis à la Commission, le 16 novembre 2020, ses observations avec des éléments

de justifications supplémentaires concernant notamment le bilan des investissements de la période 2017-2019, le programme d'investissements de la période 2020-2022 et les projections de charges d'exploitation. Elle a aussi fait des commentaires sur certaines évolutions méthodologiques retenues par la Commission.

Le Gouvernement, par lettres du Ministère du Pétrole et des Energies et du Ministère des Finances et du Budget, a attiré l'attention sur le cadrage macroéconomique qui plafonne le niveau de la dette publique, y compris celle des entreprises publiques dont Senelec. Il a ainsi recommandé de ne prendre en compte dans la base tarifaire de la période 2020-2022 que les projets dont les sources de financement sont identifiées. Il a aussi souligné la nécessité de mettre en place un mécanisme de correction du Revenu Maximum Autorisé de Senelec qui permettra de ne prendre en compte que les projets effectivement réalisés à la fin de chaque année.

La seconde consultation publique a été clôturée par une journée de partage, tenue le 20 novembre 2020 et dont la cérémonie d'ouverture a été présidée par le Ministre du Pétrole et des Energies. Cette journée a vu la participation :

- de l'Assemblée Nationale ;
- du Ministère du Pétrole et des Energies ;
- du Ministère des Finances et du Budget ;
- du Ministère de l'Economie, du Plan et de la Coopération ;
- des Associations de consommateurs ;
- de Senelec ;
- de l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) ;
- du Millenium Challenge Account (MCA) Senegal II ; et
- des Concessionnaires d'Electrification Rurale (CER).

A cette occasion, la Commission a présenté ses premières conclusions sur les conditions tarifaires de la période 2020-2022 et les observations reçues durant la consultation publique. Les discussions ont porté essentiellement sur la qualité du service, le coût de l'électricité qui reste encore élevé, l'optimisation de l'utilisation des infrastructures électriques particulièrement le parc de production, les modalités d'indexation des revenus de Senelec ainsi que sur le programme d'investissements et son impact sur la soutenabilité de la dette et sur les finances publiques. À la suite de l'analyse des contributions et justifications supplémentaires reçues lors de la seconde consultation publique, la Commission a transmis,

Journée de partage du document de première consultation publique de Senelec pour la période 2020-2022



le 23 décembre 2020, le projet de Décision sur les nouvelles conditions tarifaires pour la période 2020-2022 à Senelec pour requérir ses observations et lui permettre, le cas échéant, de formuler une contestation conformément à la réglementation.

Le Projet a également été transmis au Ministre du Pétrole et des Energies et au Ministre des Finances et du Budget.

Senelec n'a pas contesté le projet de Décision. Toutefois, elle a transmis à la Commission, le 30 décembre 2020, ses commentaires dont l'analyse détaillée n'a pas remis en cause les fondements et le contenu du projet de Décision. Ainsi, la Commission a pris la Décision n° 2020-56 relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022.

En somme, la Commission a noté, à l'issue du processus de révision des conditions tarifaires, que la régulation au prix-plafond telle que pratiquée au Sénégal est une approche efficace. Elle permet d'assurer à l'opérateur des revenus suffisants pour couvrir, dans des conditions normales d'exploitation, ses charges d'exploitation et de maintenance et d'obtenir un taux de rentabilité normal. Elle protège aussi les consommateurs contre les surcoûts résultant de l'inefficacité de l'opérateur qui ne doivent pas être répercutés sur le tarif.

Toutefois, il est apparu nécessaire, compte tenu des mutations dans le secteur et de la complexité de plus

en plus accrue de l'environnement, d'adopter des évolutions méthodologiques pour la période 2020-2022. Il s'agit de :

- l'intégration de la rémunération du Besoin en Fonds de Roulement ;
- la prise en compte des pertes sur les créances clients ;
- la suppression de l'imposition des intérêts dans le calcul du taux de rentabilité normal ;
- la correction annuelle du Revenu Maximum Autorisé relative au niveau de réalisation des projets d'investissements retenus dans les conditions tarifaires.

Ces évolutions prises en compte dans la détermination des revenus requis de référence de la période 2020-2022 devront permettre de renforcer l'efficacité et le caractère incitatif de la régulation au prix-plafond.

De même, le caractère inclusif du processus de révision a permis de tenir des discussions fructueuses avec toutes les parties prenantes notamment les associations de consommateurs, le Gouvernement, les institutions publiques et Senelec qui n'ont pas manqué de faire part de leurs préoccupations et d'apporter des contributions pertinentes pour l'amélioration durable du secteur de l'électricité.

L'encadré n°1 ci-dessous présente les différentes évolutions méthodologiques introduites par la Commission pour la période 2020-2022.

Encadré n° 1 : Projections retenues par la Commission pour la période tarifaire 2020-2022

Les conditions tarifaires de Senelec sont définies sur la base des projections de demandes, de charges d'exploitation et de maintenance et des investissements retenus par la Commission.

Les projections de demande retenues pour la période prévoient des ventes globales d'électricité de 12 920 GWh. Elles reposent sur une croissance moyenne annuelle des ventes de 9% qui devrait passer de 3 633 GWh en 2019 à 4 696 GWh en 2022. Cette dynamique s'explique essentiellement par l'augmentation des ventes Haute Tension de 27%.

Les investissements intégrés dans la base tarifaire sont de 524,877 milliards de FCFA dont 203,708 milliards de FCFA pour le renforcement et le développement du réseau de distribution soit près de 40% des projets retenus. Les projets de production s'élèvent à 55,696 milliards de FCFA au moment où 179,643 milliards de FCFA sont prévus pour le transport. Les autres investissements prévus pour les fonctions support sont de 85,829 milliards de FCFA.

Les investissements précités ne tiennent pas compte des projets réalisés par les producteurs indépendants et des projets financés par l'Etat du Sénégal sous forme de subventions ou dons, ceux relatifs au système de comptage et aux installations intérieures ne sont pas pris en compte dans la base tarifaire. Il s'y ajoute que pour certains projets jugés éligibles à la base tarifaire par la CRSE d'un montant de 162,548 milliards de FCFA, dont les financements ne sont pas identifiés, la Commission a décidé de ne pas les intégrer dans la base tarifaire. Cependant, si Senelec mobilise les financements et réalise les projets concernés, elle devra les soumettre à la Commission qui les prendra en compte dans le cadre du mécanisme de correction annuelle du Revenu Maximum Autorisé.

La capacité installée devrait connaître une augmentation de 8% sur la période. Elle passe de 1 436 MW en 2019 à 1 789 MW en 2022 soit une puissance supplémentaire de 354 MW sur la période. La puissance assignée suit la même tendance en passant de 1 258 MW en 2019 à 1 624 MW en 2020. La disponibilité moyenne des unités de production devrait s'améliorer progressivement pour atteindre 91,70% en 2022 contre 86,7% en 2019.

La structure de la production devrait évoluer considérablement. La production réalisée par les unités de Senelec se réduit progressivement. Elle passera de 51% en 2019 à 32% en 2022, au profit des achats d'énergie qui vont s'accroître avec le déploiement des nouvelles centrales prévues. Sur la période, la production nette du parc de Senelec est de 5 786 GWh ; soit 37% de

la production totale. Au niveau de la diversification des sources de production, le poids des centrales utilisant des produits pétroliers va se réduire progressivement au profit du Gaz naturel liquéfié (GNL) et des énergies renouvelables.

Les charges d'exploitation et de maintenance de la période se chiffrent, en francs constants de 2019, à 452 889 millions de FCFA en 2020, 477 703 millions de FCFA en 2021 et 502 926 millions de FCFA en 2022, correspondant à un taux d'accroissement annuel moyen de 1,72%.

Le montant des amortissements sur la période se chiffre à 44 357 millions de FCFA en 2020, 51 662 millions de FCFA en 2021 et 57 696 de FCFA en 2022. Avec le taux de rentabilité normal de 11,72%, la rémunération de la base tarifaire est de 71 544 millions de FCFA en 2020, 89 312 millions de FCFA en 2021 et 100 653 millions de FCFA en 2022.

Les revenus régulés requis pour couvrir les charges d'exploitation et de maintenance de Senelec et lui assurer une rémunération de ses actifs, au taux de rentabilité normal, durant la période 2020-2022 en franc constant de 2019 sont de 559 663 millions de FCFA 2020, 608 787 millions de FCFA en 2021 et 652 036 millions de FCFA en 2022 ; soit une moyenne annuelle de 606 829 millions FCFA.

Ils devront permettre d'assurer des ventes de référence de 3 919 GWh en 2020, 4 328 GWh en 2021 et 4683 GWh en 2022, correspondant à une moyenne annuelle de 4 310 GWh sur la période.

Les revenus requis de référence de la période 2020-2022 se répartissent comme suit :

- 60% pour l'activité de production ;
- 13% pour l'activité de transport ;
- 27% pour la distribution/vente.

En terme unitaire, le revenu requis de référence par kWh est de 142, 81 FCFA en 2020, 140,67 FCFA en 2021 et 139,24 en 2022 soit une moyenne sur la période de 140,80 FCFA.

La baisse progressive du revenu de référence par kWh s'explique par la réduction du coût de production qui devrait passer de 86,47 FCFA en 2020 à 83,38 FCFA en 2022 grâce à l'utilisation progressive du gaz naturel liquéfié à partir de juillet 2021. Le revenu requis de référence moyen de 140,80 FCFA/kWh sur la période 2020-2022 se répartit comme suit :

- 84,67 FCFA/kWh pour la production ;
- 17,97 FCFA /kWh pour le transport ;
- 38,16 FCFA/kWh pour la distribution/vente.

En considérant les différentes évolutions et les projections validées par la Commission les nouvelles conditions tarifaires pour la période 2020-2022 ont été

ainsi fixées. L'encadré suivant présente le détail des projections de charge et d'investissements retenues pour la période 2020-2022.

Encadré n° 2 : Evolutions méthodologiques retenues dans les conditions tarifaires de la période 2020-2022

- **La correction annuelle du RMA** : en vue de prendre en compte le niveau d'exécution des projets : il ressort de l'analyse de la Commission que des projets rémunérés dans les conditions tarifaires de Senelec ne sont pas réalisés. Cette situation se traduit par l'existence dans le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec d'amortissements et de rémunérations concernant des investissements non-réalisés. C'est la raison pour laquelle la Commission a inscrit cette problématique comme sujet de discussion lors de la première consultation publique. En effet, le mécanisme de correction, jusque-là en vigueur, ne prévoit qu'une mise à jour de la base tarifaire à la fin de la période ; permettant ainsi de ne pas prendre en compte dans la base tarifaire de la période suivante les projets de la période précédente non réalisés. Toutefois, il ne permet pas de corriger en cours ou à la fin de la période les revenus autorisés au titre des projets prévus dans les conditions tarifaires mais non réalisés. L'importance des programmes d'investissements de Senelec notamment sur les périodes tarifaires 2017-2019 et 2020-2020 a tendance à amplifier l'impact des projets prévus et non exécutés dans le Revenu Maximum Autorisé. À l'issue des échanges sur l'impact des projets non exécutés et sur la nécessité de mettre en place un mécanisme de correction du RMA, la Commission a décidé, pour la période 2020-2022, de mettre en place un mécanisme de correction annuelle du Revenu Maximum Autorisé pour ne prendre en compte que les investissements effectivement réalisés.

- **Le traitement dans la base tarifaire des projets dont les financements sont à rechercher** : la Commission note que les projets retenus sont pertinents et présentent une certaine cohérence par rapport aux objectifs de développement du secteur, donc éligibles à la base tarifaire. Cependant, pour certains projets d'un montant total de 162 548 millions de FCFA, la Commission a relevé que Senelec ne dispose pas, pour le moment, des financements requis. Étant donné que la première année de la période (2020) est presque écoulée et que le risque de non-exécution des projets dans les délais prévus pour défaut de financement n'est pas négligeable, la Commission considère que leur intégration dans la base tarifaire pourrait augmenter de manière artificielle les écarts de revenus lors des revues trimestrielles et induire des facteurs de correction importants à la fin de l'année. Dans la mesure où il est nécessaire de veiller à ce que les hypothèses de fixation de la base tarifaire soient les plus réalistes possible, la Commission a décidé de ne pas intégrer dans la base tarifaire les projets éligibles mais dont les financements ne sont pas identifiés. Néanmoins, si Senelec mobilise les financements et réalise les projets concernés, elle pourra les soumettre à la Commission dans le cadre du mécanisme de correction annuelle du Revenu Maximum Autorisé.

- **Le Besoin en Fonds de Roulement (BFR)** : Senelec a souligné qu'elle doit financer un BFR relativement conséquent pour éviter des ruptures dans son exploitation au regard du décalage important entre les délais de paiement des créances clients et ceux des dettes fournisseurs. Ainsi, elle a demandé que la rémunération de ce BFR, essentiellement financé par le système bancaire,

soit intégrée dans les nouvelles conditions tarifaires. La Commission considère effectivement que la question du financement de l'exploitation demeure structurelle malgré l'intégration progressive du prépaiement pour réduire les délais de paiement des clients. Il s'y ajoute qu'il est généralement admis dans la pratique régulatoire que la rémunération du BFR soit prise en compte dans la détermination des tarifs ou des revenus régulés dans la mesure où il nécessite la mobilisation de ressources permanentes. Ainsi la rémunération du BFR est intégrée dans les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022. Le niveau du BFR sera déterminé suivant la méthode normative et rémunéré au taux de rentabilité normal.

- **La méthode de calcul du taux de rentabilité normal** : le Cahier des charges de Senelec stipule que le taux de rentabilité normal à prendre en compte pour la rémunération de la base tarifaire est le coût du capital calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC) en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces. Ainsi, le WACC était jusque-là déterminé comme suit :

- WACC avant impôts = $(1-T_s) / (1-T_c) \times \text{WACC}$ après impôts avec :
- WACC après impôts = $g \times R_d + (1-g) \times R_e$
- T_s : taux d'impôt sur les intérêts pour la période tarifaire.
- T_c : taux d'impôt sur les bénéfices des entreprises pour la période tarifaire.

Les dernières études tarifaires menées au Sénégal ont montré que l'inclusion du taux d'impôt sur les intérêts (T_s) dans le calcul du WACC n'est requise que dans les systèmes fiscaux avec imputation où les impôts déjà payés par une société sont crédités aux actionnaires et pris en compte dans la taxation des dividendes ; ce qui n'est pas le cas pour le Sénégal. Ainsi, il a été fortement recommandé de ne plus faire référence à ce paramètre dans le calcul du WACC d'autant plus qu'il est de nature à réduire le taux de rentabilité normal. Étant donné que ce paramètre est prévu dans le Cahier des charges de Senelec, la Commission a organisé de larges échanges sur la question avec Senelec et le Ministère du Pétrole et des Energies signataires, du Contrat de concession. Les Parties ont accepté le principe de la suppression de l'impôt sur les intérêts. Ainsi, le taux de rentabilité normal sera déterminé sur la base de la Formule en vigueur en considérant la non-imposition des intérêts.

- **La perte sur les créances clients** : Les entreprises du service de l'électricité sont confrontées à des risques de non-recouvrement d'une partie de leurs créances auprès des clients. Dans le cas de Senelec, des pertes sur les créances clients sont régulièrement constatées dans les comptes. Toutefois, celles-ci ne sont pas prises en compte dans les projections de coûts utilisées pour déterminer les conditions tarifaires. Le caractère structurel des pertes sur les créances clients justifie l'intégration d'un taux de perte sur créances dans les conditions tarifaires. Il résulte de l'analyse de la Commission que cette pratique est largement consacrée. Ainsi, un taux de perte sur les créances clients de 1% sera pris en compte dans les conditions tarifaires. Ce taux s'applique aux ventes d'énergie électrique aux clients en post paiement.

1.1.2. Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 et 2021

Les conditions tarifaires prévoient que 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.

Chaque trimestre, le RMA est estimé sur la base des

moyennes arithmétiques des différents indices de prix afin d'évaluer l'écart de revenus et de déterminer le niveau d'ajustement des tarifs ou le montant de la compensation nécessaire lorsque le Gouvernement décide de maintenir les tarifs en vigueur.

Ainsi, la Commission a fixé le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 et 2021 ainsi qu'il suit :

1.1.2.1. Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020

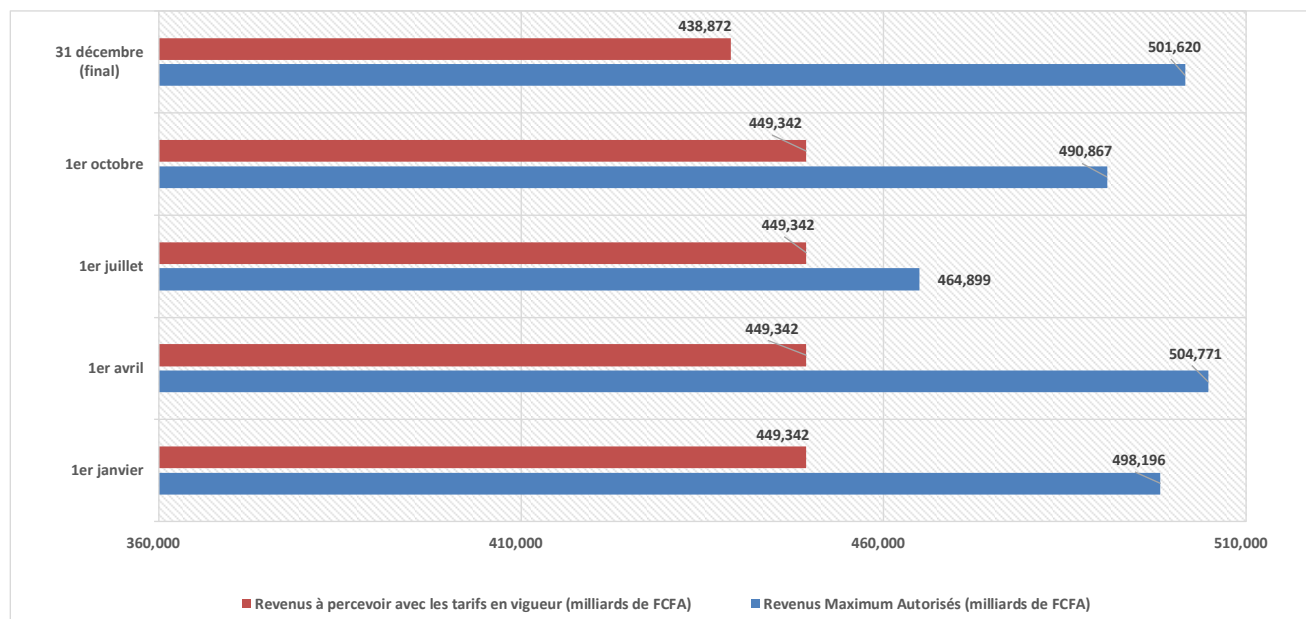
La Commission a pris 05 Décisions relatives au RMA de Senelec en 2020. Les montants du RMA issus des différentes indexations, le niveau final du RMA ainsi

que les écarts de revenus sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020

Dates d'indexation	Ventes (GWh)	Revenus Maximum Autorisés (milliards de FCFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (milliards de FCFA)	Ecarts de revenus annuels (milliards de FCFA)	Ecarts de revenus trimestriels (milliards de FCFA)	Compensations de revenus (milliards de FCFA)
1 ^{er} janvier	4 024,74	498,196	449,342	- 48,854	12,214	12,214
1 ^{er} avril	4 024,74	504,771	449,342	- 55,429	15,501	15,501
1 ^{er} juillet	4 024,74	464,899	449,342	- 15,557	-	-
1 ^{er} octobre	4 024,74	490,867	449,342	- 41,525	13,810	13,810
31 décembre (final)	3 861,25	501,620	438,872	- 62,748		41,525

Graphique 1 : Évolution du RMA de 2020 en milliards de FCFA



Le RMA final en 2020 est fixé à 501,620 milliards de FCFA pour des ventes de 3 861,25 GWh.

Par rapport à son niveau de référence d'un montant de 565,659 milliards de FCFA, le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 a baissé de 64,039 milliards de FCFA correspondant à un recul de 11%.

Cette baisse résulte particulièrement de la réduction des prix des combustibles dans un contexte marqué par la pandémie de Covid 2019.

Ce Revenu Maximum Autorisé tient compte des ventes réalisées, des niveaux des indices d'inflation et des prix des combustibles constatés. Il intègre également le facteur de correction des revenus constitués de la

correction relative à la réalisation des investissements en 2020, à la rémunération de la variation du Besoin en Fonds de Roulement et de l'écart de revenus de l'année 2019.

Les recettes de Senelec provenant de la vente d'énergie électrique s'élèvent à 438,872 milliards de FCFA, d'où un écart de revenus de 62,748 milliards de FCFA sur l'année par rapport au RMA de 501,620 milliards de FCFA. Cet écart ayant été compensé par le Gouvernement à hauteur de 41,525 milliards de FCFA, le solde de 21,223 milliards de FCFA a été inscrit en facteur de correction dans le calcul du RMA en 2021.

1.1.2.2. Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2021

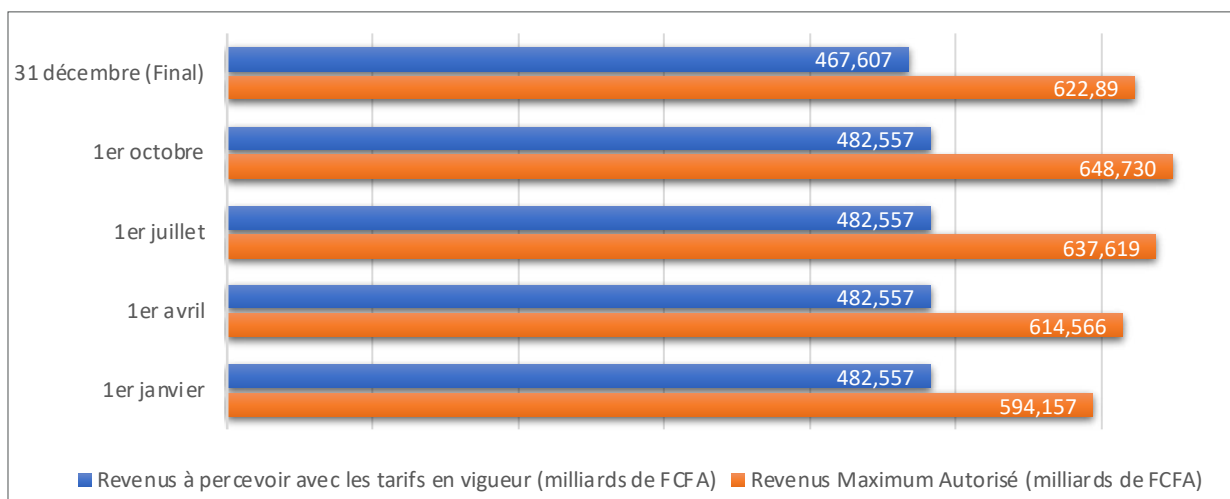
La Commission a pris 05 Décisions relatives au RMA de Senelec en 2021. Les montants issus des différentes indexations, le niveau final du RMA ainsi

que les écarts de revenus sont présentés dans le tableau ci-dessous. Le tableau suivant présente le RMA en 2021 lors des différentes indexations.

Tableau 1 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2021

Dates d'indexation	Ventes (GWh)	Revenus Maximum Autorisé (milliards de FCFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (milliards de FCFA)	Ecarts de revenus annuels (milliards de FCFA)	Ecarts de revenus trimestriels (milliards de FCFA)	Compensations de revenus (milliards de FCFA)
1er janvier	4 335,2	594,157	482,557	-111,600	27,90	27,90
1er avril	4 335,2	614,566	482,557	-132,009	38,105	38,105
1er juillet	4 335,2	637,619	482,557	-155,062	50,292	50,292
1er octobre	4 335,2	648,730	482,557	-166,173	49,877	49,877
31 décembre (Final)	4 141,8	622,89	467,607	-155,283		10,890

Graphique 2 : Évolution du RMA de 2021 en milliards de FCFA



Le Revenu Maximum Autorisé final de Senelec en 2021 est fixé à 622,890 milliards de FCFA pour des ventes de 4 141,78 GWh.

Les recettes de Senelec provenant de la vente d'énergie électrique s'élevaient à 467,607 milliards de FCFA, d'où un écart de revenus de 155,283 milliards de FCFA sur l'année par rapport au RMA. En tenant compte des compensations de revenus d'un montant total de 166,173 milliards de FCFA décidées par le Gouvernement lors des différentes indexations, un surplus de revenus de 10,890 milliards de FCFA a été constaté. Il sera inscrit, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur, en facteur de correction dans le calcul du RMA en 2022.

Il convient de noter que l'année 2021 a été marquée par une reprise de l'économie mondiale et l'augmentation des prix des combustibles particulièrement le Gaz

naturel liquéfié (Gnl). De même, la Commission a été amenée à constater que la centrale Karpowership initialement prévue pour fonctionner au Gnl à partir du deuxième semestre de l'année 2021 a continué à fonctionner au Fuel Lourd, entraînant ainsi une modification sensible du schéma de production retenu dans les conditions tarifaires en vigueur. Elle a ainsi retenu de reclassifier le facteur de pondération du Gnl en 2021 dans le facteur de pondération du Fuel Lourd BTS qui est le principal combustible de substitution. Cette décision permet de prendre en considération dans le RMA l'adaptation du plan de production et évite ainsi la génération de surplus de revenus liés à des facteurs purement exogènes.

Les Décisions relatives aux conditions tarifaires de la période 2020-2022 et aux RMA en 2020 et 2021 sont présentées à l'annexe 1.

1.2. Opérateurs d'électrification rurale

En 2020 et 2021, l'activité de régulation tarifaire pour les concessions d'électrification rurale a porté sur :

- la révision des conditions tarifaires applicables dans les Concessions Dagana-Podor-Saint-Louis et Louga-Linguère-Kébémér ;

- la révision des conditions tarifaires applicables dans la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou ; et
- la détermination des compensations tarifaires dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs.

1.2.1. Révision des conditions tarifaires applicables dans les Concessions Dagana-Podor-Saint-Louis et Louga-Linguère-Kébémér

Conformément aux dispositions de l'article 28 de la loi n°98-29, jusque-là en vigueur, la Commission détermine les conditions tarifaires applicables par les titulaires de Licence ou de Concession. La période durant laquelle elles resteront en vigueur sont définies dans le cahier des charges de ces titulaires de titre d'exercice.

Ainsi, pour Comasel Saint-Louis et Comasel Louga, l'article 15 du Cahier des charges annexé au Contrat de Concession fixe les conditions tarifaires pour une durée de validité de 5 ans au terme de laquelle, elles sont révisées.

Sur ce fondement, la Commission a lancé en 2019 la révision des conditions tarifaires des Concessions Dagana-Podor-Saint-Louis et Louga-Linguère-Kébémér par la publication d'un chronogramme déclinant le calendrier de mise en œuvre du processus

ainsi que les rôles et responsabilités de chacune des parties prenantes.

Le processus a conduit à l'élaboration des documents de synthèse des bilans des opérateurs sur la période 2013-2020. Ces documents de synthèse ont fait l'objet de Consultations publiques sur la période du 13 août au 13 septembre 2021.

Toutefois, un décalage assez significatif a été noté par rapport aux calendriers d'exécution. Ce décalage est imputable à la non-soumission de documents conformes par COMASEL Saint-Louis et COMASEL Louga et au retard accusé dans la fixation des obligations de raccordement et normes de qualité de service des opérateurs pour la période tarifaire.

Ainsi, le chronogramme initial a fait l'objet de plusieurs révisions. La dernière version révisée, suite à la première consultation publique, est la suivante :

Tableau 3 : Chronogramme de révision des conditions tarifaires de COMASEL Saint-Louis et de COMASEL Louga

PROJECTIONS DE COÛTS POUR LA PERIODE 2021- 2025				
Projections pour la période 2021-2025	Comasel	Soumission par Comasel des projections de la période 2021-2025	16/11/2021	Document de projections
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections de coûts 2021-2025	06/12/2021	
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de demande	20 au 22/12/2021	
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections d'investissement		
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de coûts		
	Comasel	Transmission par Comasel des projections définitives de la période 2021-2025	30/12/2021	
2nde CONSULTATION PUBLIQUE				
Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	CRSE	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires. Publication de la durée de la consultation publique	17/01/2022	Les propositions de Comasel au regard des orientations du Ministre chargé de l'Energie. La durée de la seconde consultation publique ne peut être inférieure à 30 jours.
		Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires		
Clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique	17/02/2022	Tout avis reçu après la clôture ne sera pas pris en considération. La Commission mettra les résultats bruts à la disposition du public dans les meilleurs délais.
PHASE DE MISE AU POINT				
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Energie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Energie	A convenir entre les parties	
Eventuellement Révisions des projections pour la période 2021-2025	Comasel	Révision par Comasel des projections pour la période 2021-2025 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	A convenir entre les parties	
Projet de décision	CRSE	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	25/02/2022	Projet de décision : Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.



1.2.2. Révision des conditions tarifaires applicables dans la concession

Kaffrine-Tambacounda-Kédougou

La Commission a fixé les conditions tarifaires et les prix plafonds de vente applicables par ERA dans la Concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, pour la période 2019-2023, par Décision n° 2019-53 du 09 décembre 2019.

Conformément à la réglementation en vigueur, tout opérateur dispose d'un droit de recours contre les

Décisions de la Commission devant la Cour Suprême. Ainsi, ERA a introduit en mars 2020 un recours en annulation de la Décision de la Commission.

Par arrêt n°11 du 25 février 2021, la Cour Supreme a déclaré irrecevable le recours formé par ERA.

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

L'Etat du Sénégal, 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, a décidé de procéder à l'harmonisation des tarifs sur l'ensemble du territoire national sur la base des tarifs appliqués par Senelec.

Pour rappel, les modalités de mise en oeuvre des mesures relatives à l'harmonisation des tarifs de l'électricité sur l'ensemble du territoire national prévoient la compensation mensuelle, par l'Etat, du manque à gagner enregistré par les Concessionnaires d'Electrification Rurale (CER) du fait de l'application

des tarifs harmonisés. Ainsi, dans le cadre de la mise en oeuvre 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 en 2020 quarante-huit (48) Décisions de compensation tarifaire pour un montant de 2 141 691 057 FCFA et quarante-huit (48) Décisions de compensation tarifaire en 2021 correspondant à 2 887 411 603 FCFA, soit une progression de 35%.

Les compensations au titre des années 2020 et 2021 sont ainsi réparties par concessionnaire et par mois :

Tableau 4 : Répartition de la compensation par concessionnaire et par mois en 2020 (FCFA)

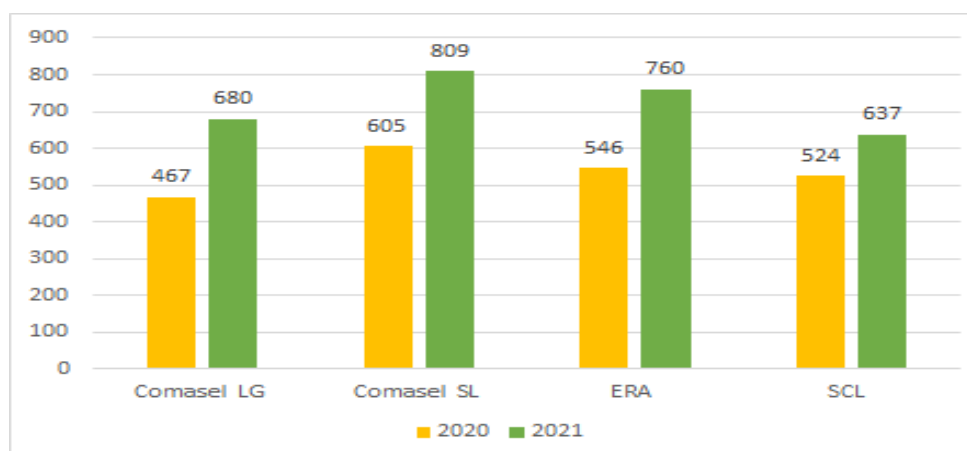
	Comasel LG	Comasel SL	ERA	SCL	Total
janv-20	30 483 018	39 019 896	37 986 519	34 719 626	142 209 059

févr-20	32 511 027	41 628 799	38 562 466	37 374 051	150 076 343
mars-20	33 932 070	45 637 279	43 969 253	37 635 210	161 173 812
avr-20	37 173 421	48 631 102	39 646 570	37 877 808	163 328 901
mai-20	40 011 016	50 570 446	68 462 371	39 601 560	198 645 393
juin-20	42 771 321	53 839 581	53 251 737	43 474 547	193 337 186
juil-20	49 798 567	72 560 052	48 933 176	66 552 241	237 844 036
août-20	35 890 455	45 993 415	37 920 461	46 075 258	165 879 589
sept-20	36 170 181	49 069 350	52 576 666	42 282 050	180 098 247
oct-20	39 066 968	49 235 737	41 436 480	46 643 870	176 383 055
nov-20	42 546 221	53 101 624	54 918 719	46 872 618	197 439 182
déc-20	46 453 910	55 468 089	28 362 101	44 992 154	175 276 254
Total	466 808 175	604 755 370	546 026 519	524 100 993	2 141 691 057

Tableau 5 : Répartition de la compensation par concessionnaire et par mois en 2021 (FCFA)

	Comasel LG	Comasel SL	ERA	SCL	Total
janv-21	46 650 442	58 161 089	67 427 717	49 708 879	221 948 127
févr-21	47 161 582	60 257 529	36 203 937	44 522 749	188 145 797
mars-21	50 082 799	63 417 443	54 010 471	47 653 764	215 164 477
avr-21	55 755 379	68 180 535	59 362 610	51 092 054	234 390 578
mai-21	58 392 779	69 667 576	82 621 393	52 740 556	263 422 304
juin-21	63 497 728	74 394 460	76 266 213	52 339 293	266 497 694
juil-21	55 411 579	63 21 111	84 032 703	55 389 452	258 048 845
août-21	55 690 749	66 323 977	52 214 722	54 786 926	229 016 374
sept-21	56 891 642	67 444 867	66 294 583	56 079 717	246 710 809
oct-21	61 260 826	71 932 915	54 583 504	56 874 803	244 652 048
nov-21	64 209 755	72 525 181	74 056 194	59 244 328	270 035 458
déc-21	65 290 374	73 944 111	53 106 592	57 038 015	249 379 092
Total	680 295 634	809 464 794	760 180 639	637 470 536	2 887 411 603

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





Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



2. Suivi de l'exécution des Contrats de Concession

Les dispositions de Contrats de Concession prévoient que la Commission assure le contrôle de la bonne exécution des obligations contractuelles. C'est dans

ce cadre qu'elle procède au suivi du respect des normes et des obligations contractuelles 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 2020 - 2022.

Il a concerné également la certification des comptes ainsi que la séparation comptable des activités de production, de transport et de distribution.

2.1.1. Suivi des normes

Conformément aux dispositions de l'article 8 du 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, cette dernière doit remettre à la Commission, au plus tard trois mois après la fin de l'année, un rapport d'exploitation annuel. Ce rapport doit fournir l'ensemble des informations portant sur les indicateurs objets du suivi de la Commission, notamment, les niveaux de pertes techniques, les performances relatives aux normes contractuelles, les plaintes des consommateurs etc. Les normes relatives à la qualité de service et suivies par la Commission sont les suivantes :

- 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 ;
- Le nombre de coupures (SAIFI) ;
- la transmission par voie électronique de la facture ;
- le changement de tarif.

Au titre de l'année 2020, Senelec a soumis les informations relatives à trois (3) normes sur les dix (10) précitées. Il s'agit des normes relatives à l'approbation, à la sécurité et de disponibilité et aux nombres de coupures.

Pour l'année 2021, Senelec n'a pas transmis les informations relatives aux normes.

Toutefois, en l'absence de ces données, la Commission a considéré les informations transmises par Senelec dans le cadre de la révision de ses nouvelles conditions tarifaires. Ces données renseignent sur la situation de certaines normes relatives aux clients finaux pour les années 2020 et 2021.

Les résultats de l'analyse des informations reçues sont résumés ci-après :

• 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 6 269 F CFA par jour de retard est dû au client.

a. Demande d'approbation de travaux de branchement HT

En 2020 et 2021, une seule demande d'approbation de travaux de branchement HT a été reçue. Le délai de réponse de ladite demande est supérieur à la norme.

b. Demande d'approbation de travaux de branchement MT

Pour l'année 2020, sur un total de 82 demandes, seules 2 ont reçu une réponse hors délai fixé par la norme. En revanche, toutes les demandes d'approbation reçues en 2021 ont été traitées dans les délais.

Ainsi, la norme est respectée par Senelec pour 99% des demandes d'approbation des travaux de branchement.

Par ailleurs, le délai de réponse moyen de Senelec pour les demandes de raccordements MT, estimé à 6,24 jours en 2020 et 6,28 jours en 2021, est inférieur à la norme de 10 jours.

Tableau 6 : Suivi des normes d'approbation

Niveau de tension	2020		2021	
	HT	MT	HT	MT
Demandes reçues	0	84	1	270
Demandes traitées dans les délais	0	82	0	270
Demandes traitées hors délais	0	2	1	0

• 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.

La quantité d'ENF est évaluée à 12,28 GWh en 2020 et à 13,63 GWh en 2021, alors que la norme est

respectivement de 38,61 GWh et de 41,4 GWh. Ainsi, Senelec a respecté la norme.

Par ailleurs, le niveau relatif de l'ENF par rapport à la norme connaît une baisse significative en passant de 47% en 2019 à 32% en 2020 et 33% en 2021.

Tableau 7 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

	2019	2020	2021
Norme ENF (GWh)	36	38,61	41,4
ENF relevée (GWh)	16,85	12,28	13,63
Niveau de l'ENF par rapport à la norme (%)	47	32	33

• Normes sur le nombre de coupures

Le périmètre de suivi de la norme est limité à la région de Dakar pour la période tarifaire 2020-2022.

Le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client de Senelec sur la période tarifaire susmentionnée est limité à 15. Ce nombre représente le rapport de la somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service sur le nombre total de clients

(SAIFI). La norme est respectée par Senelec.

Entre 2020 et 2021, le nombre moyen de coupure ou SAIFI a connu une hausse en passant de 6,34 à 11,69 soit respectivement 42% et 78% de la valeur normative fixée pour la période tarifaire 2020-2022.

La norme est toutefois respectée par Senelec.

• Normes liées aux relations avec la clientèle

a) Facturation

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

- d'établir la première facture non estimée dans un délai de trois (3) mois. A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 269 F CFA par jour de retard ;
- de ne pas émettre plus de 2 factures estimées par an pour un client ;
- de respecter un délai de 10 jours pour traiter les

réclamations concernant les factures.

Le nombre de premières factures émises par Senelec, au-delà du délai de 3 mois, a connu une baisse en passant de 577 en 2020 à 311 en 2021, représentant respectivement 22% et 11% des factures émises.

Senelec a également déclaré n'avoir pas émis de factures estimées durant les années 2020 et 2021.

Concernant le délai de traitement de 10 jours des réclamations des factures, Senelec a réalisé des

progrès dans le respect de la norme. En effet, le taux de réclamations traitées hors délai est passé de 27% en 2020 à 1% en 2021.

Tableau 8 Suivi des normes liées aux relations avec la clientèle

	2020	2021
Emission Première facture (non estimée)		
Premières factures émises	2670	2753
Premières factures établies dans les délais	2093	2442
Premières factures établies hors délais	577	311
Taux de factures établies hors délais (%)	22	11
Réponses aux réclamations concernant les factures		
Réclamations reçues	1544	46 555
Réclamations traitées dans les délais	1124	45 876
Réclamations traitées hors délais	420	679
Taux de réclamations traitées hors délais (%)	27	1

b) Remise de courant après coupure pour défaut de paiement

Senelec a l'obligation de rétablir le courant dans un délai de 24 heures après le règlement de la facture d'un client qui a subi une coupure d'électricité pour défaut de paiement.

A défaut, Senelec doit verser une incitation contrac-

tuelle égale à 5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois.

Selon les informations reçues, Senelec a respecté la norme dans 99% des cas. Le nombre de clients ayant subi une coupure pour défaut de paiement est de 160 868 en 2020 et 245 164 en 2021.

• Normes sur la disponibilité des services à prépaiement

Dans le cadre de la gestion des clients aux compteurs à prépaiement, Senelec a l'obligation de mettre à la disposition des clients des services d'achat de crédit :

- du lundi au vendredi : de 8 heures à 17 heures et ;
- les Week-end et jours fériés : de 8 heures à 12 heures.

Senelec a informé que les services d'achat de crédit sont disponibles 7 jours/7 et aux heures fixées par la norme. En plus des guichets Woyofal, les services des prestataires mobiles money (Orange Money, Wave, etc.) facilitent cette disponibilité.

• Normes sur la transmission par voie électronique de la facture

Senelec a l'obligation de transmettre les factures par voie électronique à l'abonné qui le souhaite.

En 2020 et en 2021, Senelec a pris l'option de n'appliquer cette norme que pour sa clientèle

d'affaires qui a mis à la disposition de la société son adresse électronique.

Ladite norme n'est donc pas respectée.

• Normes de branchement Basse Tension (BT) 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. Concernant la visite des installations pour un branchement, Senelec n'a pas respecté la norme pour 21% des demandes de 2020 et 20% de celles de 2021. Par ailleurs, le délai moyen de visite est supérieur à 5 jours en 2020 et 2021.

S'agissant de la réalisation des branchements, Senelec, en 2020, ne s'est pas conformée à la norme pour 42% des demandes en zone urbaine et 52% des demandes en zone rurale.

Pour l'année 2021, Senelec ne s'est pas conformée à la norme pour 43% des demandes en zone urbaine et 53% de demandes en zone rurale. Selon Senelec, ces manquements sont justifiés, notamment, par une rupture de stock des intrants (câbles, accessoires, et compteurs).

Le délai moyen de traitement des branchements est également supérieur à la norme pour les années 2020 et 2021

Tableau 9 : Suivi des normes de branchement BT sans modification de réseau

	2020		2021	
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement				
Personnes visitées	192 070		203 488	
Personnes visitées dans les délais	151 861		163 016	
Personnes visitées hors délais	40 209		40 472	
Taux de réalisation des visites hors délais (%)	21		20	
Délai moyen de visite (jour)	9		7	
Travaux de branchement				
	Urbain	Rural	Urbain	Rural
Branchements réalisés	90 869	127 609	53 909	107 321
Branchements réalisés dans les délais	52 588	61 482	30 713	50 083
Branchements réalisés hors délais	38 281	66 127	23 196	57 238
Taux de réalisation des branchements hors délais (%)	42	52	43	53
Délai moyen de traitement (jour)	12	40	12	17

Par ailleurs, Senelec, de manière générale, ne respecte pas l'obligation de transmission, à la Commission, des informations relatives aux normes qui lui sont assignées pour ses clients finaux et pour les concessionnaires d'électrification rurale.

Il s'y ajoute que les informations transmises dans certains cas sont incomplètes et ne permettent pas

à la Commission de se prononcer sur le respect de la norme et le cas échéant sur l'application des incitations y relatives.

Ainsi, Senelec doit prendre des mesures nécessaires pour permettre à la Commission d'exercer ses attributions de contrôle et de suivi de ces normes.

2.1.2. Suivi des obligations de raccordement

Dans le cadre de la définition des conditions tarifaires de la période 2020-2022, le Ministre chargé de l’Energie a fixé à Senelec l’obligation de raccorder 412 078 nouveaux abonnés domestiques dans sa Concession dont 214 095 en zone urbaine et 197 983 en zone rurale.

Ces objectifs ont été également répartis par région et par année.

• **Zone urbaine**

Les objectifs de raccordement de Senelec, en zone urbaine, sont fixés à 42 819 nouveaux clients en

2020 et à 74 933 nouveaux clients en 2021. Senelec a raccordé 119 210 nouveaux clients en 2020 et 99 844 nouveaux clients en 2021, soit respectivement un taux de réalisation de 278 % et 133 % par rapport aux objectifs.

Le tableau ci-après présente les réalisations de Senelec relativement aux objectifs fixés pour les années 2020 et 2021 en zone urbaine.

2.1.2. Suivi des obligations de raccordement

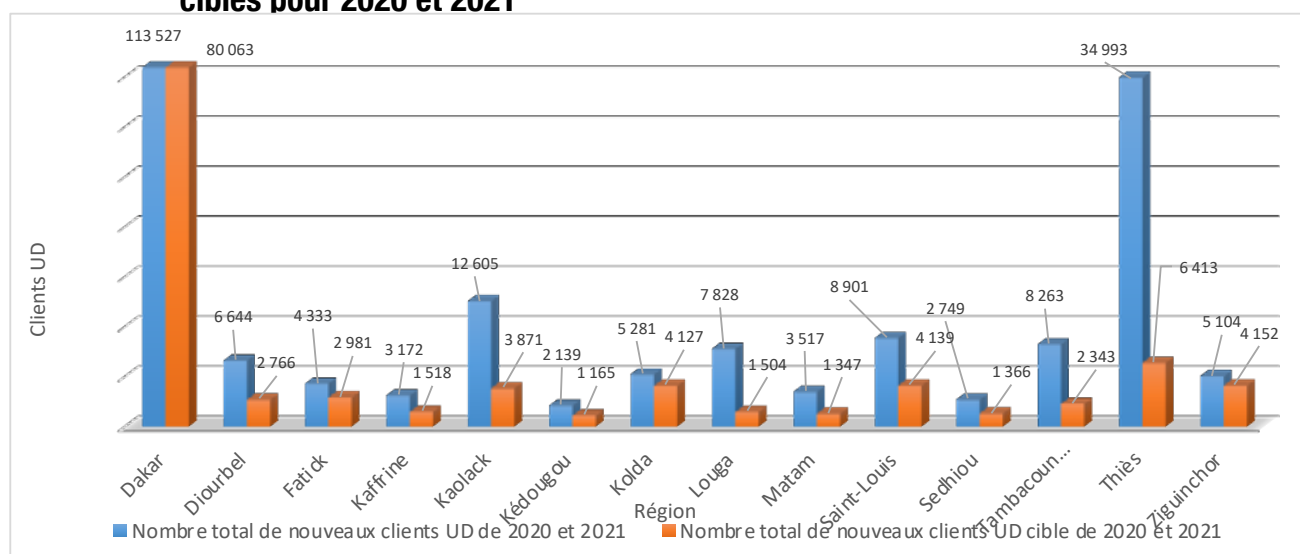
	Raccordements réalisés en 2020			Raccordements réalisés en 2021			Total du nombre de nouveaux clients UD de 2020 et 2021	Total du nombre de nouveaux clients UD cible de 2020 et 2021
	Nombre de nouveaux clients UD* en 2020	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2020	Nombre de clients UD en 2020	Nombre de nouveaux clients UD en 2021	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2021	Nombre de clients UD en 2021		
Dakar	67 581	29 114	655 957	45 946	50 949	769 484	113 527	80 063
Diourbel	2 849	1 006	36 899	3 795	1 760	43 543	6 644	2 766
Fatick	2 048	1 084	16 946	2 285	1 897	21 279	4 333	2 981
Kaffrine	1 173	552	9 038	1 999	966	12 209	3 172	1 518
Kaolack	5 664	1 408	50 498	6 941	2 463	63 102	12 605	3 871
Kédougou	615	424	4 472	1 524	741	6 611	2 139	1 165
Kolda	2 351	1 501	17 498	2 930	2 626	22 779	5 281	4 127
Louga	3 621	547	29 278	4 208	957	37 106	7 828	1 504
Matam	1 534	490	14 117	1 983	857	17 633	3 517	1 347
Saint-Louis	4 767	1 505	59 979	4 135	2 634	68 880	8 901	4 139
Sédhiou	1 595	497	9 059	1 154	869	11 808	2 749	1 366
Tambacounda	4 116	852	25 578	4 147	1 491	33 841	8 263	2 343
Thiès	17 761	2 332	156 796	17 232	4 081	191 788	34 993	6 413
Ziguinchor	3 538	1 510	33 172	1 566	2 642	38 276	5 104	4 152
Sénégal	119 210	42 822	1 119 284	99 844	74 933	1 338 338	219 054	117 755

*UD : Usager Domestique (ménages électrifiés)

En 2020, les objectifs de raccordement ont été largement dépassés sur l'ensemble des régions. Les régions de Louga et de Thiès ont enregistré les meilleures réalisations de raccordement de ménages en 2020 avec des réalisations représentant respectivement 6 fois et 7 fois les objectifs fixés. En 2021, la tendance de dépassement des objectifs assignés s'est confirmée sur l'ensemble des régions

hormis les régions de Dakar et Ziguinchor qui enregistrent respectivement des taux de réalisation de 90% et de 59% par rapport aux objectifs. De manière globale, sur 2020 et 2021, les objectifs de raccordements sont largement dépassés comme en atteste la figure ci-après :

Gaphique 4: Comparaison-Nouveaux clients UD réalisés par rapport au nombre ciblés pour 2020 et 2021



• Zone rurale

Senelec a l'obligation de raccorder en zone rurale, 39 597 nouveaux clients en 2020 et 69 294 nouveaux clients en 2021 ; soit un total de 108 891 nouveaux clients sur la période 2020-2022. Senelec a raccordé 52 799 nouveaux clients en 2020 et

62 858 nouveaux clients en 2021, soit respectivement un taux de réalisation de 133% et 91% par rapport aux objectifs.

Le tableau ci-après présente les réalisations de Senelec relativement aux objectifs fixés pour les années 2020 et 2021 en zone rurale.

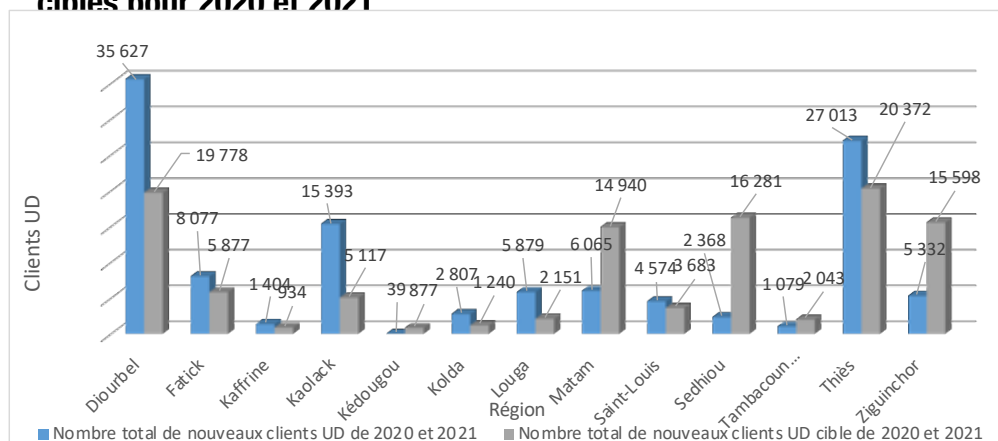
Tableau 11: Suivi des obligations d'électrification en zone rurale

	Raccordements réalisés en 2020			Raccordements réalisés en 2021			Total du nombre de nouveaux clients UD de 2020 et 2021	Total du nombre de nouveaux clients UD cible de 2020 et 2021
	Nombre de nouveaux clients UD en 2020	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2020	Nombre de clients UD en 2020	Nombre de nouveaux clients UD en 2021	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2021	Nombre de clients UD en 2021		
Diourbel	14 308	7 192	109 359	21 319	12 586	130 678	35 627	19 778
Fatick	3 127	2 137	22 148	4 951	3 740	27 098	8 077	5 877
Kaffrine	519	340	4 543	885	594	5 428	1 404	934
Kaolack	6 095	1 861	22 192	9 299	3 256	31 490	15 393	5 117
Kédougou	14	319	112	25	558	137	39	877
Kolda	1 472	451	6 266	1 336	789	7 601	2 807	1 240
Louga	2 968	782	27 685	2 911	1 369	30 596	5 879	2 151
Matam	2 927	5 433	21 980	3 138	9 507	25 118	6 065	14 940
Saint-Louis	2 374	1 339	22 044	2 200	2 344	24 244	4 574	3 683
Sédhiou	1 373	5 920	4 225	996	10 361	5 220	2 368	16 281
Tambacounda	466	743	9 202	613	1 300	9 815	1 079	2 043
Thiès	14 432	7 408	76 478	12 581	12 964	89 059	27 013	20 372
Ziguinchor	2 728	5 672	19 457	2 604	9 926	22 061	5 332	15 598
Sénégal	52 799	39 597	345 687	62 858	69 294	408 545	115 657	108 891

En 2020, Senelec a atteint ses objectifs de raccordement de nouveaux clients dans 8 des 13 régions concernées. Les régions de Kédougou, Matam, Sédhiou, Tambacounda et Ziguinchor ont enregistré des réalisations de raccordement de nouveaux clients en deçà des objectifs fixés.

Pour l'année 2021, le nombre de régions pour lesquelles les objectifs de raccordement sont atteints est passé à 5 sur 13 régions. Les régions concernées sont Diourbel, Fatick, Kaffrine, Kaolack et Louga. Le plus faible taux de réalisation a été enregistré dans la région de Kédougou.

Graphique 5: Comparaison-Nouveaux clients UD réalisés par rapport au nombre ciblés pour 2020 et 2021



En 2020 et 2021, Senelec n'a pas atteint ses objectifs de raccordements pour les régions de Kédougou, Matam,

Sédhiou, Tambacounda et Ziguinchor.

2.1.3. Certification des états financiers de Senelec

Les états financiers de Senelec de 2020 et 2021, au regard des principes et règles du système comptable OHADA, ont été certifiés avec réserve, par les Commissaires aux comptes, réguliers et sincères et donnant une image fidèle des résultats et situations financière et patrimoniale de la société.

La réserve porte sur la comptabilisation des installations

de production, de transport, de distribution, des postes et lignes électriques à l'actif de Senelec comme biens propres alors que la loi 2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité a confirmé les dispositions de la loi 2002-01 du 10 janvier 2002 qui a transféré à l'Etat la propriété de ces ouvrages.

2.1.4. Séparation comptable des activités de Senelec

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

La Décision n° 2015-04 du 13 juin 2015 de la Commission portant approbation des principes et règles de séparation comptable des activités de Production, de Transport et de Distribution d'énergie électrique de Senelec a fixé les modalités de dissociation des comptes.

Senelec, sur cette base, a entamé le processus de séparation comptable autour de trois (03) activités métiers (Production, Transport et Distribution) et d'une (01) holding.

Au terme des dispositions de l'article 38 de son

Contrat de Concession, la Commission doit approuver formellement des comptes séparés en s'assurant du respect des principes et règles de dissociation comptable préalablement définis.

Ainsi en 2020, la Commission a obtenu du Millénium Challenge Account Sénégal II (MCA-Sénégal II) un appui pour le recrutement d'un Consultant chargé de l'accompagner dans l'audit du dégroupage comptable des activités de Senelec aux fins de donner un avis sur le respect par l'opérateur des modalités de dissociation comptable. L'audit a démarré en décembre 2021 et doit permettre à la Commission de se prononcer, au courant du 1er trimestre 2022, sur la fiabilité des comptes dissociés de Senelec.

2.2. Les opérateurs d'électrification rurale

Le suivi de l'exécution des Contrats de Concession des opérateurs d'électrification rurale porte essentiellement sur les obligations de raccordement et les normes

de qualité de service fixées aux Concessionnaires d'Electrification Rurale (CER) et aux Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT).

2.2.1. Les Concessionnaires

Pour l'année 2020, les concessionnaires d'électrification rurale (Comasel Louga, Comasel Saint-Louis, SCL Energie Solutions, ERA) ont transmis leurs rapports d'activités à l'exception de Electricité Du Rip (EDR) et Kolda Energy (KE).

Concernant l'année 2021, n'ayant pas reçu lesdits rapports d'activités malgré les nombreuses relances, la Commission a considéré les informations transmises par les CER pour la détermination des compensations tarifaires dans le cadre de l'harmonisation tarifaire à

l'exception d'EDR et KE. S'agissant d'EDR et de KE, il convient de préciser que leurs Contrats de Concession ont été résiliés par l'Autorité Concédante, en avril 2021.

• Les obligations de raccordement

Les objectifs de raccordement fixés dans le cadre des Programmes Prioritaires d'Electrification Rurale (PPER) ont servi de référence pour mesurer les performances en termes de raccordement de Comasel Louga, Comasel Saint-Louis et SCL.

Concernant ERA, les objectifs de raccordement fixés dans le cadre de la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2019-2023 sont considérés pour l'appréciation de sa performance.

Globalement, le nombre de ménages raccordés par les concessionnaires d'électrification rurale (Comasel Louga, Comasel Saint-Louis, ERA et SCL) est passé de 43 194 clients en 2020 à 47 838 en 2021, soit une évolution de 11%. Cette évolution s'explique, en

partie, par la mise en œuvre des mesures transitoires de l'harmonisation tarifaire. Toutefois, le nombre de raccordements reste en deçà des objectifs globaux de 60 556 clients. Le taux de raccordement des CER par rapport aux objectifs a connu une augmentation en passant de 71% en 2020 à 79% en 2021.

L'évolution du nombre de clients raccordés par les CER sur les années 2020 et 2021 est consignée dans le tableau, ci-après.

Tableau 12 : Evolution du nombre de clients raccordés comparée aux objectifs de raccordement par Concessionnaire

Concession	Concessionnaire	Date signature du contrat	Objectifs du PPER		Etat d'avancement en fin 2020		Etat d'avancement en fin 2021	
			en fin 2020	Etat d'avancement	Nombre de clients raccordés (b)	Taux de réalisation (b)/(a)	Nombre de clients raccordés (c)	Taux de réalisation (c)/(a)
Dagana Podor -St Louis	Comasel (ONE-Maroc)	30-mai-08	en fin 2021	19 574	11 759	60%	12 878	66%
Louga Linguere Kébémér	Comasel (ONE-Maroc)	19 nov. 2009	29 nov. 2011 29 nov. 2013	11 826	10 029	85%	12 031	102%
Kaffrine Tambacounda Kédougou	Energie Rurale Africaine (ERA) (EDF - Matforce)	29-juin-11	2019-2023*	19 456	12 176	63%	12 097	62%
Mbour	SCL Energie Solutions (STEG-COSELEC-LCS)	09 nov. 2012	Sep 2017 mai 2019	9 700	9 230	95%	10 832	112%
						95%		95%
TOTAL				60 556	43 194	71%	47 838	79%

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

• Les normes de qualité et de service

Le suivi des normes de qualité de service n'a pu être effectué car les concessionnaires n'ont pas transmis les informations sollicitées, nonobstant les diverses

relances. Ces derniers doivent prendre les dispositions nécessaires pour permettre à la Commission d'exercer sa mission de suivi desdites normes

2.2.2. Les Gestionnaires Délégués Transitoires

Les Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) sont des sociétés à qui l'Etat a confié la gestion technique et commerciale des localités électrifiées dans le cadre de ses programmes d'électrification rurale dans l'attente de l'arrivée des concessionnaires.

Les deux GDT en activité sont :

- le Groupement Sénégalais de Réalisation et de Maintenance (GSERM) attributaire des localités rurales des départements de Kolda, Vélingara, Tambacounda, Kédougou et Sédhiou ; et
- la Société Sénégalaise pour l'Equipement et l'Energie (SS2E) attributaire des localités rurales des

départements de Dagana, Kaolack, Saint-Louis, Kébémér, Louga, Linguère, Mbacké, Tivaoune, Kaolack, Niore, Diourbel, Bambey et Kafrine.

En 2020, la Commission n'a reçu que le rapport d'activités de SS2E. Ledit rapport fait état d'une situation invariable par rapport à 2019 avec un

nombre d'abonnés de 1 824. En 2021, ces GDT n'ont pas transmis leurs rapports d'activités.

D'une manière générale, les GDT doivent fournir toutes les informations nécessaires à la Commission pour un suivi correct de leurs activités.



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



3. Avis émis par la Commission

Toute activité de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique est soumise au régime de la licence ou de la concession, délivrée par le Ministre chargé de l'Energie après Avis conforme de la Commission.

En outre, la Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Energie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires afférents au secteur de l'électricité et sur toutes les questions relevant de la mise en œuvre de la politique sectorielle.

3.1. Demande de Licence de Production de Walo Storage

La société Walo Storage a soumis à la Commission le 06 mars 2020 une demande de licence de production pour la réalisation d'un projet portant sur deux composantes, l'une sur la fourniture de services de stockage avec des batteries de 10 MWc et l'autre sur la production et la vente d'énergie électrique avec d'une centrale de 16 MWc. Après examen du dossier, la Commission a jugé que la requête est

irrecevable aux motifs que toute demande de licence doit, au préalable, être adressée au Ministre chargé de l'Energie qui le transmet à la Commission pour Avis, conformément aux dispositions de la loi n°98-29 du 14 avril 1998.

Par conséquent, la Commission a demandé au promoteur d'adresser sa requête au Ministre chargé de l'Energie.

3.2. Retrait des licences de vente et concessions de distribution accordées à Electricité du Rip et Kolda Energy

Le Ministre du Pétrole et des Energies a saisi la Commission, le 20 juillet 2021, pour avis sur quatre projets d'arrêtés portant retrait des Licences de vente et concessions de distribution d'énergie électrique accordées aux opérateurs Electricité du Rip (EDR) et Kolda Energy (KE), respectivement, titulaires des Concessions Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas et Kolda-Vélingara.

En effet, la gestion de ces deux concessions a été émaillée de manquements récurrents entraînant une impossibilité pour Electricité du Rip et Kolda Energy d'assurer convenablement le service public de la fourniture d'électricité aux populations de ces localités.

Après analyse et tenant compte des multiples mises en demeure qui ont été adressées à EDR et KE, la Commission a, par lettre n°0392 du 02 aout 2021, émis un avis au Ministre chargé de l'Energie sur les projets d'arrêtés relatifs aux retraits des Concessions de distribution d'énergie électrique et des Licences de vente d'énergie électrique accordées au Groupement ENCO/ISOFOTON MAROC pour la Concession Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas et à Kolda Energy pour la Concession Kolda-Vélingara.

Par la suite, le Ministre chargé de l'Energie a, en date du 16 aout 2021, pris les arrêtés relatifs aux retraits des titres d'exercice susvisés accordés au Groupement ENCO/ISOFOTON MAROC.

3.3. Demande de modification d'un commun accord du Contrat de concession de Senelec

Suite à la résiliation en avril 2021 des Contrats de Concession de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas et de Kolda-Vélingara et le retrait de leurs Licences de vente d'énergie électrique et Concessions de distribution d'énergie électrique, l'Etat a décidé en septembre 2021 de confier à Senelec, qui a accepté, l'exploitation de ces Concessions.

Conformément aux stipulations du Contrat de Concession de Senelec, le Ministre du Pétrole et des Energies, en octobre 2021, a transmis à la Commission, pour avis, le projet d'Avenant n° 06 au

Contrat de Concession portant extension du périmètre de Senelec dans les départements de Kaolack, Nioro du Rip, Guinguinéo, Fatick, Gossas, Kolda, Vélingara et Médina Yoro Foulah.

Au terme de l'examen du dossier, la Commission a émis l'Avis n°03/2021 du 06 décembre 2021 favorable à l'extension du périmètre de Senelec aux localités situées dans les départements de Kaolack, Nioro du Rip, Guinguinéo, Fatick, Gossas, Kolda, Vélingara et Médina Yoro Foulah.

3.4. Demande de licence de production et de vente d'énergie électrique de West African Energy

Le Ministre chargé de l'Energie, par lettre du 29 juillet 2021, a transmis à la Commission, pour Avis, la demande de licence de West African Energy, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur. Dans le cadre de l'instruction de la demande, la Com-

mission a organisé une consultation publique, au terme de laquelle, elle a émis l'Avis n°02/2021 du 17 septembre 2021, favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à West African Energy.

3.5. Projets de Loi portant Code de l'électricité et de Loi portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE)

Le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, le 28 janvier 2021, pour Avis, les projets de Code de l'électricité et de loi portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE). Après analyse, la Commission a formulé ses observations sur les projets de textes qui ont été adoptés le 09 juillet 2021.

Encadrés n°3 et n°4 : Les grandes lignes de la Loi n°2021-31 portant Code de l'électricité et la Loi n° 2021-32 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE).

Encadré n°3 : les grandes lignes de la Loi n°2021-31 portant Code de l'Electricité

Les objectifs du Code de l'électricité

- Améliorer la viabilité financière et la bonne gouvernance pour une électricité en quantité, qualité et abordable
- Disposer d'un cadre référentiel unique intégrant l'économie d'énergie, l'électrification rurale et les énergies renouvelables pour atteindre l'accès universel en 2025.

Le Champ d'application

Les dispositions du Code de l'électricité s'appliquent :

- aux activités de production, d'autoproduction, de transport, de distribution, de stockage, de vente, d'importation, d'exportation d'énergie électrique quelle que soit la source d'énergie ;
- aux ouvrages de production, d'autoproduction, de transport, de distribution, de stockage d'énergie électrique ;
- aux installations électriques intérieures, équipements et matériels électriques ;
- à l'approvisionnement en combustible des centrales de production d'énergie électrique.

Les activités régies par le Code de l'Electricité

- Production, Autoproduction, production indépendante d'électricité ;
- Transport, distribution ;
- Importation, exportation ;
- Stockage ;
- Accès des tiers aux réseaux de transport et distribution avec la fin du monopole sur l'achat et la vente en gros (procédure, limite, règles du marché régional) ;
- Conditions d'approvisionnement en énergie primaire ;
- Maîtrise de l'énergie ;
- Achat, vente et rémunération des énergies renouvelables.

La Planification du secteur

- Elaboration d'un Plan intégré à moindre coût (PIMC) qui est le cadre de planification du secteur de l'électricité sur cinq ans et sert de base à :

- la préparation des plans quinquennaux de production, de transport, de distribution et d'électrification rurale ;
- la mise en œuvre du programme national de maîtrise de l'énergie électrique ;
- la régulation tarifaire et aux appels d'offres à lancer.
- Le PIMC est élaboré par le Ministre et approuvé par décret, après avis du Régulateur
- Le PIMC est mis à jour tous les cinq ans avec la possibilité d'une révision exceptionnelle

Le Régime juridique des activités et les procédures de passation

- déclaration pour l'autoproduction selon le seuil de puissance fixé ;
- licence pour les activités de production ; de vente ; d'autoproduction en cas de dépassement du seuil et de vente du surplus de production ; de stockage ; d'importation et d'exportation ;
- concession pour les activités de transport et distribution ;
- affermage pour les activités de distribution du réseau basse tension et de vente.
- Les procédures de passation par :
 - appel d'offres, procédure de principe ;
 - entente directe et offres d'initiative privée après avis du Régulateur.

Autres dispositions nouvelles

- Développement de projets (identification, priorisation et contenu local)
- Approbation des modèles de convention et de cahier de charge par le Ministre après avis du Régulateur
- Définition des conditions d'achat, de vente et de rémunération des énergies renouvelables
- Renforcement des missions du FSE (maîtrise de l'énergie, promotion et développement des énergies renouvelables)
- Electrification rurale décentralisée et fourniture de système solaire individuel

Encadré n°4 :**les grandes lignes de la Loi n°2021-32 portant création, organisation et attributions de la CRSE**

La CRSE régule le secteur de l'électricité comprenant la production et l'autoproduction, le transport, la distribution, le stockage, la vente, l'importation et l'exportation de l'énergie électrique. Avec ses nouvelles missions, elle régule :

- le secteur aval des hydrocarbures comprenant l'importation, le raffinage, l'exportation et la réexportation, le stockage, le transport, la distribution et la commercialisation d'hydrocarbures ;
- les segments intermédiaire et aval du secteur gazier comprenant l'agrégation, la transformation, le stockage, l'importation, l'exportation, la réexportation et la fourniture de gaz naturel sous forme gazeuse ou liquide ; ainsi que les activités de transport et de distribution par gazoducs de gaz naturel, de transport et de distribution de gaz naturel liquéfié et de transport et de distribution de gaz naturel comprimé.

D'une Commission avec 3 membres, la CRSE passe à une Commission de 7 membres organisée comme suit :

- le Conseil de régulation, composé de 7 membres, nommés par décret à la suite d'un appel à candidature, pour un mandat de 5 ans renouvelable une fois
- le Secrétariat Exécutif, organe exécutif : le Secrétaire exécutif est nommé par décret sur proposition du Conseil de régulation par voie d'appel à candidature, pour un mandat de 5 ans, renouvelable une fois ; il est sous l'autorité du Président du Conseil de régulation ; et
- le Comité de Règlement des Différends, composé de 5 membres : chargé de l'examen des plaintes et recours déposés auprès de la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie. La composition ainsi que les modalités d'organisation et de fonctionnement du CRD sont fixées par décret.

La Commission sera aussi accompagnée par des comités consultatifs des consommateurs, des opérateurs et des administrations. Les modalités d'organisation et de fonctionnement de ces comités sont fixées par Règlement d'application.

Les principes de régulation

Le régulateur veille au respect des principes :

- d'équité, de transparence, d'égalité de traitement dans l'octroi des titres d'exercice ;

- d'équilibre économique et financier des conventions et cahiers des charges ;
- d'équité sociale et territoriale dans la tarification des services ;
- de concurrence effective, saine et loyale, de compétitivité, de non-discrimination dans l'intérêt de l'État, des opérateurs et des consommateurs ;
- de continuité du service public ;
- de sécurisation de l'approvisionnement du pays en hydrocarbures ; et
- de gestion efficiente et durable des ressources naturelles.

Les attributions de la CRSE

- Consultatives
- sur les projets de textes du secteur de l'électricité
- Décisionnelles:
 - Instruit les demandes de licences ou de concession;
 - Veille au respect des termes des licences ou concession;
 - Veille au respect de la concurrence
 - Détermine la structure et la composition des tarifs

Attributions supplémentaires nouvelles

- **Consultatives :**
 - Instruction des demandes de licences ou concessions pour les secteurs aval des hydrocarbures et intermédiaire et aval gaziers ;
 - Avis consultatif sur le Plan Intégré à Moindre Coût (PIMC);
- **Décisionnelles:**
 - définition des critères de l'autoproduction;
 - supervision des appels d'offres;
 - validation des procédures d'entente directe et d'offres spontanées pour l'électricité;
 - fixation des niveaux de marges;
 - fixation des niveaux de stocks de sécurité et stocks outil ;
 - Définition des règles d'accès des tiers aux réseaux et installations de stockage ; et
 - règlement des litiges avec la création d'un Comité de Règlement des Différends.

3.6. Plan Tarifaire adopté par le Gouvernement

Le Gouvernement du Sénégal, a adopté, dans le cadre de la réforme du secteur de l'électricité, un Plan Tarifaire à la suite d'une étude sur le coût du service de l'électricité menée avec l'appui du Second Compact du Millenium Challenge Corporation (MCC).

Ce Plan Tarifaire a pour objectif d'adapter les tarifs en vigueur pour refléter le coût du service et d'assurer le paiement régulier de la compensation tarifaire au cas où le niveau des tarifs serait insuffisant pour couvrir les revenus autorisés de Senelec.

Conformément à la réglementation en vigueur, le Ministre du Pétrole et des Energies a, par lettre en date du 06 août 2021, transmis à la Commission, pour Avis, le Plan Tarifaire. Au terme de l'instruction du dossier et après analyse, la Commission a considéré que le Plan Tarifaire apporte des améliorations au niveau de la méthodologie et de la structure tarifaire et a émis l'Avis n°01/2021 favorable à l'adoption et la mise en œuvre du Plan Tarifaire.

Elle a, par ailleurs, formulé des recommandations relatives à la nécessité de prévoir des revues et/ou des réaménagements périodiques du Plan tarifaire afin de prendre en considération les risques liés notamment à la disponibilité du gaz local pour la production de l'électricité.

L'encadré suivant présente le détail du Plan Tarifaire

Encadré n°5 : Plan Tarifaire adopté par le Gouvernement

Le plan tarifaire porte sur la méthodologie, la structure tarifaire, le niveau des tarifs et l'efficacité technique de Senelec.

Concernant la méthodologie, sa conformité et à sa pertinence globale ont été confirmées par une étude tarifaire qui a recommandé par ailleurs des corrections techniques portant sur les éléments suivants :

- l'inclusion du Besoin en Fonds de Roulement (BFR) dans la base d'actifs régulés ;
- l'abandon du taux d'imposition (Ts) dans la formule de calcul du coût du capital ;
- l'inclusion d'un taux raisonnable de créances irrécouvrables dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé ;
- la modification de la période tarifaire de 3 à 5 ans à partir de 2023.

En dehors de la modification de la durée de la période tarifaire de 3 à 5 ans, les recommandations relatives à la méthodologie ont été appliquées par la CRSE dans les conditions tarifaires de la période 2020-2022 de Senelec. Pour la structure tarifaire, ledit plan vise :

- la réduction progressive de 50% de la péréquation tarifaire entre catégorie de client ;
- la généralisation de la prime fixe à tous les clients de la Basse Tension ;
- la création d'un tarif social sans prime fixe pour les clients domestique et professionnel avec des consommations inférieures à 250 kWh ;

- La création d'un tarif saisonnier au niveau de la Moyenne Tension.

S'agissant de l'efficacité de Senelec, le plan tarifaire prévoit une baisse considérable des coûts de production de Senelec avec l'utilisation du gaz naturel à partir de 2021 et la réduction des pertes non techniques.

L'application du plan est prévue en 2 phases : une phase préparatoire sur la période 2020-2022 et une phase d'opérationnalisation de la nouvelle structure tarifaire à partir de 2023.

Durant la phase préparatoire, les actions vont porter sur le renforcement de la pratique régulatoire et sur les activités de sensibilisation et d'éducation concernant les justifications de la réforme du secteur de l'électricité, la nécessité de faire évoluer la structure tarifaire ainsi que les bénéfices attendus et son impact sur les clients et sur l'économie nationale.

La phase opérationnelle du processus devra débuter en 2023 et permettra l'application des mesures relatives à la structure tarifaire. Les effets de ces mesures ne devraient pas entraîner des augmentations tarifaires de plus de 1,5% par an.

Par ailleurs, le Gouvernement s'est engagé dans le plan tarifaire à assurer le paiement régulier et périodique de la compensation à Senelec pour couvrir les écarts de revenus.

3.7. Projet de Code de réseau du secteur de l'électricité

Le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, pour Avis, le 20 octobre 2021, le projet de Code de réseau.

Dans le cadre de l'instruction, la CRSE a lancé une consultation publique sur la période allant du 10 novembre au 09 décembre 2021.

Pour rappel, le Code de réseau constitue le document de référence devant définir de façon transparente les conditions d'accès au réseau, les principes et règles d'exploitation et de gestion du réseau, dans le but de préserver la sécurité et la stabilité du système

électrique national. Il régit, entre autres, les modalités d'échanges et de collaborations entre les différents acteurs du marché de l'électricité.

Au terme de la consultation publique et des journées d'échanges tenues avec les différents acteurs, la Commission a émis l'Avis n°02/2022 du 02 mars 2022 favorable à l'approbation du projet de Code de réseau.

Par la suite, le projet de Code de réseau a été approuvé par arrêté n°8531 du 27 avril 2022 du Ministre du Pétrole et des Energies.

3.8. Projet ERILs

Le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, pour Avis, les projets de Contrats de Concession et de cahiers de charges des projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERILs) des sociétés Kabada-Valorem, ECS Innovation, Dotcable, Ilemel, ENEKIO, Kassoumaï 78 et de SEN 3E.

Après examen, la Commission a formulé des observations sur les projets de contrats, notamment le fait qu'ils doivent intégrer des clauses relatives à l'har-

monisation tarifaire telle que mise en œuvre dans toutes les autres des Concessions d'électrification rurale.

Ainsi, en vue de finaliser les documents contractuels, la Commission a organisé une séance de travail avec l'ASER et a invité cette dernière à entamer des négociations avec chaque opérateur pour la prise en charge de l'harmonisation tarifaire dans les projets de contrats.



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



4. Autres activités menées

Durant la période 2020-2021, les activités menées dans le cadre de la réforme du secteur de l'électricité auxquelles a participé la Commission concernent la stratégie Gas-to-power, l'élaboration du Code de

réseau et la mise en œuvre des activités du second Compact MCA Sénégal II du Millénaire Challenge Corporation.

4.1. Réforme du cadre légal et réglementaire du secteur de l'énergie.

La mise en œuvre du compact porte notamment sur l'amélioration et la révision du cadre légal et institutionnel du secteur de l'électricité devant permettre la création d'un environnement propice à l'amélioration de la viabilité financière et à la bonne gouvernance du secteur.

Ainsi, le Gouvernement, à travers le Ministre chargé de l'Energie, a mené le processus d'élaboration et d'adoption du Code de l'électricité et de la nouvelle loi devant consacrer le renforcement ainsi que l'extension du champ d'intervention de la Commission.

A ce titre, un comité technique composé des services du Ministre chargé de l'Energie, de la Commission et de Senelec, avec l'accompagnement du MCA, a été mis en place.

En 2020 et en 2021, la Commission a participé aux différents travaux dudit comité technique chargé de finaliser les projets de lois portant sur le Code de l'électricité et la loi sur le régulateur.

La Commission a également pris part aux travaux du comité technique du Secrétariat Général du Gouvernement chargé de la revue et de la validation des projets de textes. Enfin, elle a participé à la session plénière de l'Assemblée nationale pour le vote des

deux projets de loi adoptés en Conseil des ministres. Au terme du processus, la loi n°2021-31 portant Code de l'électricité et la loi n° 2021-32 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) ont été adoptées le 09 juillet 2021.

Par ailleurs, le processus de finalisation des projets de textes d'application des deux lois susvisées est entamé en novembre 2021 par le comité technique mis en place par le Ministre chargé de l'Energie. Il s'agit des projets de décrets portant sur l'organisation et le fonctionnement de la CRSE, le Plan Intégré à Moindre Coût (PIMC), les procédures de passation et d'attribution des conventions et des licences et les conditions et modalités d'exercice de l'autoproduction.

Dans le cadre de ses travaux, le comité s'assure, entre autres, de la conformité des projets de textes avec le Code de l'électricité, les directives communautaires, la législation et les procédures en vigueur, notamment en matière de fiscalité et d'environnement.

Les travaux sont en cours.

4.2. Projet de Code de réseau

La Commission a participé à l'ensemble des activités relatives à l'élaboration du projet de Code de réseau dont l'atelier de démarrage s'est tenu le mardi 04 février 2020 avec la participation des parties prenantes, notamment, le Consultant, Senelec, l'AFD et le Ministère en charge de l'Energie.

Du fait de la pandémie du COVID-19, la méthodologie de travail a été revue, privilégiant les rencontres en visioconférence pour l'examen des différents livrables du Consultant par un comité composé du Ministère en charge de l'Energie, de Senelec et de la CRSE.

Les livrables constitutifs du corps du projet de Code de réseau ont été consolidés le 23 octobre 2020.

Les activités du comité se sont poursuivies en 2021 et ont porté sur des réunions de mise en conformité avec le projet de Code de l'Electricité. La dernière séance de travail du comité s'est tenue le 27 août 2021.

Par la suite, le Ministre chargé de l'Energie a transmis

à la Commission, le 20 octobre 2021, le projet de Code de réseau pour Avis, en vue de son approbation.

A ce titre, la Commission a lancé une consultation publique du 10 novembre au 09 décembre 2021, sur le projet de Code de réseau, pour recueillir les observations, commentaires ou recommandations des parties intéressées.

Par ailleurs, elle a organisé, les 14 et 15 décembre 2021, un atelier de partage et d'échanges sur ledit projet de Code avec les acteurs du secteur de l'électricité, notamment, les producteurs indépendants (IPP), les Concessionnaires d'Electrification Rurale (CER), les associations de consommateurs, le MCA Sénégal II et Senelec.

La Commission a également mis en place un Comité Adhoc devant prendre en charge les observations qui n'ont pu être traitées lors de l'atelier de partage du fait d'un défaut de consensus des parties sur les solutions

préconisées. Ce Comité, composé de Senelec, des producteurs indépendants, des CER, de la CRSE et de l'équipe de consultants, s'est réuni le 16 décembre 2021.

Après réception et analyse de la dernière version du projet de Code de Réseau, prenant en considération l'ensemble des observations pertinentes formulées

par les parties prenantes, la Commission a émis l'Avis n°02/2022 du 02 mars 2022 favorable à l'approbation du projet de Code de Réseau.

Le Code de réseau a été approuvé par arrêté ministériel n°8531 du 27 avril 2022.

4.3. Stratégie « Gas to Power »

Dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie « gas-to-power », la Commission a participé à différentes rencontres du sous-comité Electricité et gaz tenues sur la période 2020-2021.

Ces rencontres ont essentiellement concerné le suivi des projets de FRSU (Unité de Re-gazéification et de Stockage Flottante) au Cap de Biches et de Karpower, du projet de conversion au gaz des centrales de Senelec et de celui relatif au Contrat d'Achat d'Electricité (CAE) avec West Africa Energy

(WAE). Les principales informations de la dernière rencontre dudit sous-comité tenue le 8 décembre 2021 ont porté, notamment, sur :

- la signature du MOU entre Senelec et BP dans le cadre du contrat d'achat de gaz ;
- la finalisation de textes d'application du Code gazier ; et
- a finalisation du rapport Pre-FEED dans le cadre de la réalisation du réseau gazier par le comité technique mis en place à cet effet.

4.4. Mise en œuvre du second Compact MCA-Sénégal II

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.

Dans le cadre de ce programme, la Commission a

participé en 2020 et en 2021 aux études sur le coût de service de l'électricité, la mise en place du Bureau d'Accès au Réseau de Transport (BART) et aux audits du réseau de Senelec et de la séparation comptable des activités de Senelec.

4.4.1. Etude du cout de service de l'électricité

Les objectifs de cette étude ont été d'évaluer de manière générale la méthodologie de détermination et de fixation des conditions tarifaires de Senelec et d'appuyer le secteur dans l'adoption d'une méthodologie et d'une grille tarifaire de nature à assurer sa viabilité économique et financière.

La Commission a participé à toutes les étapes de l'étude ; de l'élaboration des termes de références à la validation des livrables.

Cette étude a abouti à l'adoption d'un Plan Tarifaire par le Gouvernement ; ce plan est l'objet de l'Avis n°01/2021 de la Commission.

4.4.2. Audit du réseau électrique

L'objectif général de l'étude est d'appuyer le régulateur dans la régulation technique du secteur en le dotant d'outils de suivi de la performance du réseau et de conformité des titulaires de concession et licence par rapport aux normes et standards techniques.

L'étude a débuté par une phase de diagnostic ayant abouti à une connaissance plus détaillée du réseau électrique notamment sur le niveau des pertes techniques et commerciales, sur la continuité de service mais également sur l'état de conformité des pratiques

actuelles des différents opérateurs du secteur de l'énergie par rapport aux normes et standards techniques existantes.

En 2020 et 2021, la Commission a participé à différentes séries de rencontres organisées avec le consultant et les différentes parties prenantes, en particulier, les directions opérationnelles de Senelec. Les rencontres ont également concerné les Concessionnaires d'Electrification Rurale. A ce titre, des visites de terrain se sont tenues :

- à Mbour et Saint louis respectivement chez les concessionnaires SCL Energie Solutions et Comasel du 13 au 17 septembre 2021 ;
- à Tambacounda chez le concessionnaire ERA du 11 au 14 octobre 2021.

À la suite des rencontres et du recueil de données nécessaires, cette première phase a abouti à l'élaboration, au partage et à la validation des rapports de diagnostic relatifs à l'analyse de la situation technique des concessionnaires, notamment le niveau des pertes et la continuité du service.

Pour la suite de la mission, le consultant devra identifier toutes actions nécessaires à mettre en place pour

améliorer les axes d'analyse préalablement identifiés et devra proposer un plan d'actions validé par l'ensemble des parties prenantes.

Parallèlement aux activités d'audit du réseau électrique et conformément aux termes de référence de l'étude,

une session de formation a été organisée par le consultant en collaboration avec le MCA ; session à laquelle les Experts de la Commission ont pris part.

Ladite formation, tenue en 2021, a porté sur la modélisation des réseaux électriques et les notions associées a été effectuée.

En 2022, il est prévu trois formations dont les thématiques porteront sur :

- les méthodes de développement des réseaux d'énergie électrique ;
- le choix des indicateurs et le suivi de leurs performances ;
- la gestion commerciale des opérateurs, sur la stratégie de communication et les questions juridiques liées à la fraude.

L'étude devra s'achever en juillet 2022.

4.4.3. Etude de mise en place d'un Bureau d'Accès au Réseau de Transport (BART)

En perspective de la fin du monopole de Senelec et de l'ouverture progressive du marché de l'électricité et conformément à la feuille de route Electricité 2035, le MCA a financé l'étude pour la mise en place d'un bureau d'accès des tiers aux réseaux de transport (BART). L'objectif général de cette mission est de faire évoluer l'organisation commerciale de Senelec pour mieux répondre aux meilleures pratiques de l'accès des tiers au réseau.

Plus précisément, l'étude a pour objectif d'accompagner la mise en place au sein de Senelec d'un BART intérimaire qui initiera certaines fonctions, commerciales en particulier, du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) et qui, après une période de 2

ans, pourrait être entièrement intégré à l'opérateur système du GRT.

En 2021, la Commission a participé aux différentes rencontres tenues dans le cadre de l'étude, notamment la réunion de démarrage, l'atelier de validation du rapport de diagnostic de l'existant et à l'atelier sur la définition des cahiers de charges, des outils à acquérir ainsi que de l'organisation nécessaire au démarrage des activités du BART.

L'acquisition, par Senelec, des outils prédéfinis dans les cahiers de charges est en cours. L'étude a prévu pour la suite, un accompagnement de Senelec pour la mise en place du BART ainsi que des formations.

4.4.4. Audit de la séparation comptable des activités de Senelec

Dans le cadre de la coopération avec le MCA Sénégal II, la Commission, avec l'appui d'un cabinet comptable, a démarré l'audit du dégroupage comptable des activités de Production de Transport et de Distribution de Senelec.

Cet audit s'inscrit dans le processus d'approbation, par le régulateur, des comptes séparés de Senelec. Il a pour objectif de s'assurer que les états financiers séparés de Senelec ont été établis conformément aux

principes et règles de séparation comptable définis par la Décision n° 2015-04 de la Commission.

Il est attendu, au terme de cette étude, l'avis de la Commission sur le respect par l'opérateur des principes de séparation comptable et sur la fiabilité des comptes dissociés de 2020.

L'étude a démarré en 2021 et devrait se terminer au cours du 1er trimestre de l'année 2022.

4.4.5. Comité Technique de Suivi du Compact MCA-Sénégal II (COTECH)

Le Ministre du Pétrole et des Energies a mis en place par arrêté du 03 décembre 2021, le Comité Technique de suivi du Compact MCA-Sénégal II (COTECH) qui regroupe des services du Ministère en charge de l'Energie, Senelec, l'ASER, la CRSE et le MCA.

Ledit comité est chargé de veiller au respect des orientations techniques et d'assurer la coordination

entre les différentes parties prenantes pour le bon déroulement du Compact. Ainsi, il est tenu d'informer sur le suivi et l'état d'avancement des différents projets et de participer à la validation des livrables de conceptions et des options à considérer dans les projets du Compact.



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



5. Traitement des plaintes et des réclamations

Conformément à la réglementation en vigueur la Commission a pour entre autres missions, de veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et d'assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique.

A 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 la réponse de l'opérateur n'est pas satisfaisante, qu'il peut porter l'affaire devant la Commission.

Les dossiers de réclamation instruits par la Commission en 2020 et 2021 ont concerné notamment des réclamations relatives à des demandes de raccordement, à des contestations de factures, à la défectuosité de compteurs et aux dommages subis sur des appareils électriques.

Il convient de noter que la plupart du temps, les requérants ne respectent pas la procédure en la matière. Ils saisissent directement la Commission sans avoir au préalable procédé à la saisine de l'opérateur. Ce qui fait que la Commission, dans le cadre de l'instruction du dossier, ne dispose pas toujours de la réponse de Senelec. Pour ne pas rejeter systématiquement la réclamation, la Commission prend le soin d'écrire formellement à Senelec.

Même dans le cas où le requérant respecte la procédure en faisant un recours préalable, la Commission note que Senelec répond généralement dans un délai anormalement long.

De manière globale, des efforts nécessaires pour améliorer la diligence dans le traitement des plaintes des consommateurs doivent être fournis.



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



6. Relations publiques et communication

La pandémie de la Covid-19 a eu un impact sur les activités de communication de la Commission. Ainsi, la Commission a sursis à la plupart de ses activités portant sur les relations publiques et la communication notamment les rencontres périodiques avec les associations de consommateurs.

Si en 2020, les actions de Communication et

Relations Publiques ont essentiellement porté sur le changement de logo et de la charte graphique de la Commission, l'année 2021 a été marquée par une reprise des activités de communication avec la vulgarisation des nouvelles réformes intervenues dans le secteur de l'énergie.

• Changement de logo et de la charte graphique

Dans sa volonté d'améliorer sa communication, la Commission a décidé d'impulser une nouvelle dynamique à travers le changement de son logo et de sa charte graphique. Le changement de logo

intervenue en 2020 a été un tournant significatif pour la Commission. Il s'est agi de créer une nouvelle identité visuelle en cohérence avec la vision de la Commission déclinée dans son Plan Stratégique.

• Vulgarisation des nouvelles réformes dans le secteur de l'énergie

La Commission, pour une meilleure vulgarisation des réformes dans le secteur de l'Énergie, a organisé, au profit des associations des consommateurs et du Collectif des journalistes économiques du Sénégal, des ateliers de partage de la Loi sur le régulateur et de la Loi portant code de l'électricité.

Au cours de ces ateliers, les associations de défense des consommateurs, et Collectif des journalistes économiques du Sénégal (Cojes) se sont imprégnés

des innovations majeures apportées par la loi n°2021-31 portant Code de l'électricité et la loi n°2021-32 portant création,

organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie. L'occasion a été également mis à profit pour partager avec eux sur les prochaines étapes, notamment l'élaboration des textes d'application et les études sur la structure organisationnelle de la Commission Énergie.

Séminaire d'information avec les associations de consommateurs sur les réformes du secteur de l'énergie du Sénégal





Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



7. Coopération internationale

Dans le cadre de la coopération internationale sur la période 2020-2021, la Commission a pris part aux activités menées en partenariat avec :

- la « National Association of Regulatory Utility Commissioners » (NARUC) ;
- le Réseau Francophone des Régulateurs de l'Énergie (RegulaE.Fr) ;

- l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC) ;
- le Forum Africain des Régulateurs des services publics (AFUR) ;
- le système d'Échange Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA).

7.1.1. 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.

Sur la période 2020 et 2021, les ateliers tenus dans

cadre de ce partenariat, se sont déroulés en vidéo conférence et ont essentiellement porté sur la régulation gazière et le Plan Intégré à Moindre Coût.

Ces ateliers animés par les Experts et Commissaires de NARUC ont vu la participation des représentants du Ministère en charge de l'Énergie, de Senelec et du Réseau Gazier du Sénégal (RGS).

7.1.2. RegulaE.Fr

Dans le cadre des activités du Réseau Francophone des Régulateurs de l'Énergie dont elle assure la vice-présidence, la Commission a participé à l'atelier virtuel de travail sur l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution d'électricité organisé du 8 au 11 décembre 2020.

Elle a également pris part, du 30 novembre au 2 décembre 2021 à Paris, à l'Assemblée Générale de RegulaE.Fr et à l'atelier de travail sur le rôle du régulateur dans l'émergence et la promotion des énergies renouvelables.

7.1.3. ARREC

La Commission a pris part activement aux activités de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO dont elle assure la présidence du Comité Consultatif des Régulateurs.

Les principales activités, ont porté sur :

- le renforcement de capacité sur la régulation technique et économique dans le secteur de l'électricité, tenus par visioconférence du 22 au 24 juin 2021 et du 6 au 7 juillet 2021 ;
- le renforcement des capacités des responsables de communication des organes de régulation du secteur de l'électricité de l'espace CEDEAO.

Par ailleurs, la Commission, membre du Groupe de Travail Législation et Licence, a participé à un atelier

organisé par l'ARREC du 26 au 29 septembre 2021 au Ghana ainsi qu'à la 16ème réunion conjointe des Comités Consultatifs des Régulateurs et Opérateurs (CCRO-16) tenue du 26 au 29 octobre 2021 en Côte d'Ivoire.

Le thème de ces deux rencontres a porté sur la mise en place d'un cadre réglementaire harmonisé pour l'octroi des licences d'importation et d'exportation et d'autorisation de participation au marché régional de l'électricité à adopter par les États membres pour les échanges transfrontaliers d'électricité, en vue de l'opérationnalisation du marché régional de la CEDEAO.

7.1.4. AFUR

En 2020, dans le cadre des activités du Forum Africain des Régulateurs des services publics (AFUR), la Commission a participé à la 44ème réunion du Comité Exécutif du Forum Africain pour la Réglementation des Services Publics (AFUR) qui s'est tenue en vidéo-conférence le 11 août 2020.

Cette réunion a été principalement consacrée à la mise en place d'un comité Adhoc et à l'examen des cotisations des membres et du support au Comité Exécutif composé de PURC (Ghana), ARSEL (Cameroun) NERSA (Afrique du sud), ARMP (Cameroun) et de la CRSE (Sénégal) qui est également membre du comité exécutif de l'AFUR.

En 2021, la Commission a participé à la 17ème Assemblée Générale Annuelle de l'AFUR, tenue le 27 janvier 2021 en session ordinaire par vidéo-conférence. La réunion a notamment porté sur la validation du rapport du Secrétariat Exécutif de la 16ème Assemblée Générale, la présentation du rapport sur les comités spéciaux relativement aux frais d'adhésion et l'admission des nouveaux membres de l'AFUR.

L'AFUR a également lancé le 25 février 2021, l'étude portant sur l'intégration des outils et méthodologies de détermination des tarifs pour les mini-réseaux chez les régulateurs africains. La durée de l'étude est fixée à 03 ans. Pour le bon déroulement de l'étude, l'AFUR a mis en place un comité de pilotage dans lequel la Commission est membre.

Ledit comité est chargé de suivre et de donner les orientations phares de l'étude. A ce titre, il a tenu trois réunions par visioconférence respectivement les 22 avril 2021, 26 août 2021 et 18 novembre 2021, durant lesquelles il a validé les termes de références de l'étude, le rapport de démarrage du consultant et les premières hypothèses d'élaboration de l'outil de détermination des tarifs.

Par ailleurs, la Commission a participé à la 5ème réunion virtuelle du comité ad hoc sur les frais d'adhésion, tenue le 18 août 2021 au cours de laquelle il a été présenté, entre autres l'état des cotisations des membres de l'AFUR.

7.1.5. EEEOA

Dans le cadre du processus visant à faciliter l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité du Marché Régional de l'Électricité de la CEDEAO, le système d'Echange d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA) a identifié la nécessité d'un Code Régional du Réseau de Transport de l'Électricité.

Ledit Code, comprenant un ensemble de règles techniques harmonisées, a pour objectifs de fournir un cadre juridique clair pour le développement et l'exploitation du système électrique de la CEDEAO, de faciliter le commerce de l'électricité à l'échelle de l'espace CEDEAO, d'assurer la sécurité du système, de faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables, d'augmenter la concurrence et de permettre une utilisation plus efficace du réseau et des ressources, au bénéfice des citoyens des pays membres.

Le Consultant CESI spa, a été engagé par l'EEEOA avec le soutien de la Banque Mondiale pour l'élaboration dudit Code de Réseau dont la réunion de lancement s'est tenue le 30 juin 2020.

La Commission a participé aux activités du comité mis en place par l'EEEOA pour la pré-validation des livrables du consultant. Ledit comité est composé de

représentants des sociétés nationales d'électricité et des organes de régulation de l'électricité des pays de la CEDEAO.

Les activités du comité sur la période 2020-2021 ont été rythmées par des réunions en présentiel et en virtuel sur les différents livrables du Consultant. La Commission a pris part aux principales rencontres ci-après :

- atelier virtuel de revue du projet de rapport sur les données collectées, tenu les 3 et 4 novembre 2020 ;
- atelier virtuel de revue du rapport initial, tenu du 8 au 10 et du 15 au 17 juin 2021 ;
- atelier de revue du rapport intermédiaire du projet de Code réseau Régional tenu du 13 au 17 décembre 2021 à Abidjan (Côte d'Ivoire).

Le projet de Code de réseau est constitué des codes d'exploitation, de raccordement, de comptage, de planification, de formation des Opérateurs de Système et de marché auxquels s'ajoutent les chapitres communs relatifs aux conditions générales, glossaire et définitions.

La transmission de la version finale du projet de Code de réseau au Comité est attendue durant le premier semestre 2022.



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



8. Exécution du budget de la Commission

Conformément à la réglementation en vigueur, les ressources ci-après sont prévues pour couvrir les charges de fonctionnement de la Commission.

Il s'agit notamment :

- des redevances annuelles versées par les entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession ;
- des 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 ; et
- des crédits inscrits, le cas échéant, au budget de l'Etat.

8.1. Ressources

Pour les années 2020 et 2021, les ressources budgétaires de la Commission sont essentiellement constituées des redevances exigibles aux titulaires de licences ou de concession pour l'année en cours, des frais d'instruction des dossiers de demande de licence et de concession et du solde de trésorerie de l'année précédente.

Les redevances exigibles aux opérateurs en 2021 sont

évaluées à un montant de deux milliards cent vingt-cinq millions huit cent trente et un mille cent trente et un (2 125 831 131) FCFA contre deux milliards cinquante-neuf millions trois cent quatre-vingt-dix mille deux cent dix-neuf (2 059 390 219) FCFA en 2020. Les redevances de 2020 et 2021 proviennent, en moyenne, pour 92% de Senelec et 8% des autres opérateurs.

Tableau 13 : Mobilisation de la redevance en 2020 et en 2021

Opérateurs	2020		2021	
	Montant	%	Montant	%
Senelec	1 868 416 226	90,7%	1 966 789 719	92,5%
Contour Global	66 870 720	3,2%	59 493 938	2,8%
CES Sendou	38 149 272	1,9%	-	0,0%
Tobene Power	32 322 206	1,6%	31 372 576	1,5%
Kounoune Power	22 855 083	1,1%	10 450 977	0,5%
Parc Eolien Taiba Ndiaye	-	0%	29 423 401	1,4%
Senergy PV SA	6 438 112	0,3%	5 865 089	0,3%
Ten Merina Ndakhar	6 331 618	0,3%	5 810 842	0,3%
Innovent Sénégal	5 503 376	0,3%	5 035 143	0,2%
Solaria Kima	4 390 852	0,2%	4 192 053	0,2%
Senergy 2	4 139 957	0,2%	4 269 748	0,2%
Energy Ressources	3 972 797	0,2%	3 128 045	0,1%
	2 059 390 219		2 125 831 531	

Les redevances dues par les opérateurs au titre des années 2020 et 2021 ont été recouvrées respectivement à 97,9% et 100%. En 2020, la Commission n'a pas mobilisé les ressources budgétisés au titre de l'instruction des demandes de Licences.

En 2021, 50% des ressources budgétisé au titre des frais d'instruction des demandes de Licences ont été mobilisés.

Tableau 14 : Réalisation des ressources de la Commission

	2020		2021	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
Ressources	2 202 020 036	97%	2 328 179 002	91%
Redevances N	2 016 850 095	98%	2 125 831 531	100%
Frais d'instruction	-	0%	7 500 000	50%
Solde de trésorerie N-1	185 169 941	100%	194 847 471	100%

8.2. Emplois

Les dépenses d'investissement représentent 15,7% en 2020 et 10,8% en 2021 du total des emplois alors que les dépenses de fonctionnement représentent

83,9% en 2020 et 88,8% en 2021.

Le détail des emplois est fourni dans le tableau suivant :

Tableau 15 : Répartition des emplois

	2020		2021	
	Budget (FCFA)	Part	Budget (FCFA)	Part
Investissements	355 000 000	16%	253 000 000	11%
Fonctionnement	1 897 560 161	84%	2 075 679 003	89%
Salaires et Traitements	1 096 542 737	58%	1 178 085 172	57%
Autres charges du personnel	390 543 979	21%	371 736 412	18%
Mission et Formation	66 000 000	3%	135 000 000	7%
Prestations externalisées	37 855 000	2%	34 200 000	2%
Autres services extérieurs	286 618 445	15%	331 657 419	16%
Concours divers	20 000 000	1%	25 000 000	1%
Aléas	7 000 000	0,3%	7 000 000	0,3%
	2 259 560 161		2 335 679 003	

Globalement le budget des emplois a été réalisé en 2020 à hauteur de 87% et 81% en 2021.

Le budget des investissements d'un montant de 355 000 000 FCFA a été exécuté hauteur de 97%.

En 2021, il s'élève à 253 000 000 FCFA et a été exécuté à hauteur de 97%.

Le budget de fonctionnement, quant à lui a été exécuté à 86% en 2020 et 79% en 2021.

Tableau 15 : Répartition des emplois

	2020		2021	
	Réalisations (FCFA)	taux	Réalisations (FCFA)	taux
Investissements	343 378 837	97%	246 311 993	97%
Fonctionnement	1 625 632 462	86%	1 635 686 348	79%
Salaires et Traitements	976 762 402	89%	1 043 858 337	89%
Autres charges du personnel	335 165 134	86%	263 487 524	71%
Mission et Formation	3 335 865	20%	49 052 470	36%
Prestations externalisées	30 194 810	80%	11 212 432	33%
Autres services extérieurs	250 174 251	87%	250 128 785	75%
Concours divers	20 000 000	100%	17 946 800	72%
Aléas	2 489 307	36,0%	3 613 206	52,0%
	1 971 500 606		1 885 611 547	

Les principaux postes de dépenses ont été réalisés en moyenne ainsi qu'il suit :

- les dépenses de personnel relatives aux salaires et traitements sont exécutées à hauteur de 89% ;
- les autres charges de personnel constituées des charges sociales, de la prise en charge médicale, de la contribution à la restauration, de la contribution au car plan, de la contribution à la coopérative d'habitat, de l'assurance prévoyance et autres charges ont enregistré un taux de réalisation de 78,5% ;

- les missions et formations enregistrent un taux d'exécution de 28% ;
- les prestations externalisées, intégrant les études sont exécutées à hauteur de 56,5% ;
- les réalisations au titre des concours divers sont estimées à 86%.

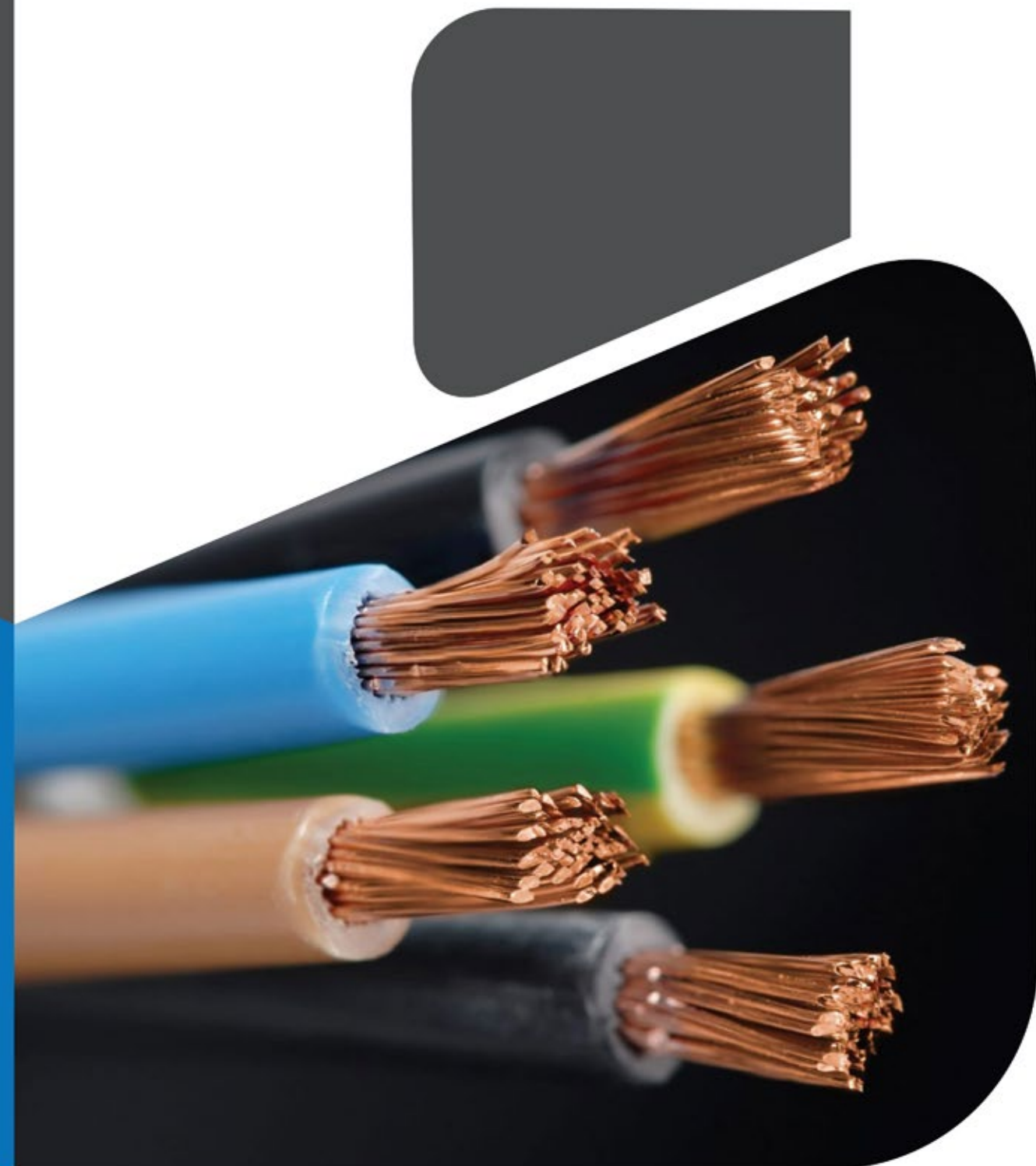
Les états financiers des exercices 2020 et 2021 ont été certifiés sans réserve par les commissaires aux comptes.

Ainsi, ils ont été transmis à la Cour des Comptes, conformément aux dispositions légales.



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

RAPPORT ANNUEL 2020-2021



9. Bilan du secteur

Le bilan du secteur porte principalement sur l'analyse de l'offre de production d'électricité assurée par Senelec et les producteurs indépendants, sur les

dépenses en combustibles, les ventes d'électricité, la qualité de service ainsi que la situation financière des opérateurs.

9.1. Offre de production

Sur la période 2020-2021, la production nationale d'électricité a été marquée, par l'augmentation de la puissance installée avec la mise en service de la 2ème et 3ème phase du Parc éolien de Taïba Ndiaye, la mise

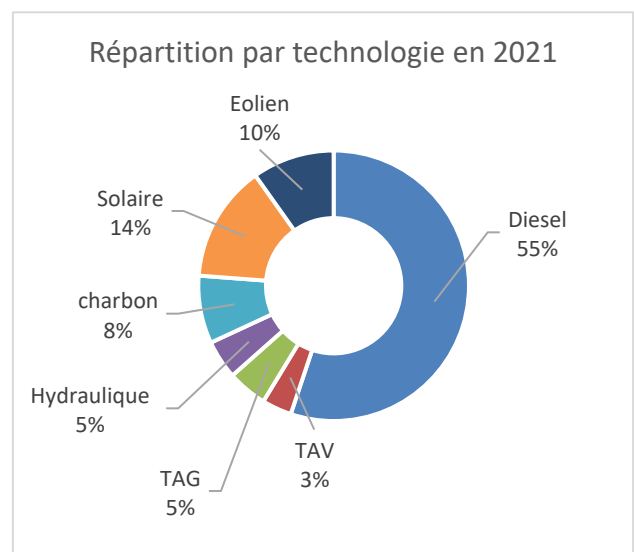
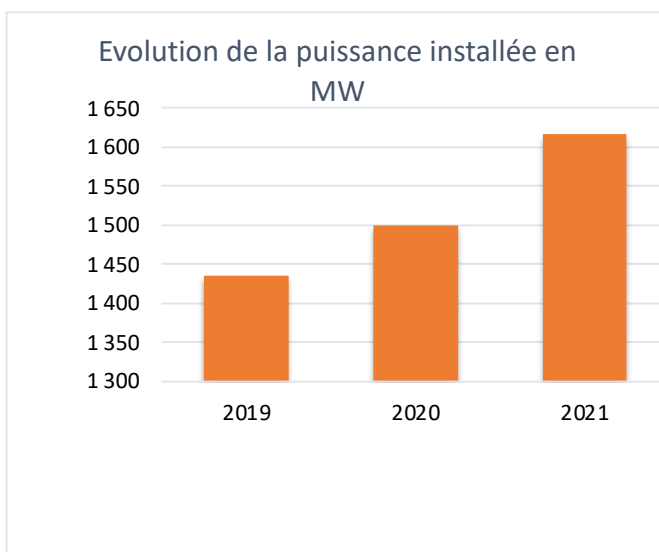
en service des centrales solaires de Touba et Kahone, la capacité additionnelle au HFO/GNL de la location de Karpower et le retour de la centrale à charbon de Sendou.

9.1.1. Puissance installée

La puissance installée est passée de 1436 MW en 2019 à 1499 MW en 2020 et a atteint 1616 MW en 2021 ; soit une augmentation de 180 MW sur la période

2019-2021. Le parc de production est caractérisé par la prédominance des centrales fonctionnant au fioul lourd et au diesel.

Graphique 6 : Puissance installée

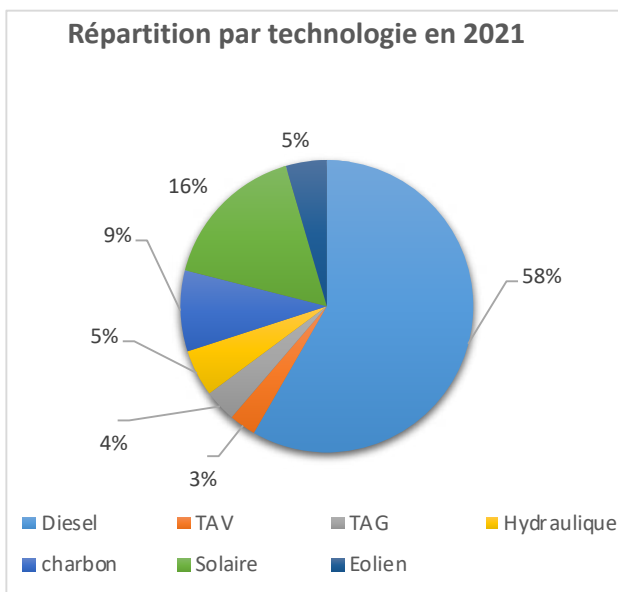
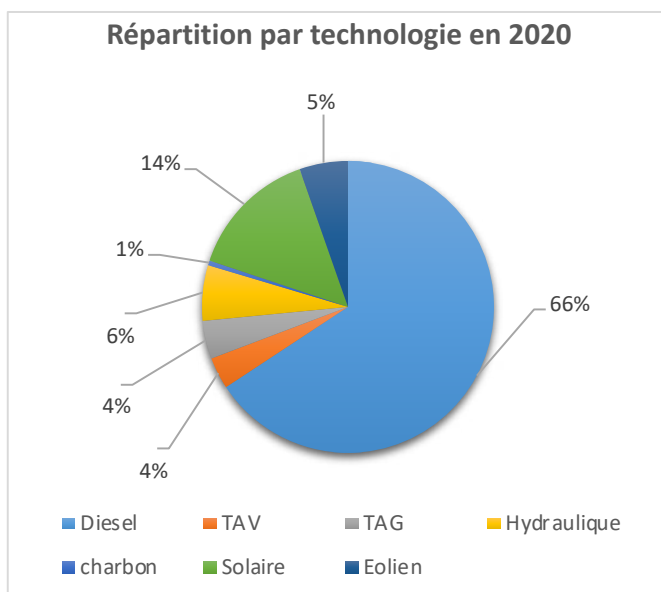
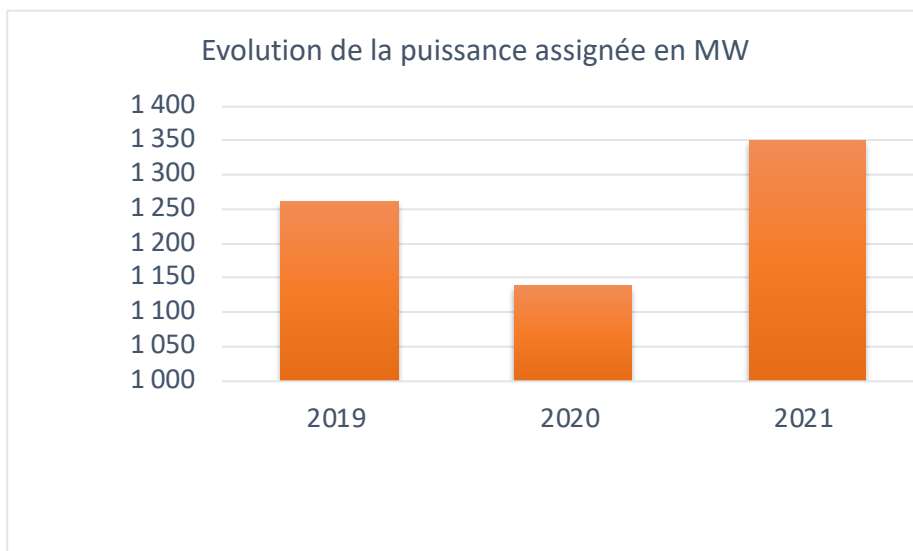


9.1.2. Puissance assignée

La puissance assignée est la puissance maximale réalisable d'un groupe tenant compte des contraintes techniques fixées au début de chaque année. La puissance assignée totale du parc de production en 2019 était de 1 261 MW ; elle est passée de 1 138 MW en 2020 à 1 350 MW en 2021, soit une augmentation de 89 MW sur la période.

Toutefois, une baisse de la puissance assignée est constatée en 2020 par rapport à 2019. Cet écart est principalement attribué aux dysfonctionnements notés sur la centrale de Sendou et à la réduction de location.

Graphique 7 : Puissance assignée



9.1.3. Production

La production totale d'énergie électrique est passée de 4 401,71 GWh en 2019 à 4 776,03 GWh en 2020 soit une augmentation de 8,5%. Elle a par la suite évolué de 7,4% en 2021 pour atteindre 5 129,54 GWh.

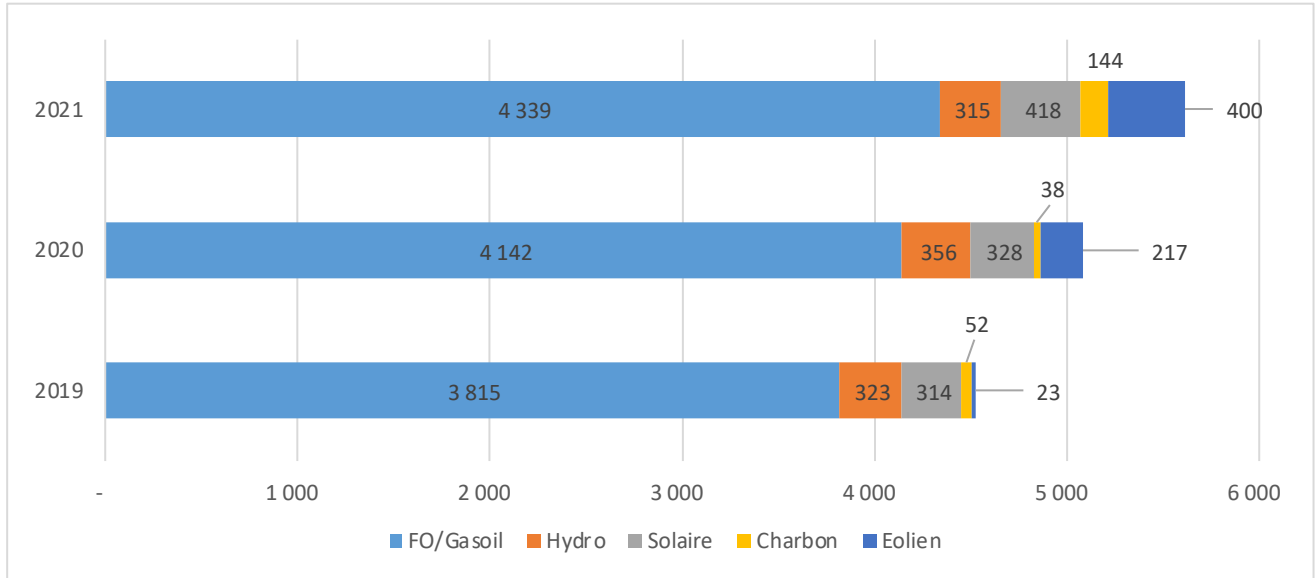
En 2021, la production provenant du Réseau Interconnecté (RI) est de 4 915,86 GWh alors que le Réseau Non Interconnecté (RNI) a fourni 251,62 GWh.

La production brute des centrales de production de Senelec sur le RI est passée de 1743 GWh en 2020 à 1 630,85 GWh en 2021 contre 1 944 GWh en 2019,

soit une baisse de 16% sur la période 2019-2021. Elle représente 34 % de l'énergie totale produite sur le RI en 2021.

La part des achats d'énergie auprès des producteurs indépendants (y compris les auto producteurs, les importations et les locations) qui s'élevait à 2 314 GWh en 2019 est passée de 2 904,48 GWh en 2020 puis à 3 366,48 GWh à 2021. Elle représente 66 % de la production totale d'électricité de 2021. L'évolution de la production brute est donnée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 8 : Evolution de la production brute par source d'énergie (GWh)



9.2. Dépenses en combustibles

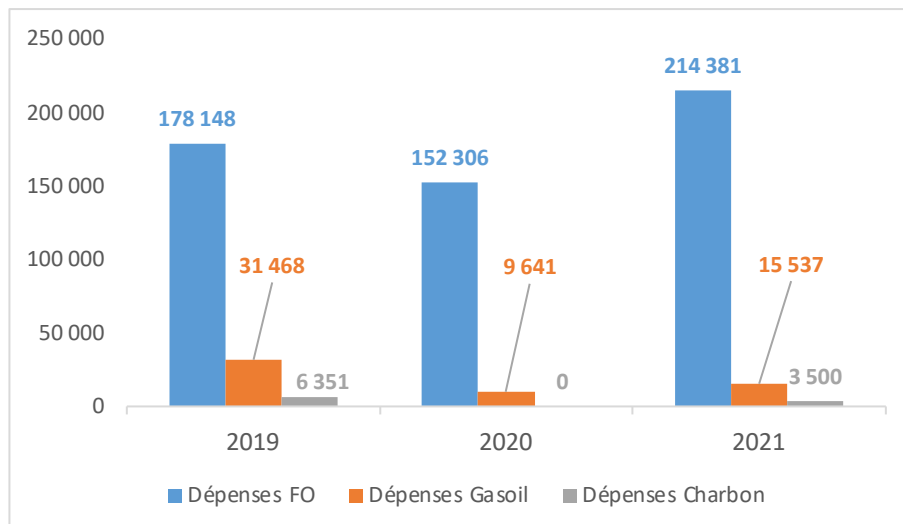
Les dépenses en combustibles ont connu une baisse de 25% en 2020 par rapport à 2019 avec l'absence d'approvisionnement en charbon et la diminution de la consommation en gasoil. Cependant, elles sont passées de 161 947 millions de FCFA en 2020 à 233 418 millions de FCFA en 2021 ; soit une hausse de 44%.

Concernant la consommation en HFO (HTS et BTS), elle a augmenté en passant de 671 823 tonnes en 2019 à 789 650 tonnes en 2020, puis à 777 922 tonnes en

2021. Elles représentent 95 % des dépenses totales en combustibles en 2020 et 89% en 2021. S'agissant de la consommation en Gasoil, comparée à 2019 elle a connu une baisse de 55% en 2020 et de 45% en 2021.

La consommation en charbon, quant à elle, est de 115 722 tonnes en 2019. Nulle en 2020, elle s'établit à environ 45 325 tonnes en 2021 ; soit 61% de moins par rapport à 2019.

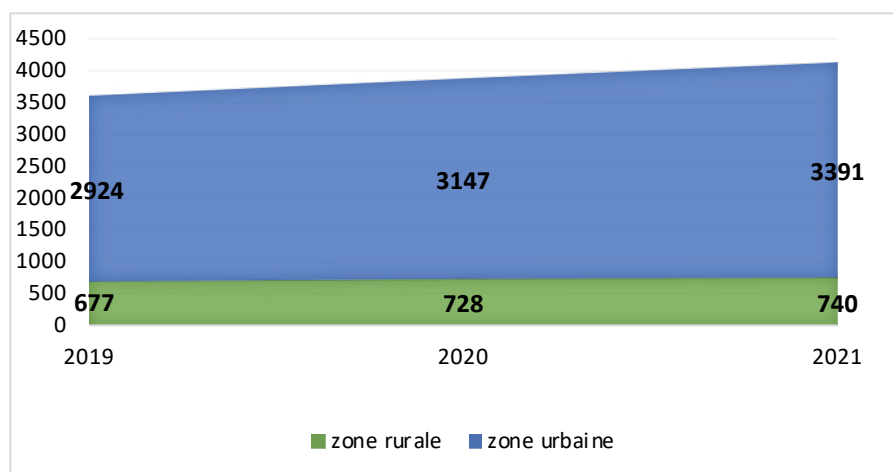
Graphique 9 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA



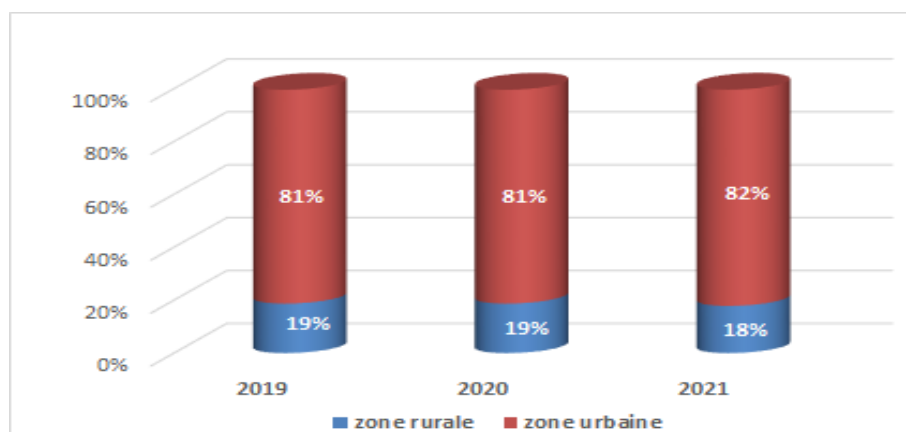
9.3. Ventes

Les ventes de Senelec sont passées de 3 616 GWh en 2019 à 3 891GWh en 2020, puis 4 147,87 GWh en 2021, soit une augmentation de 14,7% entre 2019 et 2021.

Graphique 10 : Evolution des ventes (GWh)



Graphique 11 : Répartition géographique des ventes



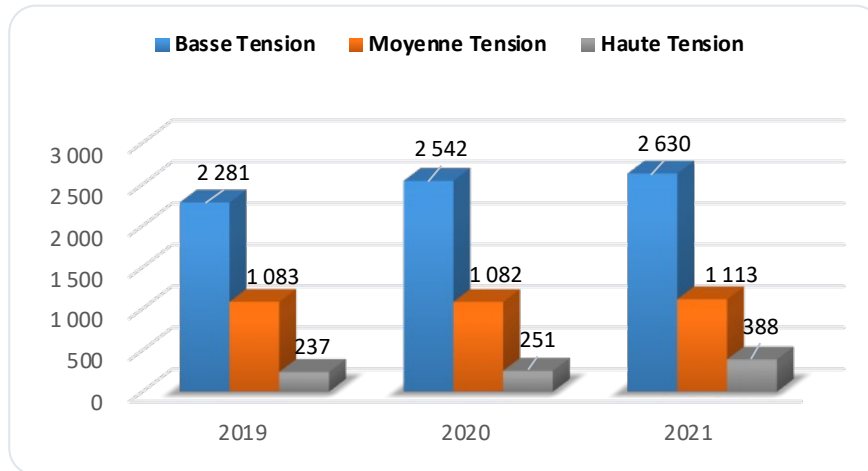
La répartition des ventes entre la zone urbaine et la zone rurale, dans le périmètre de Senelec a légèrement évolué par rapport à l'année 2019. En effet, sur les années 2020 et 2021, le poids des ventes en zone urbaine est respectivement passé de 81% à 82% et celui en zone rurale de 19% à 18%.

Concernant les ventes par niveau de tension, celles relatives à la Basse Tension (BT) et la Haute Tension

(HT) ont augmenté respectivement de 11,4% et 5,7% en 2020 et de 15,3% et 63,3% en 2021, comparées aux ventes de 2019. Celles au niveau de la Moyenne Tension (MT) ont baissé de 0,1% en 2020 avant de passer à 2,8% en 2021, par rapport en 2019.

Les ventes d'énergie en 2021 restent dominées par la BT qui représente 64% alors que la MT et la HT sont respectivement à 27% et 9%.

Graphique 12 : Structure des ventes (GWh) par niveau de tension



9.4. Qualité de service

La qualité de service de Senelec est appréciée en faisant l’analyse de l’Energie Non Fournie (ENF) issue des interruptions de service, ainsi que l’évaluation des indicateurs standards (SAIFI et SAIDI). Elle a connu une nette amélioration en 2020 par rapport à 2019. Toutefois, cette qualité de service a connu une légère baisse en 2021.

Concernant l’ENF totale, elle est passée de 16,8 GWh en 2019 à 12,3 GWh en 2020, soit une baisse de 27%. Par la suite, elle a augmenté de 11% pour atteindre 13,6 GWh en 2021. Toutefois, Senelec a respecté la limite d’ENF en 2020 et 2021, fixée par le Ministre chargé de l’Energie en 2020 et 2021 respectivement à 38,6 GWh et 41,4 GWh.

Les interruptions associées à l’ENF restent cependant

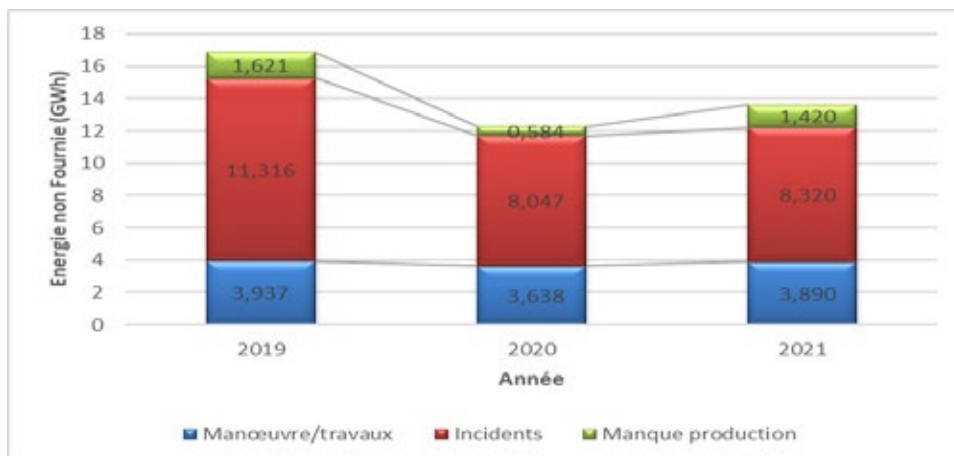
dominées par les incidents réseaux dont l’ENF correspondante représente 63% de l’ENF totale de 2020 et 61% de celle de 2021.

S’agissant de l’ENF résultant d’un déficit de production, elle représente 5% de l’ENF totale de 2020 et 10% de celle de 2021, et a enregistré une hausse de 143% entre 2020 et 2021.

Quant à l’ENF due aux travaux programmés pour la maintenance des ouvrages ou le raccordement de nouveaux ouvrages, elle a également connu une hausse de 3% sur les années 2020 et 2021 et représente 30% de l’ENF de 2020 et 28% de celle de 2021

La figure ci-dessous présente l’évolution de l’ENF par nature d’interruption.

Graphique 13 : Evolution de l’Energie Non Fournie en GWh



Par ailleurs, le SAIFI, dont l'application de la norme limitée à la région de Dakar pour la période tarifaire 2020-2022 et fixée à 15, est passé de 6 interruptions par client en 2020 à 11 interruptions par client en 2021.

Quant au SAIDI, il est passé de 4h50 mn en 2020 à 7h35 mn en 2021.

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

Tableau 17 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI

INDICATEURS	2018	2019	2020	2021
SAIFI interruptions/client/an)	19,03	11,11	6,34	11,69
SAIDI (durée/client/an)	17h22mn	10h05mn	4h50mn	7h35mn

9.5. Situation financière des opérateurs

9.5.1. Senelec

L'analyse de la situation financière de Senelec est axée sur l'évolution de son chiffre d'affaires, de son résultat, sur l'appréciation de ses performances ainsi que de sa structure de financement. Elle est effectuée sur la base de ses états financiers certifiés des exercices 2020 et 2021.

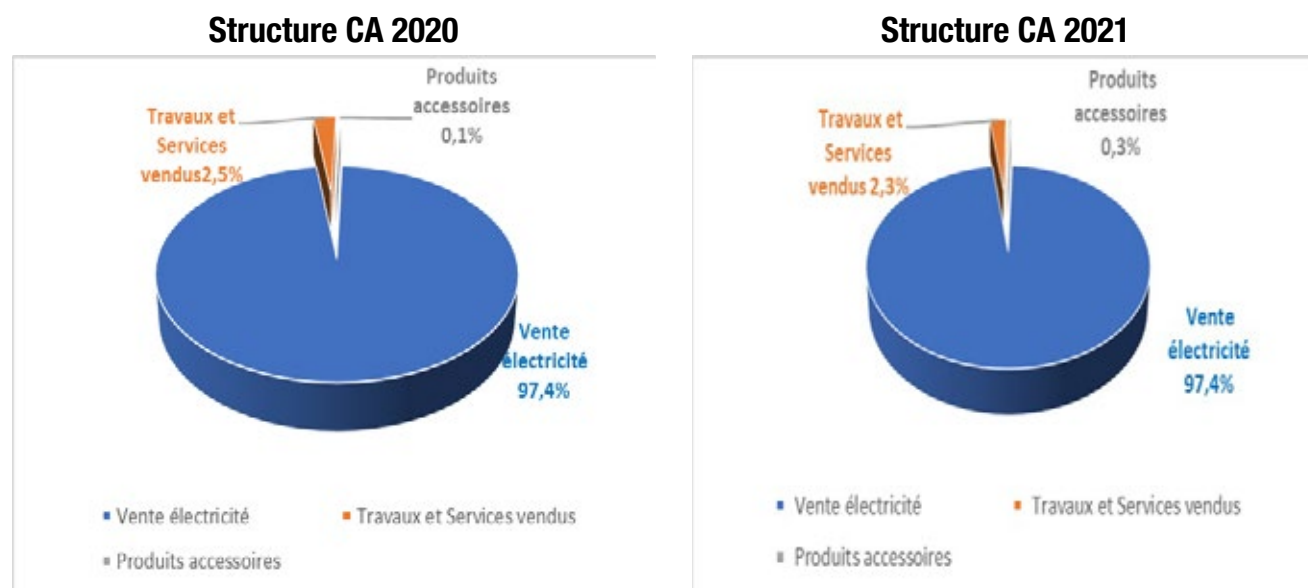
• **Le Chiffre d'affaires**

Le chiffre d'affaires (CA) de Senelec, de 509 686 millions de FCFA en 2019, est passé à 518 870 millions de FCFA en 2020 pour s'établir à 616 408 millions en

2021. Ainsi, Senelec a enregistré une hausse continue du chiffre d'affaires à un taux annuel moyen de 9,97%. La structure du chiffre d'affaires est pratiquement restée la même sur les deux années avec :

- des ventes d'électricité qui constituent au cours de ces deux années 97,4% du CA,
- les travaux et services vendus qui, pour 2020 et 2021, contribuent respectivement pour 2,5% et 2,3% au CA ; et
- les produits accessoires qui, pour 2020 et 2021, font respectivement 0,1% à 0,3% du CA.

Graphique 14 : Structure du Chiffre d'Affaires de Senelec



La hausse du chiffre d'affaires de Senelec sur la période 2019-2021 est essentiellement portée par les ventes d'électricité qui ont augmenté à un taux annuel moyen de 10,09% sur la période.

• Les soldes de gestion

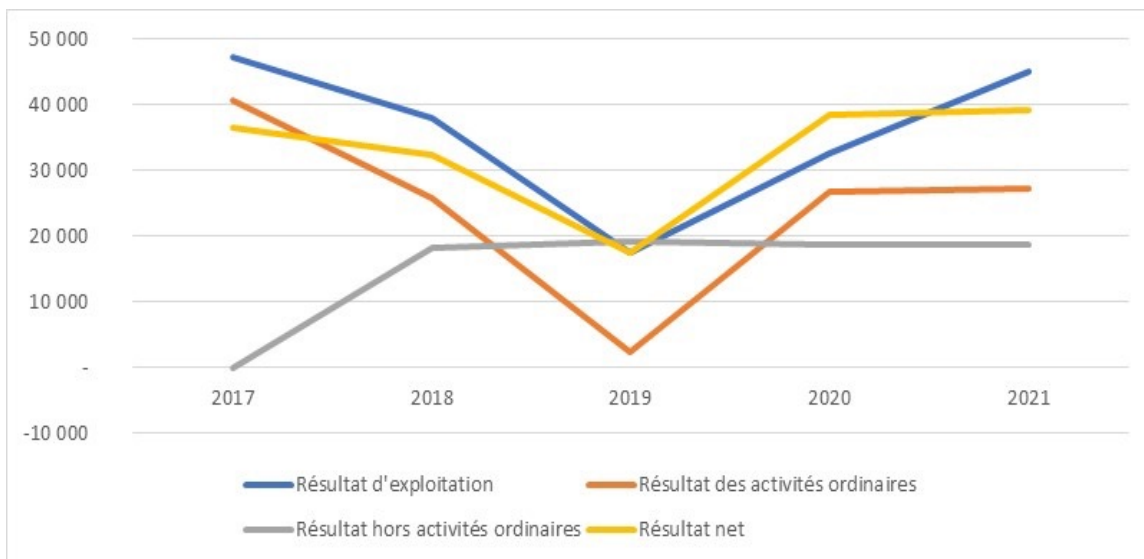
Le résultat d'exploitation de Senelec, de 17 460 millions de FCFA en 2019, est passé de 32 655 millions de FCFA en 2020 pour s'établir à 44 941 millions en 2021 ; soit un Taux de Croissance Annuel Moyen(TCAM) de 60,43% sur la période 2019-2021. Le résultat des activités ordinaires a été multiplié par 12 entre 2019 et 2021. En effet, de 2 244 millions FCFA en 2019, il est passé à 26 694 millions de FCFA en 2020, puis à 27 305 millions de FCFA en 2021. Par contre, le résultat financier, après une légère amélioration en 2020 comparativement à 2019, s'est dégradé entre 2020 et

2021 en passant de -5 960 millions de FCFA en 2020 à -17 635 millions de FCFA en 2021.

Le résultat net de Senelec, dans la même logique que le chiffre d'affaires, est resté sur une tendance haussière depuis 2019. En effet, de 17 492 FCFA en 2019, il est passé de 38 444 millions de FCFA en 2020, puis à 39 102 millions de FCFA en 2021 ; soit un TCAM de 49,51%.

Après une baisse continue de son résultat d'exploitation, de son résultat des activités ordinaires et de son résultat net sur la période 2017-2019, Senelec enregistre depuis 2019 une hausse continue de ces indicateurs ; en atteste le graphique ci-dessous.

Graphique 13 : Evolution des soldes de gestion (en Millions de FCFA)



• Les performances

Le rapport charges d'exploitation / produits d'exploitation qui a régulièrement augmenté sur la période 2017-2019 est sur une tendance baissière depuis 2019. En effet, de 96,93% en 2019, ce ratio est

passé à 94,17% en 2020 avant de s'établir à 95,40% en 2021. De manière générale, Senelec, sur la période 2019-2021, a enregistré une augmentation des charges d'exploitation moins soutenue que celle des produits d'exploitation.

Tableau 18: Ratios de maîtrise des charges de Senelec

RUBRIQUES	2017	2018	2019	2020	2021
Consommation de MP / Vente Electricité	66,30%	65,30%	70,25%	63,08%	68,70%
Autres achats et variation de stocks / Chiffre d'affaires	2,50%	2,50%	2,00%	2,54%	1,85%
Transport / Produits d'exploitation	0,30%	0,40%	0,47%	0,26%	0,36%
Services Extérieurs / Produits d'exploitation	6,90%	7,10%	6,74%	6,96%	7,24%
Impôts et taxes / Produits d'exploitation	1,50%	2,50%	1,04%	2,91%	1,60%
Autres charges / Produits d'exploitation	4,20%	2,40%	7,48%	4,40%	4,80%
Charges de personnel / Produits d'exploitation	11,90%	10,20%	10,14%	10,62%	11,21%
Dotation aux amortissements / Produits d'exploitation	5,10%	7,80%	8,00%	9,74%	10,47%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION / PRODUITS D'EXPLOITA	90,10%	93,00%	96,93%	94,17%	95,40%

Après une baisse sur la période 2018-2019, 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 augmenté à un TCAM de 9,12% et de 22,48% sur la période 2019-2021. Ainsi, Senelec a augmenté sur la période 2019-2021 ses capacités de création de Valeur Ajoutée et de génération d’Excédent Brut d’Exploitation.

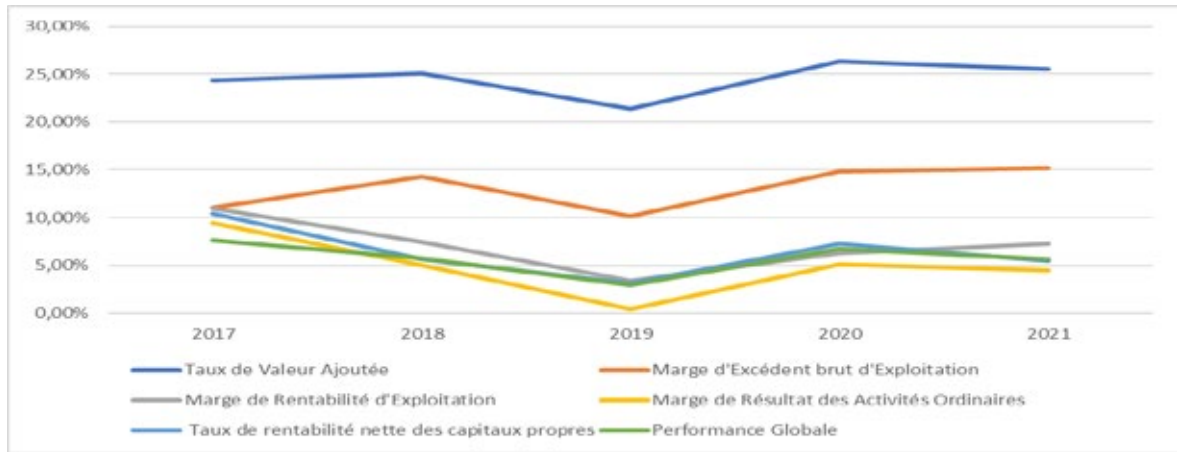
Le taux de rentabilité d’exploitation (résultat d’exploitation/Chiffre d’Affaires) a également augmenté suivant une moyenne annuelle de 45,89% sur la période

2019-2021 après la baisse de 54% enregistrée sur la période 2018-2019. La performance globale de Senelec, sur la période 2019-2021, est dans la même logique haussière au regard du ratio « Résultat net / Total produits » qui a augmenté au rythme annuel moyen de 38,32% sur la période. Toutefois, il est à relever qu’entre 2020 et 2021, cette performance a connu une légère dégradation, le ratio ayant passé de 6,72% en 2020 à 5,64% en 2021.

La Rentabilité Nette des Capitaux Propres (Résultat Net/capitaux Propres) suit également la même tendance avec un TCAM de 32,20% entre 2019 et 2021.

Tableau 19 : Ratios de rentabilité d’exploitation et financière

RUBRIQUES	FORMULES	2017	2018	2019	2020	2021	TCAM 2019/2021
Taux de Valeur Ajoutée	Valeur Ajoutée / Chiffre d'Affaires	24,30%	25,03%	21,42%	26,31%	25,50%	9,12%
Marge d'Excédent brut d'Exploitation	Excédent Brut d'Exploitation/Chiffre d'Affaires	11,02%	14,24%	10,11%	14,84%	15,17%	22,48%
Marge de Rentabilité d'Exploitation	Résultat d'Exploitation / Chiffre d'Affaires	10,97%	7,42%	3,43%	6,29%	7,29%	45,89%
Marge de Résultat des Activités Ordinaires	Résultat des Activités Ordinaires / Chiffre d'Affaires	9,40%	5,01%	0,44%	5,14%	4,43%	217,16%
Taux de rentabilité nette des capitaux propres	Résultat net / Capitaux Propres	10,39%	5,67%	3,11%	7,23%	5,43%	32,20%
Performance Globale	Résultat Net / Total Produits	7,58%	5,74%	2,95%	6,72%	5,64%	38,32%



• Equilibre de la structure de financement de Senelec

En 2020, Senelec justifie d'une structure de financement équilibrée avec un Fonds de Roulement (FR) théorique de 23 750 millions FCFA qui couvre entièrement le Besoin en Fonds de Roulement qui est évalué à 19 787 millions de FCFA.

Cependant, pour l'exercice 2021, Senelec, avec un Fonds de roulement théorique de – 29 804 millions de FCFA, fait face à un déséquilibre de sa structure de financement ; une partie de ses immobilisations étant financé par des ressources de court terme.

Tableau 20 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2021

RATIO	FORMULE	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,37	1,3	1,18	1,10	1,02	0,97
Equilibre Financier	Capitaux Permanents / (Emplois Stables + B	1,02	1,01	0,99	1,06	1,00	0,99
Autonomie Financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	1,2	1,13	1,31	1,11	0,96	1,76
Liquidité	Actif Circulant / Passif Circulant	1,65	1,63	1,5	1,10	1,04	0,96

9.5.2. Les concessionnaires d'électrification rurale

9.5.2.1. COMASEL Saint-Louis

- Rentabilité

Comasel Saint-Louis, opérateur de la Concession Dagana - Podor - Saint-Louis, a enregistré respectivement en 2020 et 2021 un chiffre d'affaires de 1 516 millions de FCFA et de 1 849 millions de FCFA contre 1095,5 millions de FCFA en 2019. Ainsi, entre 2019 et 2021, le chiffre d'affaires de l'opérateur a augmenté à un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 29,9%.

Le résultat net de COMASEL Saint-Louis, de 108 millions de FCFA en 2019, est passé à 251 millions de FCFA en 2020 pour s'établir à 163 millions de FCFA en 2021. Malgré une baisse de 34,7% entre 2020 et 2021, le résultat net a globalement augmenté entre 2019 et 2021 au TCAM de 23,1%.

Cette hausse s'explique par une augmentation du chiffre d'affaires combinée à une meilleure maîtrise des charges d'exploitation ; en attestent :

- le taux de Valeur Ajoutée qui est passé de 35,6% en 2019 à 41,2% en 2021 ;
- le taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui, de 22% en 2019 est passé à 31,5% en 2021.

Globalement, COMASEL Saint-Louis, entre 2019 et 2021 a amélioré ses performances avec le rapport « résultat comptable net / Total produits » qui est passé de 6,84% en 2019 à 7,03% en 2021. Il est cependant à souligner que ce ratio s'est dégradé de 41% entre les deux dernières années, passant de 11,99% en 2020 à 7,03% en 2021.

COMASEL Saint-Louis demeure, depuis 2018, sur une

tendance haussière de son niveau d'activité et de son résultat net malgré la baisse de celui-ci enregistrée

entre 2020 et 2021 ; en atteste le graphique ci-dessous.

• Structure de financement

Si pour 2020, le bilan de COMASEL Saint-Louis faisait état d'une structure de financement équilibrée avec de capitaux permanents ayant permis de financer entièrement les immobilisations et de dégager un fonds de roulement (FR) de 41,5 millions de FCFA et des ressources en ressources en fonds de roulement (BFR) de 136,3 millions de FCFA, la situation en 2021 est autre. En effet, la structure de financement s'est dégradée en 2021 avec :

- des capitaux permanents ne permettant de financer que 92,8% des immobilisations alors que la norme est que les immobilisations et le Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN) soient entièrement financés par des capitaux permanents ;
 - le recours à des dettes de court terme pour compléter le financement des immobilisations.
- COMASEL ne justifie également pas d'une bonne autonomie financière.

Tableau 21: Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL St Louis

Rubriques	Formule	2017	2018	2019	2020	2021
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,15	1,14	1,10	1,01	0,93
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,05	1,06	1,07	1,04	1,04
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	0,42	0,42	0,44	0,58	0,87
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	2,73	1,99	1,17	0,91	0,78

La structure de financement de COMASEL Saint-Louis, globalement équilibrée en 2020, s'est dégradée en 2021 avec des capitaux permanents ne couvrant que partiellement les immobilisations. Les capacités

d'endettement restent également limitées du fait des effets combinés de son niveau d'emprunt actuel et du cumul de ses déficits antérieurs.

9.5.2.2. COMASEL Louga

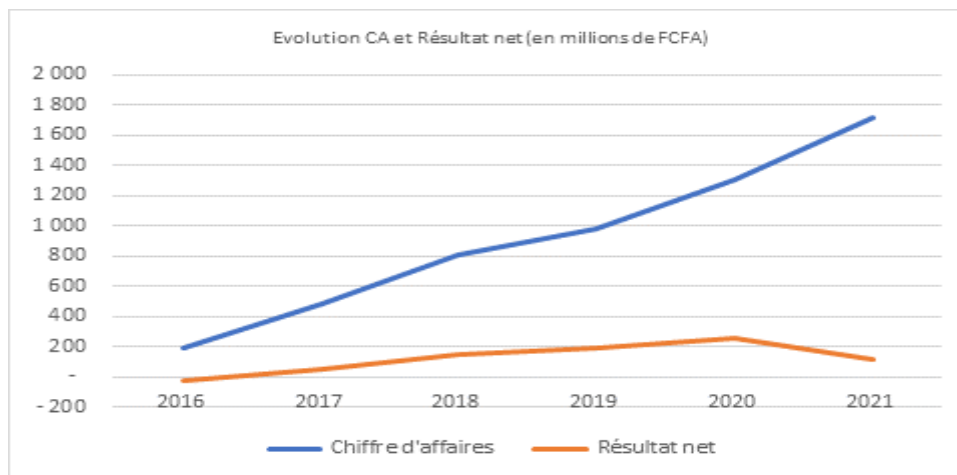
• Rentabilité

Comasel Louga, concessionnaire du périmètre Louga – Linguère – Kébémér, a réalisé respectivement pour les exercices 2020 et 2021, un chiffre d'affaires de 1 300,8 millions de FCFA et de 1 715 millions de FCA contre 984,7 millions de FCA en 2019. Ainsi, entre 2019 et 2021, le chiffre d'affaires de l'opérateur a continuellement augmenté au TCAM de 32%.

Le résultat net du concessionnaire, de 190,8 millions de FCFA en 2019, est passé à 250,9 millions en 2020 avant de baisser à 114,2 millions de FCFA en 2021. Ainsi, il a régressé sur la période à un TCAM de 22,6%.

L'opérateur a enregistré sur la période une baisse de son efficacité avec une performance globale (Résultat net / Total général des produits) qui passe de 13,66 % en 2019 à 4,7% en 2021.

De manière générale, COMASEL Louga demeure depuis 2016 sur une tendance d'augmentation continue de son niveau d'activité. Cependant, son résultat net, sur une tendance haussière depuis 2016, a connu une baisse en 2021 comparativement aux trois années précédentes ; en atteste le graphique ci-dessous.



• Structure de financement

La structure bilancielle de COMASEL Louga fait état :
 - des capitaux permanents qui ont permis de financer les investissements et de dégager un FR de 3 164 millions de FCFA ;

- d'un Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de 2 338 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 22: Ratios d'équilibre de la structure de financement de COMASEL Louga

Rubriques	Formule	2017	2018	2019	2020	2021
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,25	1,33	1,48	1,57	1,65
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,14	1,27	1,28	1,22	1,11
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	52,74	55,17	61,08	67,03	69,14
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	2,11	1,51	2,10	2,31	2,51

La structure de financement de COMASEL Louga est équilibrée. L'opérateur justifie également d'une autonomie financière et d'une capacité d'endettement très élevé. Toutefois, au regard de l'importance du FR

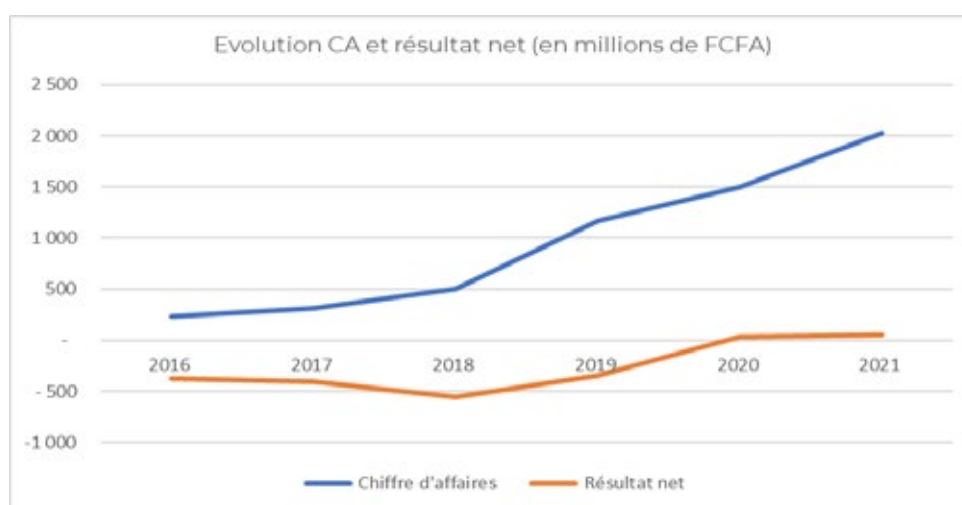
comparativement au BFR constaté depuis le démarrage des activités en 2016, il y a lieu de s'interroger à quant à l'éventualité d'un sous-emploi des capitaux.

9.5.2.3. Energie Rurale Africaine (ERA)

• Rentabilité

Le chiffre d'affaires de la société ERA est passé de 1 497 millions de FCFA en 2020 à 2 023 millions en 2021 contre 1 173 millions de FCFA en 2019 ; soit un rythme de croissance annuelle moyen de 31,31% sur la période 2019-2021. Elle conforte ainsi la tendance haussière de son niveau d'activité enregistrée depuis 2016.

Pour la première fois depuis sa création, en 2020, ERA a enregistré un résultat bénéficiaire estimé à 35,47 millions de FCFA. Cette performance a été confirmée en 2021 avec un bénéfice de 58,15 millions ; soit une augmentation de 63,94%.



• 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 961 millions de FCFA en 2020 et 728 millions de FCFA en 2021;
- des ressources en fonds de roulement de 93 millions de FCFA en 2020 et un Besoin en Fonds de roulement de 79 millions en 2021;
- une trésorerie active de 1 054 millions de FCFA en 2020 et 649 millions de FCFA.

ERA, a dégagé au cours de ces trois (03) dernières années des Ressources en Fonds de Roulement et une liquidité assez conséquente. Avec la quasi-totalité de ses clients en post-paiement, il devrait normalement être confronté à un Besoin en Fonds de Roulement.

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.

Tableau 23: Ratios d'équilibre de la structure de financement de ERA

Rubriques	Formule	2017	2018	2019	2020	2021
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	1,21	1,16	1,21	1,39	1,26
Equilibre financier	Capitaux Permanents / (Emplois stables + BFR)	1,10	1,26	1,27	1,44	1,31
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	13,25	12,81	11,38	14,60	11,98
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	1,75	0,81	0,98	0,92	1,04

ERA, malgré une structure de financement acceptable, voit ses capacités à lever les ressources nécessaires au financement du reste de son programme d'investissement limitées du fait de l'importance du cumul de son déficit et de sa situation patrimoniale

encore précaire. Toutefois, les résultats bénéficiaires dégagés au cours de ces deux dernières années, pourraient, s'ils se confirmaient les années à venir, améliorer la capacité de mobilisation de ressources de l'opérateur.

9.5.2.4. SCL Energie Solutions (SCL)

L'analyse de la situation de SCL en 2021 est réalisée sur la base d'états financiers non certifiés ; l'opérateur n'ayant pas transmis à la Commission le rapport du commissaire aux comptes au titre de l'exercice 2021.

• **Rentabilité**

Le chiffre d'affaires de SCL, opérateur de la Concession Mbour, est passé de 617 millions de FCFA en 2019, à 1 005 millions de FCFA en 2020 avant d'atteindre 1 176 millions de FCFA en 2021. Ainsi sur la période 2019 -2021, l'opérateur enregistre un taux de croissance annuel moyen de son chiffre d'affaires de 38%.

Aussi, sur la période 2019-2021, son résultat net a été multiplié par 6 passant de 47 millions de FCFA à 273 millions de FCFA.

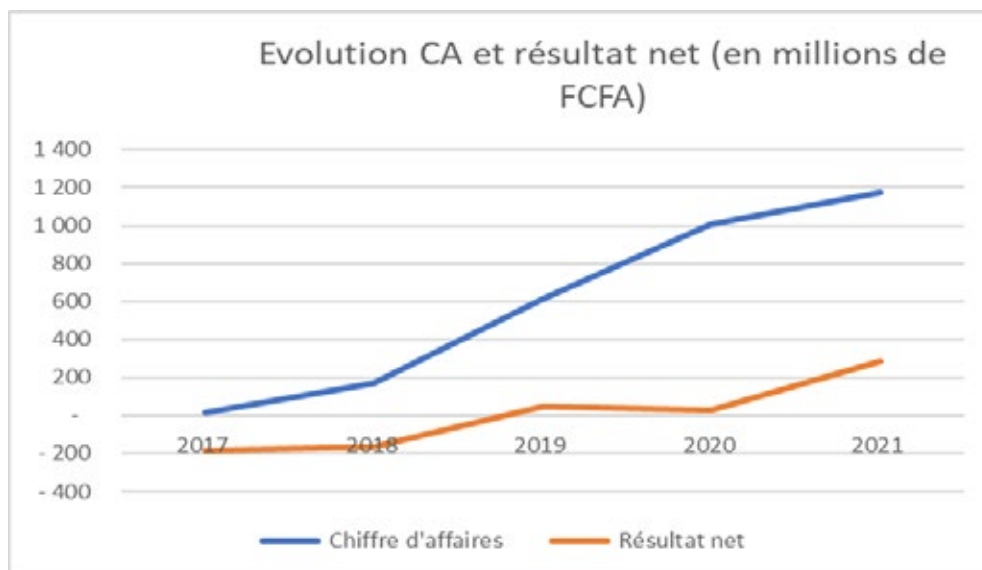
La performance globale (Résultat net comptable/ To-

tal Produits) de SCL suit la même tendance que le résultat net. En effet, le ratio, de 7,14% en 2019, est passé à 2,4% en 2020 avant d'atteindre 21,79% en 2021 ; soit une croissance annuelle moyenne de 75% sur la période 2019-2021.

Cette situation s'explique par une amélioration de la maîtrise des charges d'exploitation, en attestent :

- le taux de Valeur Ajoutée qui est passé de 47,3% en 2019 à 53,4% en 2021 ;
- le taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui, de 38,3% en 2019, est passé à 48,2% en 2021 ; et
- la Rentabilité d'Exploitation qui est passée de 8,8% en 2019 à 37,8% en 2021.

SCL confirme la tendance haussière de son niveau d'activité depuis le démarrage de ces activités malgré une baisse de son résultat net en 2020 comparative-ment à 2019 ; en atteste le graphique ci-dessous :



• **Structure de financement**

Au regard du bilan de SCL sur la période 2019 -2020, l'opérateur est confronté à un déséquilibre de sa structure de financement avec :

- des capitaux permanents ne permettant de financer les immobilisations qu'à hauteur de 68% en 2020 et 64% en 2021 alors que la norme est que les im-

mobilisations et le Besoin en Fonds de Roulement Normatif (BFRN) soient entièrement financés par des capitaux permanents ; et

- le recours à des dettes de court terme pour compléter le financement des immobilisations.

SCL, avec une telle structure de financement, s'expose à un risque de solvabilité. Toutefois, ce risque

est à relativiser, l'opérateur disposant d'une bonne autonomie financière qui lui permet de lever des em-

prunts à long terme et ainsi, de résorber le déséquilibre de la structure de financement.

Tableau 24: Ratios d'équilibre de la structure de financement de SCL

Rubriques	Formule	2017	2018	2019	2020	2021
Financement des immobilisations	Capitaux Permanents / Immobilisations	0,84	0,72	0,75	0,68	0,64
Autonomie financière	Capitaux Propres / Dettes Financières	1,53	1,24	1,37	1,65	2,11
Liquidité	Actif circulant / Passif circulant	0,41	0,14	0,34	0,30	0,30

SCL, continue de relever ses performances commerciales qui se traduisent par une hausse significative et continue de son chiffre d'affaires ainsi qu'une meil-

leure maîtrise de ses charges d'exploitation. Toutefois, elle demeure confrontée à un déséquilibre de sa structure de financement.

9.5.2.5. EDR / KE

Les concessionnaires Electricité du Rip et Kolda Energy, respectivement gestionnaires des concessions Kaolack – Niore - Fatik - Gossas et Kolda - Vélingara, n'ont pas mis à la disposition de la Commission

leurs rapports d'activités et états financiers de 2020. En 2021, leurs titres d'exercices ont été résiliés par l'Etat du Sénégal, à la suite de plusieurs manquements notés dans la gestion des deux concessions.

GLOSSAIRE

ASER :	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
BOO :	Build Own Operate
BOT :	Build Own Transfert
CAE :	Contrat d'Achat d'Electricité
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CES :	Compagnie Electrique Sénégalaise
CRSE :	Commission de Régulation du Secteur de l'Energie
EEEOA	Echange Energie Electrique Ouest Africain (WAPP)
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
FO HTS :	Fuel Oil haute teneur en soufre
FO BTS	Fuel Oil basse teneur en soufre
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'Electrification Rurale
PSE :	Plan Sénégal Emergent
RI :	Réseau Interconnecté
RNI :	Réseau Non Interconnecté
RMA :	Revenu Maximum Autorisé
SAIFI :	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI:	System Average Interruption Duration Index

ANNEXES

Annexe 1 : liste des Décisions et des Avis de la Commission pour les années 2020 et 2021

Liste des Décisions

- **Décision n°2020-01** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de décembre 2019 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-02** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de décembre 2019 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-03** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de décembre 2019 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-04** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-05** relative au revenu maximum autorisé de Senelec en 2019 ;
- **Décision n°2020-06** relative à la prolongation de la durée de validité des conditions tarifaires de Senelec de la période 2017-2019,
- **Décision n°2020-07** relative aux redevances annuelles à payer en 2020 par les opérateurs titulaires de licence ou de concession ;
- **Décision n°2020-08** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-09** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-10** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de décembre 2019 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-11** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de janvier 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-12** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-13** fixant les montants de la compensation tarifaire du mois de février 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-14** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de février 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-15** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mars 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-16** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mars 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-17** relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 aux conditions économiques du 1er janvier ;
- **Décision n°2020-18** fixant les tarifs plafonds de vente d'énergie électrique applicables par Energie Rurale Africaine (ERA) aux conditions économiques du 1er janvier 2020 ;
- **Décision n°2020-19** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mars 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-20** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'avril 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-21** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'avril 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-22** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'avril 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;

- **Décision n°2020-23** relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 aux conditions économiques du 1er avril ;
- **Décision n°2020-24** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de janvier 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-25** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de février 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-26** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois pour le mois de mars 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-27** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mai 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-28** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mai 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-29** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de mai 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-30** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2020 de SCL Energie Solutions ;
- **Décision n°2020-31** relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 aux conditions économiques du 1er juillet ;
- **Décision n°2020-32** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs;
- **Décision n°2020-33** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juin 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-34** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'avril 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-35** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-36** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-37** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-38** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-39** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-40** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2020 de SCL Energie Solutions Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-41** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de mai 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-42** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de juin 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-43** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de juillet 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-44** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-45** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-46** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-47** relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 aux conditions économiques du 1er octobre ;

- **Décision n°2020-48** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-49** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-50** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-51** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de septembre 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-52** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-53** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-54** fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'août 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-55** fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2020 de SCL Energie Solutions Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2020-56** relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022 ;
- **Décision n°2021-01** du 20 janvier 2021 fixant la compensation tarifaire du mois d'octobre 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-02** du 22 janvier 2021 de la Commission relative à la mise à jour de son règlement intérieur ;
- **Décision n°2021-03** du 04 février 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de décembre 2020 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation tarifaire ;
- **Décision n°2021-04** du 04 février 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de décembre 2020 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-05** du 04 février 2021 relative aux redevances annuelles à payer en 2021 par les opérateurs titulaires de licence ou de concession ;
- **Décision n°2021-06** du 15 février 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de décembre 2020 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-07** du 15 février 2021 fixant la compensation tarifaire pour le mois de novembre 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-08** du 19 février 2021 relative au RMA final de Senelec en 2020 ;
- **Décision n°2021-09** du 25 février 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de janvier 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-10** du 25 février 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de janvier 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-11** du 25 février 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de janvier 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-12** du 17 mars 2021 fixant la compensation tarifaire pour le mois de décembre 2020 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-13** du 06 avril 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de février 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-14** du 06 avril 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de février 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-15** du 06 avril 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de février 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision 2021-16** du 06 avril 2021 relative au RMA de Senelec en 2021 aux conditions économiques du 1er janvier ;

- **Décision n°2021-17** du 23 avril 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de mars 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-18** du 23 avril 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de mars 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-19** du 23 avril 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de mars 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-20** du 27 mai 2021 relative au RMA de Senelec en 2021 aux conditions économiques du 1er avril ;
- **Décision n°2021-21** du 1er juin 2021 portant indexation et fixant les tarifs plafonds de vente d'énergie électrique applicables par ERA aux conditions économiques du 1er janvier 2021 ;
- **Décision n°2021-22** du 03 juin 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'avril 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-23** du 03 juin 2021 fixant la compensation tarifaire du mois d'avril 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-24** du 03 juin 2021 fixant la compensation tarifaire du mois d'avril 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-25** du 03 juin 2021 fixant la compensation tarifaire pour le mois de janvier 2021 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-26** du 05 juillet 2021 fixant la compensation tarifaire du mois pour le mois de février 2021 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-27** du 05 juillet 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de mai 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-28** du 05 juillet 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de mai 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-29** du 05 juillet 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de mai 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-30** du 02 août 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de juin 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-31** du 02 août 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de juin 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-32** du 02 août 2021 fixant la compensation tarifaire du mois de juin 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-33** du 06 août 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de mars 2021 de ERA dans le cadre de l'harmonisation tarifaire ;
- **Décision n°2021-34** du 06 août 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'avril 2021 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-35** du 02 septembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-36** du 02 septembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-37** du 02 septembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de juillet 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-38** du 02 septembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de mai 2021 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-39** du 02 septembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de juin 2021 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-40** du 07 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-41** du 07 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'août 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

- **Décision n°2021-42** du 07 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'août 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-43** du 28 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-44** du 28 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-45** du 28 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de septembre 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-46** du 28 octobre 2021 relative au RMA de Senelec en 2021 aux conditions économiques du 1er juillet ;
- **Décision n°2021-47** du 29 octobre 2021 portant indexation et fixant les tarifs plafonds de vente d'énergie électrique applicables par ERA aux conditions économiques du 1er juillet 2021 ;
- **Décision n°2021-48** du 29 octobre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de juillet 2021 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-49** du 25 novembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2021 de Comasel Louga dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-50** du 25 novembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2021 de Comasel Saint-Louis dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-51** du 25 novembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois d'octobre 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-52** du 10 décembre 2021 relative au RMA de Senelec en 2021 aux conditions économiques du 1er octobre ;
- **Décision n°2021-53** du 30 décembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire du mois de novembre 2021 de SCL Energie Solutions dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-54** du 30 décembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois d'août 2021 de Energie Rurale Africaine (ERA) dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;
- **Décision n°2021-55** du 30 décembre 2021 fixant le montant de la compensation tarifaire pour le mois de septembre 2021 de ERA dans le cadre de l'harmonisation des tarifs ;

LISTE DES AVIS :

- Avis n°01/2021 relatif au Plan tarifaire en cours d'adoption par le Gouvernement ;
- Avis n°02/2021 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société West African Energy SA ;
- Avis n°03/2021 relatif à la demande de modification d'un commun accord du contrat de concession entre l'Etat du Sénégal et Senelec aux fins d'extension du périmètre de Senelec dans les départements de Kaolack, Nioro du Rip, Guinguinéo, Fatick, Gossas, Kolda, Vélingara, Médina Yoro Foulah.

Annexe 2 : Statistiques du Secteur - Puissance installée en MW

Site	Type	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Bel-air	Diesel	70,8	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7
	TAV	25,6	0	0	0						
	TAG	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Diesel	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Cap des Biches	TAV	87,5	57,5	57,5	57,5	62	62	57,5	57,5	57,5	57,5
	TAG	42	42	42	42	40	40	42	42	42	42
CICAD	PV-CICAD							2	2	2	2
Diass	PV-Diass								23	23	23
Région	Kahône - Diesel	67,6	101,4	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8
	Saint Louis - Diesel	6,5			0						18
Groupe location	Autre capacité	164	116	107	145	80	80	90	88,5		
location	KarPowerShip								120	170	220
Total Senelec		594	545,6	551	589	526,5	526,5	536	557,5	469	689
	GTI - cycle Combi-né	52	52	52	52	56,5	56,5	85,9	85,9	85,9	
	Tobene Power					98,5	98,5	115	115	115	115
	Manantali - hydro	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Producteur indépendant	Félou - hydro		15	15	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	67,5
	Solaire RI					35	100	141	141	141	201
	Importation Mauri-tanie	0	0	0	20	20	20	20	20		
	Sendou							125	125	125	125
	Parc Eolien T N								55,2	158,7	158,7
Auto producteurs	Dangoté et ICS					16	16	16	6	6	6
Total IPP		119,5	119,5	119,5	119,5	257,5	322,5	534,4	589,6	693,1	748,2
Total réseau interconnecté		773,5	740,1	745,5	803,5	895	960	1181,4	1248,1	1243,1	1437,2
Ziguinchor	Boutoute-diesel	19	21	20	21	30	30	21,9	21,9	14	21
Tambacounda	Tamba-diesel	8	10	11	11	17	17	6	6	7	11
Centres secondaires	centres isolés-diesel	14	31	33	33	33	33	33,9	33,9	25	33
Location APR Tamba-counda	Diesel	6	6	6	6					5	6
Location Aggreko Boutoute	diesel	10	12	12	12	4	4	6	6	10	12
Total réseau non interconnecté		57	80	82	83	84	84	67,8	67,8	61	83
Total Sénégal		830,5	820,1	827,5	886,5	979	1044	1249,2	1315,9	1304,1	1520,2

Coefficient de disponibilité en %

Site	Type	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Bel-air	Diesel	84	73	83	92	88	89,78	89,82	92,82	91,22	88,19	
	TAV	0	0			-						
	TAG	38	73	81	94	79	94,18	75,74	81	83,2	24,04	
Cap des Biches	Diesel	62	74	74	74	80	66,02	83,31	81,65	80,8	84,83	
	TAV	24	4	40	69	78	84,7	72,67	81,63	48,6	32,32	
	TAG	84	50	47	90	75	80	94,62	89	70,2	77,91	
Région	Kahone-Diesel	81	92	92	98	87	90,28	87,58	94,74	92,6	96,45	
	Saint-Louis-Diesel	-	-									
Producteur	GTI - Cycle Combiné	50	21	-	-	67	95,01	93,36	91,02			
indépendants	Tobene power					83	98,5	91,71	93,7		98,94	
	Mauritanie					100	100	100	100		100	
	Manantali - Hydro	100	100	100	100	100	100	100	100		98	
	Félou-hydro						100	100	100		98	
	Kounoune Power-Diesel	67	80	74	69	90	76,4	90	95		96,42	
	Sendou CES							29,69	89,79		14	
	Solaire RI						100	100	100		100	
	Dangoté et ICS						91	91,8	100		100	
	Réseaux isolés	Ziguinchor	83	83			59	97,44	91,03	97,07		84,87
		Tambacounda	58	58			77	99,29	96,64	89,66		88
CS						90	94,35	94,7	90		85	

- Production brute (GWh)

	Type	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Senelec	Diesel	1 257	1 720	1 762	1 784	1 773	1 692	1 637	1 568	1 641	1 565.86	
	TAV	80	21	142	243	248	260	279	318	53		
	TAG	26	86	88	53	7	15	20	42	9	6.38	
	solaire Diass										35.34	
	Solaire CICAD					3	3	3	3	3	2.31	
Groupe location	Autre capacité	735	359	390	0	0	0	0	0			
	(Groupes mobiles location)											
Total Senelec		2098	2186	2382	2080	2031	1 970	1939	1931	1 706	1609.89	
Producteurs	GTI-cycle combiné	17	10	0	0	290	575	542	495	509		
Indépendants	Manantali & Félou-hydro	290	308	318	333	359	331	321	323	355	246.54	
	Kounoune-diesel	383	395	378	413	303	235	151	171	106	179.47	
	Aggreko-diesel				221	83		27	92			
	APR (Location)				129		41	46	69			
	Tobene Power					343	429	405	257	272	303.52	
	Mauritanie-cycle combiné				104	69	22	11	16			
	Solaire PV						83	212	247	238	331.84	
	Dangoté et ICS						49	49	52	38		
	KarPowerShip										1 106	1069.36
	Parc Eolien TN										217	399.86
	CES Sendou								135			109.36
	Total Achats		690	713	696	1 200	1 447	1 765	1 899	1 722	2 842	1910.42
	Total Achats/		24%	23%	22%	35%	40%	45%	47%	44%	59%	28.35%
	Total production											
Total réseau interconnecté		2 788	2 899	3 078	3 280	3 478	3 735	3 838	3 653	4 548		
Ziguinchor	Boutoute-diesel	15	38	39	74	83	78	77	84			
Tambacounda	Tamba-diesel	7	1	0	10	33	36	39	45			
Centres secondaires	centres isolés-diesel	38	42	45	49	48	56	59	65			
	RNI Senelec	60	81	84	133	164	170	175	194	167		
Location Tambacounda		19	26	31	20	0					22.51	
Location Aggreko Boutoute	Diesel	52	31	35	4		15	25	29	62	58.96	
Total réseau non interconnecté		131	138	150	157	168	185	200	223	229	81.47	
Total Sénégal		2 919	3 037	3 228	3 437	3 646	3 920	4 038	3 876	4 777	5129.54	

- Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)

Année	Diesel oil		Gasoil		Fuel lourd 380 HTS		Fuel lourd 380 BTS		Gaz naturel		Charbon		Total dépenses
	Dépenses DO	Quantités (t)	Dépenses GO	Quantités (t)	Dépenses FO	Quantités (t)	Dépenses FO	Quantités (t)	Dépenses GN	Quantités (1000Nm3)	Dépenses CH	Quantités (t)	
2 008	35 284	53 855					118 997	422 663	1 513	6 795			155 794
2 009	14 785	47 718					113 079	474 462	-	-			127 864
2 010	42 476	104 068					175 944	463 310	78	646			218 498
2 011	21 434	40 435	62 517	118 576			128 904	350 952	2 423	20 193			215 278
2 012	22 762	38 486	88 493	154 822			150 462	371 751	1 649				263 366
2 013	6 088	11 381	64 257	112 834			170 274	453 290	1 760	14 453			242 379
2 014			73 154	136 568			175 944	501 064	2 343	14 352			251 441
2 015			44 624	108 459			139 964	570 919					184 588
2 016			12 510	40 954			120 058	641 127					132 568
2 017			16 116	41 839			171 604	697 341					187 720
2 018			20 202	54 179			190 153	662 608			1 803	54 135	212 158
2 019			31 468	86 593			178 148	671 823			6 351	115 722	215 967
2 020			12 925	38 661			160 235	789 650					173 159
2 021			15537	47393	91670	338435	122711	439487			3500	45325	233418

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

	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
	21 454	23,483	22 118	22,789	23 400	13,278	19 414	11,288	19 168	7,949		
Incidents	32	0,042	52	0,083	69	0,099	286	0,677	140	0,255		
Manque production	14	0,081	66	2,647	112	3,346	51	0,944	15	0,329		
Effacement clients HTB	5 671	5,776	5 559	4,834	6 469	5,156	5 655	3,937	6 164	3,638		
Manœuvre/travaux											2 413 + 119	
Surcharge/Faible U	368	0,849	82	0,254	74	0,126	12	0,028	33	0,098		
TOTAL interruptions	27 539	30,231	27 877	30,607	30 124	22,005	25 418	16,874	25 520	12,269		13.62

- Consommation d'électricité en zone urbaine et en zone rurale en GWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ventes totales	2 313	2 406	2 563	2 727	2 881	3 175	3 314	3 601	3 874	4131 .07
zone urbaine	1 998	2 069	2 199	2 323	2 479	2700	2799	2924	3147	3390,91
zone rurale	315	338	364	404	402	475	515	677	728	740,16

- Consommation par niveau de tension en GWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energie vendue	2 313,40	2 406,50	2 563,10	2 727,00	2 881,40	3 174,60	3 325,00	3 616,40	3 829,00	4131.07
Basse Tension	1 456,40	1 540,00	1 626,60	1 722,80	1 848,80	2 040,80	2 095,60	2 280,80	2 504,00	2629.9
Moyenne Tension	686,5	706,2	760,8	817,2	850,5	951,5	1 015,00	1 082,60	1 074,00	1113.38
Haute Tension	170,5	160,2	175,7	187	182,1	155,6	203,7	237,4	251	387.79

BILAN ET COMPTE DE RESULTATS DE LA COMMISSION EN 2020 ET EN 2021

Dénomination sociale : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE		Exercice clos le:31/12/2020		Durée de l'exercice : 12 mois							
N° d'identification fiscale : 0020334263 0AA0		BILAN AU 31 DECEMBRE N									
REF	ACTIF	N°	EXERCICE AU 31/12/N		EXERCICE AU 31/12/N-1	REF	PASSIF	N°	EXERCICE AU 31/12/N		EXERCICE AU 31/12/N-1
			BRUT	AMORT ET DEPREC					NET	NET	
AD	IMMOBILISATIONS INCORPORABLES		-	-	-	CA	Capital	B	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		81 690 571	77 811 442	3 879 129	CD	Primes d'apport d'émission et de fusion				
AG	Fonds commercial et droit au bail		-	-	-	CE	Ecartis de réévaluation				
AH	Autres immobilisations incorporelles		-	-	-	CF	Réserves indisponibles				
AI	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	3A	-	-	-	CG	Réserves libres				
AJ	Terrains (I)	3A				CH	Report à nouveau + ou -	H	776 570 379	904 111 102	
AK	(I) dont Placement	3A	5 420 233	4 900 800	519 433	CJ	Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)		269 732 217	- 127 540 723	
AL	(I) dont Placement	3A	25 163 566	20 401 343	4 762 223	CL	Subventions d'investissement				
AM	Matériel, mobilier et actifs biologiques	3A	409 094 384	319 183 548	89 910 836	CM	Provisions réglementées				
AN	Matériel de transport	3A	336 332 872	288 758 918	47 573 954	CP	TOTAL CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES	KA	1 134 304 552	864 572 335	
AP	AVANCES ET COMPTES VERSÉS SUR	3A				DA	Emprunts et dettes financières diverses				
AQ	IMMOBILISATIONS FINANCIERES	4				DB	Dettes de location et acquisition				
AR	Titres de participation					DC	Provisions pour risques et charges		407 783 787	343 145 381	
AS	Autres immobilisations financières		17 891 714	-	17 891 714	DD	TOTAL DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES		407 783 787	343 145 381	
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE		875 593 340	711 056 051	164 537 289	DF	TOTAL RESSOURCES STABLES		1 542 088 339	1 207 717 716	
BA	ACTIF CIRCULANT HAO		-	-	-	DH	Dettes circulantes HAO	5	3 893 943	4 793 726	
BB	STOCKS ET ENCOURS	6				DI	Clients, avances reçues		-		
BG	CREANCES ET EMPLOIS ASSIMILES					DJ	Fournisseurs exploitation	I7	13 591 787	25 634 829	
BH	Fournisseurs avances versées		2 251 360	-	2 251 360	DK	Dettes fiscales et sociales	B8	115 559 369	77 500 664	
BI	Clients	7	47 060 932	-	47 060 932	DM	Autres dettes		460 626	8 201 286	
BJ	Autres créances	8	39 756 528	-	39 756 528	DN	Provisions pour risques a court terme		-	6 584 053	
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT		89 068 820	-	89 068 820	DP	TOTAL PASSIF CIRCULANT		133 505 725	122 714 558	
BQ	Titres de placement					SQ	Banques et crédits d'escompte				
BR	Valeurs à encaisser					DR	Banques, établissements financiers et crédits de trésorerie	20			
BSS	Banques, chèques postaux, caisse et assimilés		1 421 987 955	-	1 421 987 955	DT	TOTAL TRESORERIE PASSIF				
BT	TOTAL TRESORERIE ACTIF		1 421 987 955	-	1 421 987 955	DV	Ecart de conversion-Passif				
BU	Ecart de conversion-Actif										

BILAN AU 31 DECEMBRE 2021

REF	ACTIF	N°	EXERCICE au 31/12/2021			EXERCICE AU 31/12/20		PASSIF	N°	EXERCICE AU 31/12/21		EXERCICE AU 31/12/20	
			BRUT	AMORT ET DEPREC	NET	NET	NET			NET	NET	NET	
AD	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES		71 320 092	62 190 850	9 129 242	3 879 129	C.A Capital	15	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		71 320 092	62 190 850	9 129 242	3 879 129	CD Primes d'apport d'émission et de fusion						
AG	Fonds commercial et droit au bail		-	-	-	-	CE Ecart de réévaluation						
AH	Autres immobilisations incorporelles		-	-	-	-	CF Réserves indisponibles						
AI	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	3A	673 232 703	589 799 692	83 433 011	142 766 446	CG Réserves libres						
AJ	Terrains (I)	3A					CH Report à nouveau + ou -	14	1 046 302 596	776 570 379			
AK	Bâtiments (I) dotés d'actifs	3A	5 420 233	5 171 812	248 421	519 433	CJ Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)		327 403 454	269 732 217			
AL	Aménagements, agencements et installations	3A	24 481 231	21 115 742	3 365 489	4 702 223	CL Subventions d'investissement						
AM	Matériel, mobilier et actifs biologiques	3A	306 998 367	253 314 477	53 683 890	89 910 836	CM Provisions réglementées						
AN	Matériel de transport	3A	336 332 872	310 197 661	26 135 211	47 573 954	CP TOTAL CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		1 461 708 006	1 134 304 552			
AP	AVANCES ET ACOMPTES VERSES SUR	3A					DA Emprunts et dettes financières diverses	16A					
AQ	IMMOBILISATIONS FINANCIERES	4	34 784 801		34 784 801	17 891 714	DB Dettes de location et acquisition						
AR	Titres de participation						DC Provisions pour risques et charges		442 259 203	407 783 787			
AS	Autres immobilisations financières		34 784 801	-	34 784 801	17 891 714	DD TOTAL DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES		442 259 203	407 783 787			
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILE		779 337 596	651 990 542	127 347 054	164 537 289	DE TOTAL RESSOURCES STABLES		1 903 967 209	1 542 088 339			
BA	ACTIF CIRCULANT HAO		-	-	-	-	DH Dettes circulantes HAO	5		3 893 943			
BB	STOCKS ET ENCOURS	6					DI Clients, avances reçues						
BG	CREANCES ET EMPLOIS ASSIMILES						DJ Fournisseurs d'exploitation	17	18 808 564	13 591 787			
BH	Fournisseurs avances versées		4 342 100	-	4 342 100	2 251 360	DK Dettes fiscales et sociales	18	76 331 443	115 539 369			
BI	Clients	7	-	-	-	47 060 932	DM Autres dettes		1 746 749	460 626			
BJ	Autres créances	8	35 018 335	-	35 018 335	39 756 528	DN Provisions pour risques à court terme						
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT		39 360 435	-	39 360 435	89 068 820	DP TOTAL PASSIF CIRCULANT		96 886 756	133 505 725			
BQ	Titres de placement												
BR	Valuers à encaisser						SQ Banques et crédits d'escompte						
BS	Banques, chèques postaux, caisse et assimilés	11	1 834 146 476	-	1 834 459 131	1 421 987 955	DR Banques, établissements financiers et crédits de trésorerie	20					
BT	TOTAL TRESORERIE ACTIF		1 834 146 476	-	1 834 146 476	1 421 987 955	DT TOTAL TRESORERIE PASSIF						
BU	Ecart de conversion Actif						DV Ecart de conversion-Passif						
BZ	TOTAL GENERAL		2 652 844 507	651 990 542	2 000 853 965	1 675 594 064	DZ TOTAL GENERAL		2 000 853 965	1 675 594 064			

**COMPTE DE RESULTAT DE L'EXERCICE DU
1ER JANVIER N AU 31 DECEMBRE 2021**

REF	LIBELLES	NOTE	EXERCICE AU	EXERCICE AU
			31/12/2021	31/12/2020
			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	+	2 133 331 531	2 059 390 219
TD	Produits accessoires D	+		
XB	CHIFFRE D'AFFAIRES (A + B + C + D)		2 133 331 531	2 059 390 219
TE	Production Stockée (ou destockage)	-/+		
TF	Production immobilisée	+		
TG	subvention d exploitation	+		
TH	Autres produits	+	24 377 631	30 178 670
TI	Transferts de charges d'exploitation	+	260 000	940 000
RC	Achats de matières premières et fournitures liées	-		
RD	Variation de stocks de matières premières et fournitures liées	-/+		
RE	Autres achats	-	104 689 459	109 326 238
RF	Variation de stocks d'autres approvisionnements	-/+		
RG	Transports	-	13 903 700	1 868 400
RH	Services extérieurs	-	272 570 787	202 882 224
RI	Impôts et taxes	-	125 518 997	71 818 299
RJ	Autres charges	-	54 177 883	25 007 326
XC	VALEUR AJOUTEE (XB +RA+RB) + (somme TE à RJ)		1 587 108 336	1 679 606 402
RK	Charges de personnel	-	1 160 747 544	1 269 124 671
XD	EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (XC+RK)		426 360 792	410 481 731
TJ	Reprise d'amortissements , provisions et de dépréciations	+	45 516 458	11 340 733
RL	Dotations aux amortissements aux provisions et dépréciations	-	144 194 942	152 090 247
XE	RESULTAT D'EXPLOITATION (XD+TJ+ RL)		327 682 308	269 732 217
TK	Revenus financiers et assimilés	+		
TL	Reprises d'amortissements, Provisions et depreciations financières	+		
TM	Transfert de charges financières	+		
RM	Frais financiers et charges assimilés	-		
RN	Dotation aux amortissements, Provisions et depreciations financières	-		
XF	RESULTAT FINANCIER (somme TK à RN)		-	-
XG	RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES (XE+XF)		327 682 308	269 732 217
TN	Produits des cessions d'immobilisations	+		
TO	Autres Produits HAO	+		
RO	Valeurs comptables des cessions d'immobilisations	-		
RP	Autres Charges H.A.O.	-	278 854	
XH	RESULTAT HORS ACTIVITES ORDINAIRES (somme TN à RP)		278 854	-
RQ	Participation des Travailleurs	-		
RS	Impôts sur le résultat	-		
XI	RESULTAT NET (XG+XH+RQ +RS)		327 403 454	269 732 217



Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

Avenue A. Peytavin - Ex Camp Lat Dior

B.P. : 11701 Dakar - Tél. : 33 849 04 59

Email : crse@crse.sn