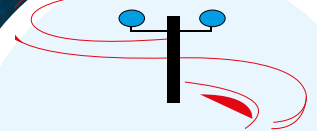




REPUBLIQUE DU SENEGAL

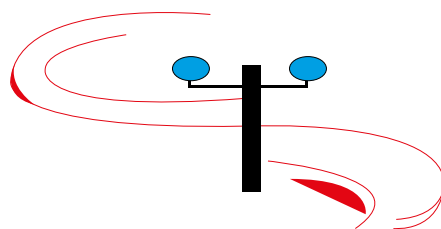
Un Peuple - Un But - Une Foi

RAPPORT ANNUEL 2015-2016



Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité

CRSE



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

Rapport Annuel 2015 -2016

Table des matières

1.RÉGULATION TARIFAIRE	15
1.1. Senelec.....	15
1.1.1. Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec en 2015	15
1.1.2. Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec en 2016	17
1.1.3. Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019.....	18
1.2. Opérateurs d'Électrification Rurale.....	19
1.2.1. Opérateurs du PERACOD.....	19
1.2.2. Projets d'ERILS d'ENERSA	20
2.SUIVI DES CONTRATS DE CONCESSION.....	21
2.1. Senelec.....	21
2.1.1. Suivi des normes	21
2.1.1.1. Normes d'approbation	21
2.1.1.2. Normes de sécurité et de disponibilité	22
2.1.1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle	22
2.1.1.4. Normes de branchement Basse Tension sans modification de réseau.....	23
2.1.1.5. Norme sur le prépaiement	24
2.1.2. Suivi des obligations d'électrification de Senelec.....	24
2.1.2.1. Zone urbaine	25
2.1.2.2. Zone rurale	25
2.1.3. Séparation comptable des activités de Senelec.....	26
2.1.4. Certification des états financiers	27
2.1.5. Règlement du Service.....	28
2.2. Opérateurs d'électrification rurale	28
2.2.1. Les Concessionnaires.....	28
2.2.2. Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT)	30
2.2.3. Promoteur d'ERIL de Sine Moussa Abdou	30
2.2.4. Règlements du service	30
2.2.4.1. SCL Energie Solutions	31
2.2.4.2. Energie Rurale Africaine (ERA)	31
3.INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE.....	32
3.1. Demandes de Licences de production et de vente d'énergie électrique.....	32
3.2. Demandes de Concession de distribution et de Licence de vente	35
4.TRAITEMENT DES RÉCLAMATIONS ET DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS	36
5. ACTIVITÉS CONSULTATIVES	40
5.1. Harmonisation des tarifs de l'électricité à l'échelle nationale	40
5.2. Tarif d'achat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable	41

6.DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION INDÉPENDANTE.....	42
6.1. Appel d’Offres « Scaling Solar »	42
6.2. Importation d’électricité de la Mauritanie.....	44
6.3. Négociations du Contrat d’Achat d’Energie de l’unité 2 de 125 MW de la centrale à charbon de Sendou.....	44
7.INFORMATION ET COMMUNICATION	45
8.AUTRES ACTIVITÉS	46
8.1. Projet d’élargissement des attributions de la Commission	46
8.2. Evaluation des Contrats d’Achat d’Energie	46
8.3. Plateforme industrielle intégrée de Diamniadio et la Zone économique spéciale intégrée de Dakar	47
8.4. Participation à la réunion du Comité de Relève des Cadres de la CEDEAO	47
9.FORMATIONS ET SÉMINAIRES	48
10.COOPÉRATION INTERNATIONALE.....	49
11.EXÉCUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION	50
11.1. Ressources	50
11.2. Emplois.....	51
11.3. Solde de trésorerie	52
12.BILAN DU SECTEUR.....	53
12.1. Offre de production	53
12.1.1 Capacité	53
12.1.2. Production.....	54
12.2. Dépenses en combustibles	54
12.3. Ventes.....	55
12.3.1 Répartition géographique des ventes.....	55
12.3.2. Structure de la consommation.....	55
12.3.3. Consommation par abonné.....	56
12.4. Qualité de service.....	56
12.5. Situation financière	57
12.5.1. Résultat comptable.....	57
12.5.2. Equilibre financier.....	58
GLOSSAIRE	60
ANNEXE 1 : LISTE DES DÉCISIONS ET AVIS 2015 -2016.....	61
ANNEXE 2 : STATISTIQUES DU SECTEUR	62
ANNEXE 3 : SYNTHÈSE DES QUESTIONS SOULEVÉES LORS DE LA 1^{ère} CONSULTATION PUBLIQUE	65
ANNEXE 4 : ETATS FINANCIERS	68



Mot du Président

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

Cette indépendance est une condition nécessaire pour lui permettre de jouer convenablement son rôle « d'arbitre » dans « le jeu » des parties prenantes de l'industrie électrique. Toutefois, elle n'est pas suffisante pour garantir l'efficacité de la régulation. C'est pourquoi la Commission inscrit aussi son action au quotidien dans l'interdépendance.

En effet, nous sommes convaincus que l'Etat du Sénégal, l'ASER, Senelec, les producteurs indépendants, les Concessionnaires en milieu rural, les Associations des Consommateurs et les partenaires techniques et financiers, nous voulons tous la même chose : une énergie électrique fournie dans les conditions de qualités requises accessible à tous à un prix acceptable et dans le respect de l'environnement.

Etant au cœur des relations entre les acteurs susvisés, la Commission a une mission de veille et de synthèse. Ainsi, la loi lui impose l'obligation de présenter chaque année à Monsieur le Président de la République un rapport pour rendre compte de son fonctionnement et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au sous-secteur de l'électricité.

S'agissant du milieu urbain géré par Senelec, opérateur historique, les efforts de redressement consentis avec l'appui de l'Etat commencent à porter leurs fruits. La qualité de service s'est nettement améliorée au regard de la baisse sensible des heures de coupure de courant. Il convient de mentionner aussi le renforcement du mix énergétique suite au développement des énergies renouvelables qui place le Sénégal au rang de pionner dans la sous-région avec la mise en service de centrales solaires. C'est en fin de compte le lieu de saluer à sa juste valeur cette décision historique du chef de l'Etat de faire procéder à une baisse de tarifs de Senelec de 10% à compter du 1^{er} bimestre de 2017.

Concernant le monde rural, le ciment tarde à prendre. L'ambition des concessions d'électrification rurale est démentie par la minceur des réalisations en termes de clients raccordés. L'ampleur des investissements nécessaires, les tarifs à payer et l'exigence des populations d'avoir les mêmes conditions de services que celles en milieu urbain semblent être à l'origine du problème. Conscient des efforts requis pour accélérer le rythme de l'électrification des zones rurales, le Gouvernement dans le cadre des programmes d'urgence, notamment le PUDC, est en train de mettre en place beaucoup d'infrastructures. Par ailleurs, il a décidé de faire procéder à l'harmonisation des tarifs au niveau national au nom de l'équité sociale et de l'égalité devant le secteur public de l'électricité. Les mesures transitoires à mettre en œuvre pour l'année 2017 concernent :

- la prise en charge des apports initiaux à hauteur de 50% ;
- la réduction de 25% des tarifs appliqués aux forfaits (S1, S2 et S3) ;
- l'application du tarif prépaiement de Senelec à tous les usagers équipés de compteurs (S4).

Concernant son fonctionnement interne, la Commission va fêter ses 15 ans d'exercice avec l'élaboration d'un nouveau plan stratégique pour l'horizon 2020 tenant compte des mutations en cours notamment, cette décision majeure du Chef de l'Etat d'élargir ses attributions à l'aval du sous-secteur des hydrocarbures pour en faire une Commission de Régulation de l'Energie. Nous restons dans l'attente de l'adoption des projets de textes déjà finalisés pour prendre les mesures nécessaires à la mise en œuvre.

Il convient aussi de renforcer et de dynamiser d'avantage les relations avec les consommateurs qui font partie des principaux bénéficiaires de nos services.

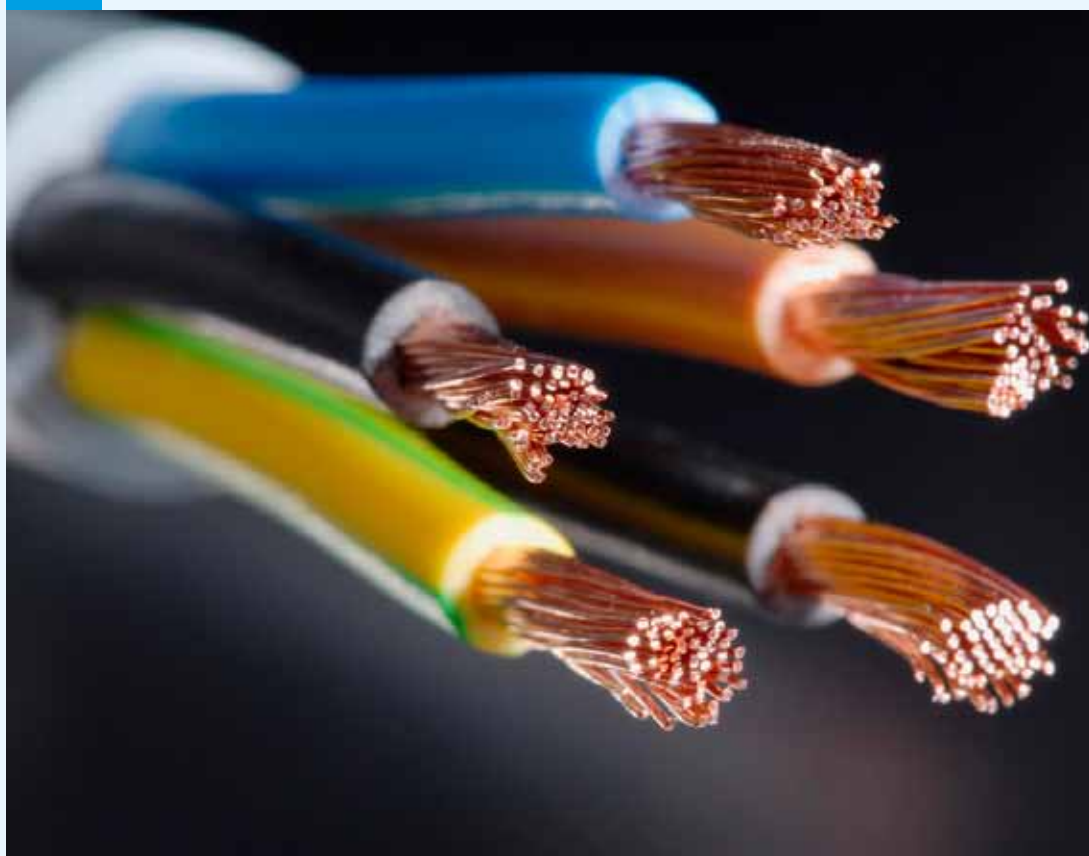
Pour finir, l'année 2016 reste marquée par la nomination de deux nouveaux membres tous issus de l'institution. Cette marque de confiance renouvelée constitue un motif de fierté légitime pour l'ensemble du personnel.

Introduction

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

Les activités de la Commission en 2015 et 2016 ont couvert ses principales attributions décisionnelles et consultatives, notamment la régulation tarifaire, le suivi des contrats de concessions des opérateurs, le traitement des plaintes et réclamations des consommateurs ainsi que le développement de la production indépendante.

Ainsi, dans le cadre de ses attributions décisionnelles, la Commission a procédé en 2015 et 2016 à l'indexation du Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec et a entamé le processus de révision de ses conditions tarifaires pour la période 2017-2019.



Elle a aussi élaboré les projets de décisions relatifs aux conditions tarifaires des opérateurs du programme d'électrification rurale PERACOD et ceux des projets d'Électrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) de l'opérateur ENERSA. En outre, suite à la décision du Gouvernement de lever les disparités tarifaires en milieu rural, la Commission a supervisé l'étude sur l'harmonisation des tarifs de l'électricité à l'échelle nationale.

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

Au titre de ses attributions consultatives, la Commission a instruit treize demandes de titre d'exercice qui ont principalement concerné le développement de la production indépendante basée sur le solaire et la régularisation des projets du PERACOD.

Dans le cadre de sa mission de préservation des droits des consommateurs, la Commission a instruit les différentes réclamations et plaintes reçues. Elle s'est également rendue dans plusieurs localités pour rencontrer les populations.

Concernant le développement de la production indépendante, une des activités phare menées est la mise en œuvre du processus d'appel d'offres pour l'acquisition d'une capacité additionnelle solaire de 50 à 100 MWc du projet Scaling Solar. Après l'identification des sites pouvant abriter le projet, la validation des études techniques, socio-environnementales et juridiques, la Commission a procédé au lancement de la phase de pré-qualification qui s'est terminée par la sélection de 13 candidats.

Au titre de la coopération internationale, la Commission a fait des missions auprès des institutions de régulation en Côte d'Ivoire et en Afrique du Sud. Elle a, en outre, reçu l'Autorité Régionale de Régulation de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC) et l'Autorité de Régulation de l'Électricité du Bénin (ARE).

Le présent rapport rend compte de ces différentes activités et des faits ayant marqué la vie de la Commission en 2015 et 2016. Aussi, présente-t-il l'état d'exécution du budget de la Commission et fait le bilan du secteur de l'électricité en ce qui concerne les ventes, la production, la qualité de service ainsi que la situation financière de Senelec. Il commence par une brève présentation de la Commission, notamment ses objectifs, son fonctionnement et ses attributions.

Présentation de la Commission

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

La Commission vise notamment les objectifs suivants :

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

Organisation et fonctionnement de la Commission

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

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

Attributions de la Commission

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

Attributions décisionnelles

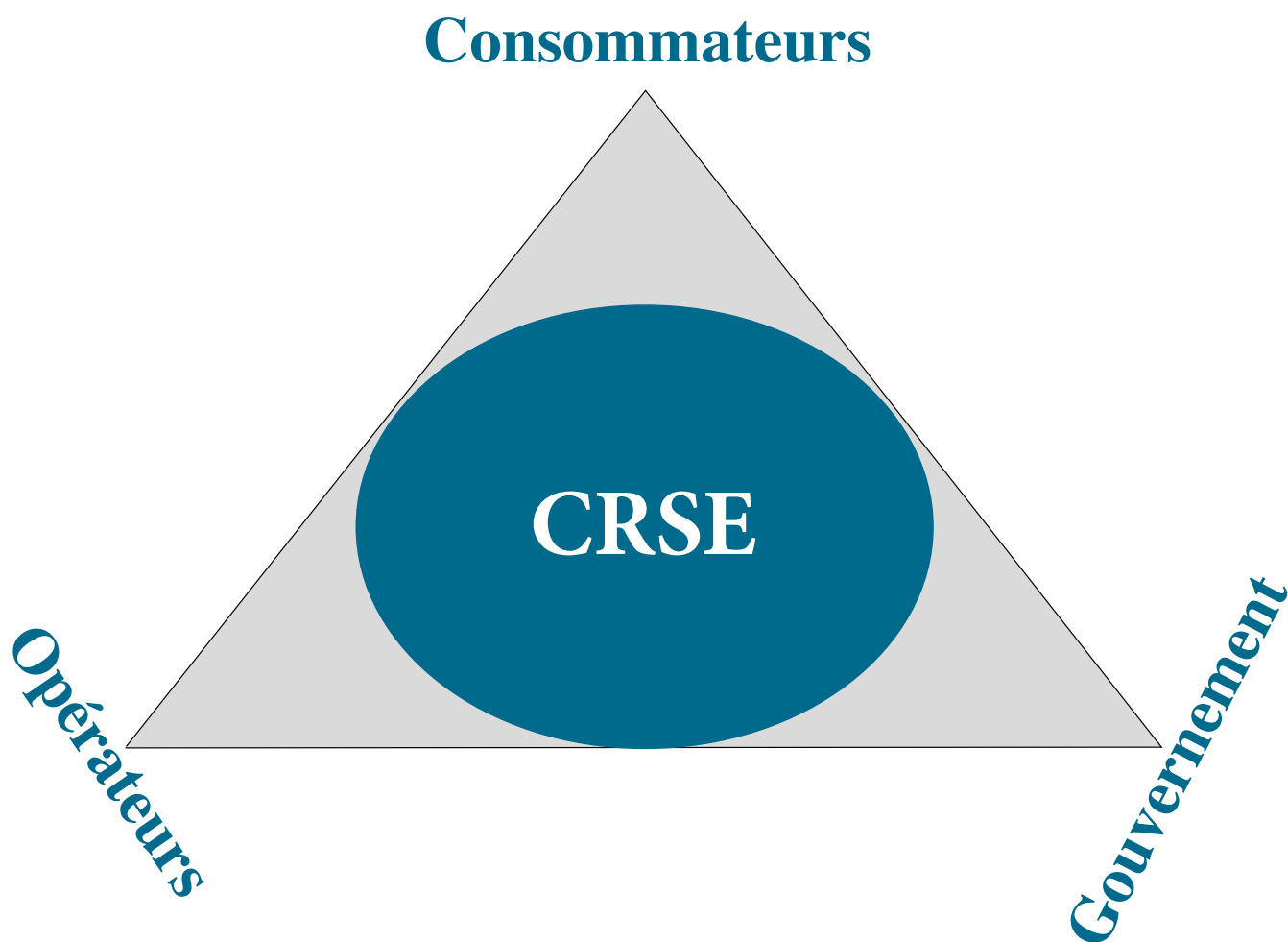
Aux termes de la loi, la Commission est chargée de:

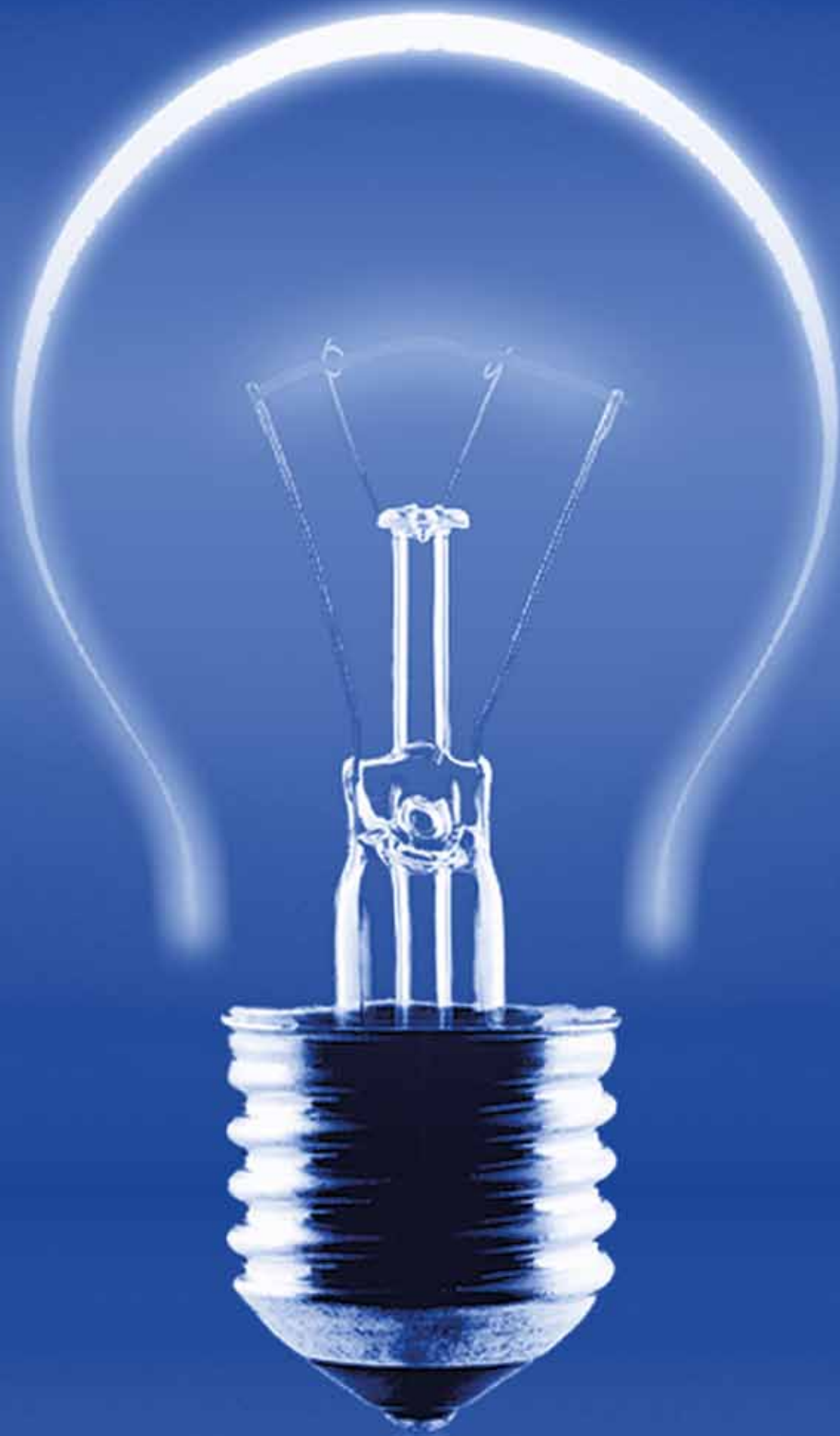
- instruire les demandes de licence ou de concession relatives à la production, au transport, à la distribution ou à la vente de l'énergie électrique ;
- veiller au respect des termes des licences et des concessions en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité du service en quantité et en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

Attributions consultatives

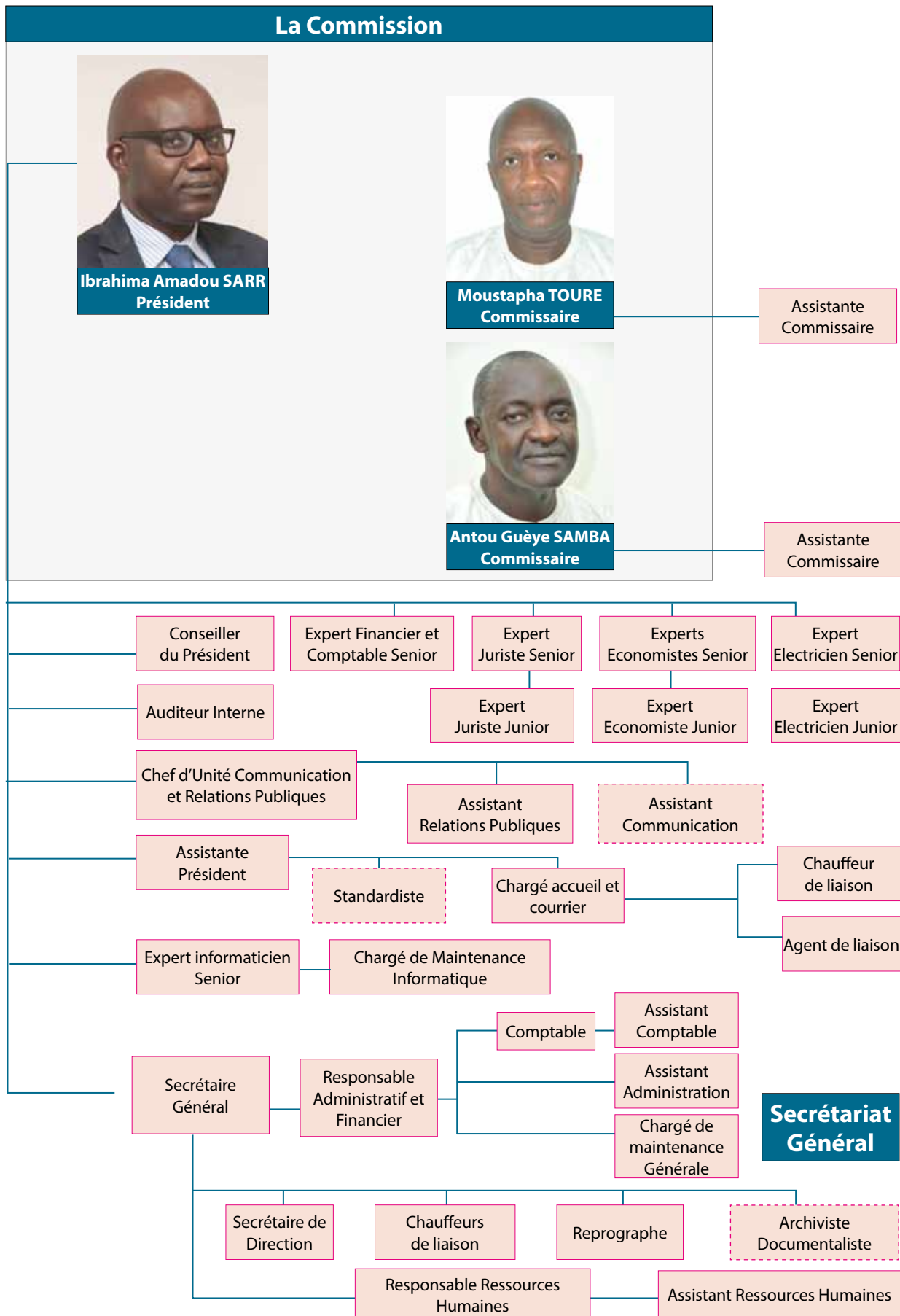
La Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle peut également proposer au Ministre des arrêtés concernant notamment:

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





Organigramme





1. Régulation tarifaire

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

Dans ce cadre, les activités de régulation tarifaire menées en 2015 et 2016 ont concerné Senelec et les opérateurs d'électrification rurale.

1.1. Senelec

La Commission a fixé les conditions tarifaires applicables par Senelec pour la période 2014-2016, par Décision n°2014-05 du 08 avril 2014. Ainsi, le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec pour une année donnée est déterminé à partir de la Formule de contrôle des revenus en considérant :

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

Sur cette base, la Commission a procédé à l'indexation du Revenu Maximum Autorisé (RMA) aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet, du 1^{er} octobre et a déterminé sa valeur finale au 31 décembre 2015 et 2016.

Par ailleurs, le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec, lancé en 2015 s'est poursuivi en 2016 avec une consultation publique sur le bilan de ses activités pour la période 2014-2016 et l'analyse de ses projections de coûts pour la période 2017-2019.

1.1.1. Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec en 2015

La Commission a pris les Décisions suivantes :

- Décision n° 2015-03 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 aux conditions économiques du 1^{er} janvier qui fixe le RMA à 356 798 millions de F CFA et la compensation de revenus au titre du 1^{er} trimestre à 7 437 millions de F CFA correspondant à un taux d'ajustement maximum des tarifs de 9%.
- Décision n° 2015-05 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 aux conditions économiques du 1^{er} avril qui fixe le RMA à 314 657 millions de F CFA et l'écart de revenus au titre du 2^{ème} trimestre à 12 393 millions de F CFA correspondant à un taux d'ajustement maximum des tarifs de -4%.
- Décision n° 2015-06 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 aux conditions économiques du 1^{er} juillet qui fixe le RMA à 334 723 millions de F CFA et l'écart de revenus au titre du 3^{ème} trimestre à 7 673 millions de F CFA, soit un taux d'ajustement maximum des tarifs de 2,3%.
- Décision n° 2015-07 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 aux conditions économiques du 1^{er} octobre qui fixe le RMA à 318 821 millions de F CFA et le surplus de revenus au titre du 4^{ème} trimestre à 8 229 millions de F CFA, soit un taux d'ajustement maximum des tarifs de - 3%.

L'écart de revenus d'un montant de 7 437 millions de FCFA constaté lors de l'indexation aux conditions économiques du 1^{er} janvier 2015 a été intégralement couvert par une compensation de revenus décidée par le Gouvernement.

Les écarts constatés aux conditions économiques du 1^{er} avril, 1^{er} juillet et 1^{er} octobre n'ont pas induit un besoin de compensation dans la mesure où les taux d'ajustement sont compris entre -5% et 5%.

La Commission a pris la Décision n° 2016-01 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 qui fixe le RMA final à 317 817 millions de F CFA, pour des quantités d'énergie de 2 719,21 GWh vendues. Avec ce niveau de ventes et les tarifs en vigueur, les recettes de Senelec d'un montant de 318 146 millions de F CFA induisent un surplus de revenus de 329 millions de F CFA.

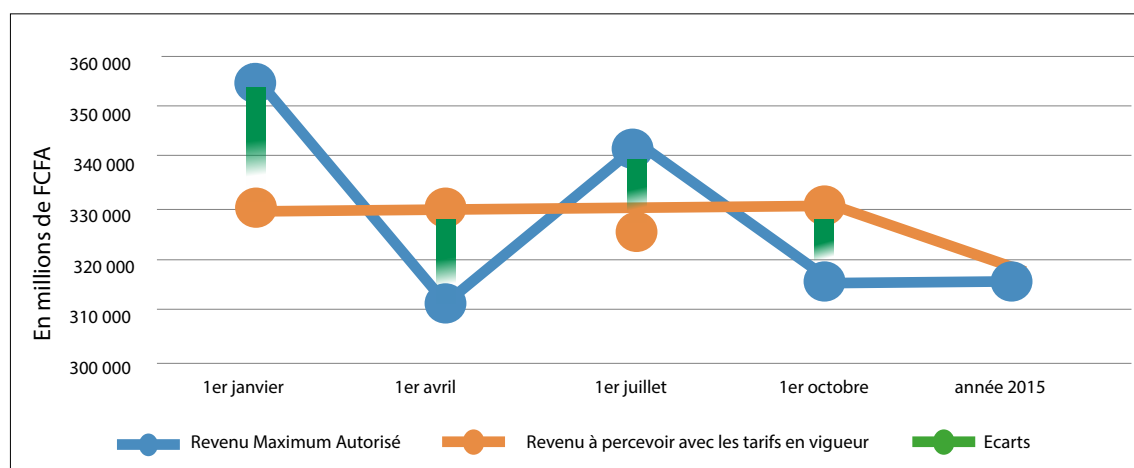
En considérant le montant de 7 437 millions de FCFA versé par l'Etat à Senelec au titre de la compensation tarifaire en 2015 et le surplus de revenus de 329 millions de F CFA, l'excédent de revenus perçu par Senelec en 2015 s'élève à 7 766 millions de F CFA. Ce montant est pris en compte dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé en 2016 en facteur de correction, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.

Les RMA correspondants sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : RMA de Senelec en 2015

	Ventes (GWh)	Revenu Maximum Autorisé (millions de FCFA)	Revenu à percevoir avec les tarifs en vigueur (millions de FCFA)	Ecarts de revenus (millions de FCFA)	Compensation de revenus (millions de FCFA)
1er janvier	2 778,09	356 798	327 050	29 748	7 437
1er avril	2 778,09	314 657	327 050	-12 393	
1er juillet	2 778,09	334 723	327 050	7 673	
1er octobre	2 778,09	318 821	327 050	-8 229	
31 décembre (Final)	2 719,21	317 817	318 146	-329	

Graphique 1 : Evolution des Revenus de 2015



1.1.2. Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec en 2016

La Commission a pris les Décisions suivantes :

- Décision n° 2016-03 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} janvier qui fixe le RMA à 329 362 millions de F CFA et le surplus de revenus au titre du 1^{er} trimestre à 2 380 millions de F CFA, soit un taux d'ajustement maximum des tarifs de - 3%.
- Décision n° 2016-04 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} avril qui fixe le RMA à 311 092 millions de F CFA et le surplus de revenus au titre du 2^{ème} trimestre à 13 894 millions de F CFA, soit un taux d'ajustement maximum des tarifs de - 8%.
- Décision n° 2016-05 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} juillet qui fixe le RMA à 319 787 millions de F CFA et le surplus de revenus au titre du 3^{ème} trimestre à 14 321 millions de F CFA, soit un taux d'ajustement maximum des tarifs de -5,6%.
- Décision n° 2016-06 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} octobre qui fixe le RMA à 331 324 millions de F CFA et le surplus de revenus au titre du 4^{ème} trimestre à 7 557 millions de F CFA, soit un taux d'ajustement maximum des tarifs de - 2,2%.

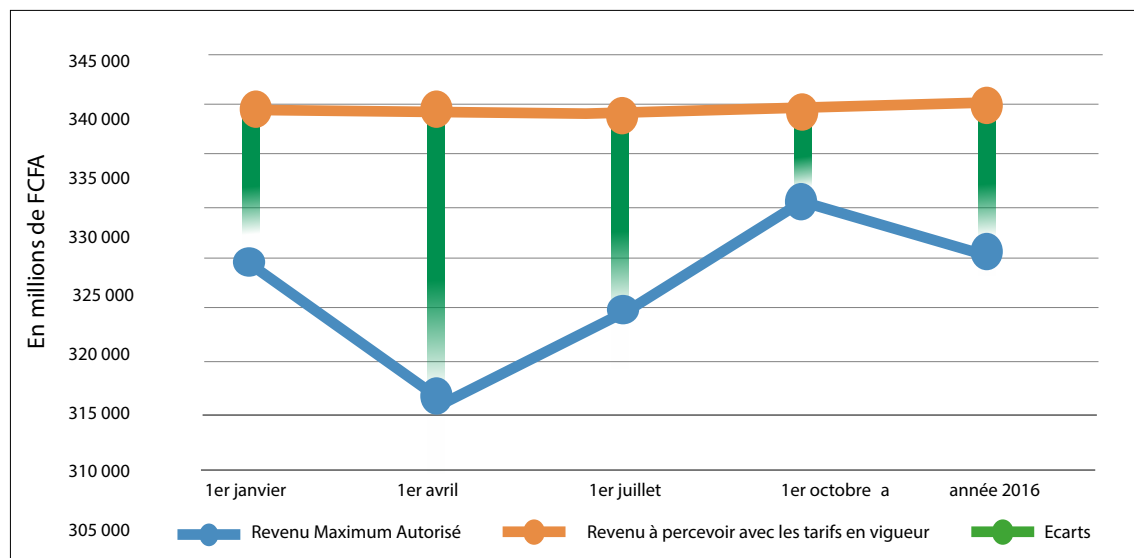
A la fin de l'année, la Commission a pris la Décision n° 2017-02 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 qui fixe le RMA final à 325 915 millions de F CFA, pour des quantités d'énergie de 2 881,81 GWh vendues. Avec ce niveau de ventes et les tarifs en vigueur, les recettes de Senelec d'un montant de 339 401 millions de F CFA induisent un surplus de revenus de 13 486 millions de F CFA. Ce montant sera pris en compte dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé en 2017 en facteur de correction, conformément aux dispositions en vigueur.

Les RMA correspondants sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : RMA de Senelec en 2016

	Ventes (GWh)	Revenu Maximum Autorisé (millions de FCFA)	Revenu à percevoir avec les tarifs en vigueur (millions de FCFA)	Ecart de revenus (millions de FCFA)	Compensation de revenus (millions de FCFA)
1er janvier	2865,01	329 362	338 881	-9 519	0
1er avril	2865,01	311 092	338 881	-27 789	0
1er juillet	2865,01	319 787	338 881	-19 094	0
1er octobre	2865,01	331 324	338 881	-7 557	0
31 déc. (Final)	2 881,81	325 915	339 401	-13 486	0

Graphique 2 : Evolution des Revenus de 2016



1.1.3. Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019

Pour rappel, la période de validité des conditions tarifaires de Senelec est de 3 ans. Celles définies pour la période 2014-2016 sont arrivées à terme le 31 décembre 2016. Ainsi, la Commission a lancé le processus de leur révision, le 26 octobre 2015. Elle a ainsi publié un chronogramme qui précise les actions à mener et les délais à respecter par chaque acteur concerné en vue de la détermination de nouvelles conditions tarifaires pour la période 2017-2019.



Révision des conditions tarifaires de Senelec lancement 1ère consultation publique

La première phase du processus concernant le bilan de la période 2014-2016 a été clôturée par l'organisation d'une consultation publique de 30 jours qui a porté sur :

- l'exploitation de Senelec durant la période 2014-2016 et son appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus en vigueur ;
- les normes et obligations de Senelec pour la période 2017-2019, publiées par le Ministère de l'Energie ; et
- la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

Les principales observations et les commentaires des parties ont porté sur l'exploitation et les conditions de service de Senelec. La synthèse des questions soulevées ainsi que les réponses apportées figurent à l'Annexe 3.

La seconde phase du processus portant sur l'analyse et la validation des projections de coûts de Senelec pour la période 2017-2019 a démarré le 07 juin 2016.

Après examen des projections soumises, une réunion a été organisée le 11 août 2016 avec Senelec pour échanger sur les observations de la Commission portant sur la cohérence et l'exhaustivité des données suivantes :

- les prévisions de demande ;
- le plan de production ;
- les dépenses d'exploitation ;
- le programme d'investissement ; et
- le calcul du coût de la dette de Senelec.

Lors de cette rencontre, Senelec a porté à l'attention de la Commission que les projections soumises le 07 juin 2016 ne sont plus à l'ordre du jour et que de nouvelles projections seront transmises ultérieurement pour tenir compte des observations formulées par la Commission.

A la fin de l'année 2016, Senelec n'avait pas encore transmis ses projections pour la période 2017-2019. Cette situation est à l'origine du retard important noté dans le processus de détermination des nouvelles conditions tarifaires, entraînant la nécessité de proroger leur durée de validité.

1.2. Opérateurs d'Electrification Rurale

S'agissant du monde rural, l'activité de régulation a principalement consisté en la détermination des conditions tarifaires des opérateurs du PÉRACOD et projets ERILS d'ENERSA.

1.2.1. Opérateurs du PERACOD

Le PERACOD (Programme de promotion des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et de l'accès aux services énergétiques) a procédé à l'électrification de 274 localités regroupées au sein de 44 projets afin d'accroître l'accès des populations rurales aux services énergétiques modernes.

Pour la définition des conditions tarifaires, l'ASER a saisi la Commission à cet effet et a transmis les business plans et les informations nécessaires à l'élaboration des tarifs applicables dans les localités électrifiées du programme Peracod.

Au terme des échanges avec l'ASER, la définition de 44 conditions tarifaires est apparue, entres autres, comme étant une contrainte majeure, d'autant plus que les zones concernées peuvent présenter une certaine continuité géographique et/ou une cohérence économique.

Pour prendre en charge ces préoccupations, la Commission a organisé un atelier les 24 et 25 mars 2015, auquel ont pris part le Ministère de l'Energie et du Développement des Energies Renouvelables (MEDER), l'ASER, le Peracod et les opérateurs NS RESIF, SALENSOL, ENERSA, ENERGIE R, SUD SOLAR SYSTEM et SUD-ENERGIE R/FAYE SOLAIRE.

A l'issue de cet atelier, le principe de ne pas déterminer 44 conditions tarifaires a été recommandé et les scénarios ci-après ont été proposés :

- une grille tarifaire par opérateur ;
- une grille tarifaire par zone géographique; et
- une grille tarifaire pour l'ensemble du programme d'électrification rurale du Peracod.

Il est ressorti de l'analyse des différents scénarios que la grille tarifaire pour l'ensemble du programme d'électrification rurale du PERACOD apparait comme étant la grille qui présente le plus d'avantages. Elle permet la limitation du nombre de tarifs applicables, la réduction de la disparité des tarifs en zone rurale, l'application d'un tarif de référence et une incitation à l'optimisation des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation.

Sur cette base, la Commission a élaboré et transmis le 13 janvier 2016 au Ministère chargé de l'Energie le projet de Décision relative aux conditions tarifaires et aux prix plafonds applicables par ces opérateurs.

1.2.2. Projets d'ERILS d'ENERSA

La société ENERSA a transmis à la Commission une demande de détermination des conditions tarifaires pour les projets ERIL des localités de Leona Wakhal Diam, Darou Ndiaye, Makka Sarr et Sine Leye Kane.

Compte tenu des niveaux de subventions différents par rapport à ceux du programme PERACOD, la Commission a retenu de déterminer des conditions tarifaires pour chacun de ces projets ERIL.

Ainsi, les projets de Décisions relatives aux conditions tarifaires et aux prix plafonds applicables par ENERSA dans les localités concernées ont été transmis au Ministère chargé de l'Energie, le 13 janvier 2016.



2. Suivi des contrats de concession

Le suivi des contrats de concession concerne Senelec et les concessionnaires 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, sur la séparation comptable de ses activités, la certification de ses états financiers ainsi que sur le projet de règlement de service.

2.1.1. Suivi des normes

Le Règlement d'Application n° 04-2003 du 03 octobre 2003 relatif au contrôle de l'exécution du Contrat de Concession de Senelec prévoit en son article 8 que cette dernière remet à la Commission un rapport d'exploitation annuel, trois mois au plus tard après la fin de l'année.

Dans ce cadre, Senelec a transmis les informations relatives à l'exécution des normes et obligations. Toutefois, il convient de souligner que ces informations portent essentiellement sur l'année 2015. Concernant l'année 2016, seules les informations sur la norme de sécurité et de disponibilité de l'énergie durant le 1er semestre ont été transmises.

Les normes de service à respecter concernent :

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

Les incitations contractuelles relatives à la norme sur la sécurité et la disponibilité de l'énergie ont été suspendues pour les années 2015 et 2016 par le Ministre chargé de l'Energie. Ainsi, aucune pénalité n'a été appliquée à Senelec pour manquement à cette norme.

S'agissant des normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, elles n'ont pas été transmises par Senelec.

2.1.1.1. Normes d'approbation

Senelec dispose d'un délai de 10 jours ouvrables pour répondre à toute demande écrite concernant l'approbation des travaux de branchement HT ou MT confiés à une autre entreprise. Lorsque ce délai n'est pas respecté, un montant de 6 200 F CFA par jour de retard est dû au client.

Durant l'année 2015, sur les 100 demandes d'approbation des travaux de branchement MT, 98 ont été satisfaites dans les délais impartis.

Globalement, le temps moyen d'approbation des travaux HT et MT est de 8 jours.

2.1.1.2. Normes de sécurité et de disponibilité

Senelec a l'obligation de satisfaire la demande de ses clients en limitant la quantité d'énergie non fournie (ENF) à 0,3% de ses ventes d'énergie.

En 2015, la quantité d'énergie non fournie est de 31 GWh alors que la norme est de 8,2 GWh.

Par ailleurs, la quantité d'énergie non fournie relevée durant le premier semestre de l'année 2016 est de 12,6 GWh contre une norme annuelle de 8,6 GWh.

Ainsi, Senelec n'a pas respecté la norme d'ENF en 2015 et 2016.

Tableau 3 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

Energie Non Fournie	2015	2016 (1er semestre)
Norme ENF en GWh	8,2	8,6
Energie Non Fournie réalisée en GWh	31,0	12,6

2.1.1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

a) Facturation

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

- d'établir la première facture dans un délai de trois (3) mois. A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 200 F CFA par jour de retard ;
- de ne pas émettre plus de 2 factures estimées consécutives et 3 factures estimées par an pour un client.
- de respecter un délai de 10 jours pour traiter les réclamations concernant les factures.

En 2015, 76 446 premières factures ont été émises dont 5 596, soit 7%, dans un délai supérieur à la norme.

Senelec a également déclaré qu'elle n'a pas émis de factures estimées.

Aussi, 70 % des réclamations ont fait l'objet d'une réponse dans un délai moyen de 9 jours.

Les informations relatives au suivi de cette norme en 2016 n'ont pas été fournies par Senelec.

Tableau 4 : Suivi de la norme de facturation

✓ Emission Première facturation

Désignations	Total trimestre				Total année
	1	2	3	4	
Nombre de premières factures émises	21 492	19 296	17 473	18 185	76 446
Nombre de premières factures émises au-delà de la norme	1 045	1 737	1 428	1 386	5 596
Taux d'émission de premières factures émises au-delà de la norme	5%	9%	8%	8%	7%

✓ Réclamations concernant les factures

Désignations		Total trimestre				Total année
		1	2	3	4	
Nombre de réclamations concernant les factures reçues	a	2 319	2 058	2 814	2 961	10 152
Nombre de réponses apportées	b	1 589	1 449	1 959	2 072	7 069
Durée cumulée pour apporter une réponse	c	13 697	16 098	25 829	11 412	67 036
Durée moyenne pour apporter une réponse	=c/b	9	11	13	6	9

b) Remise de courant après coupure pour défaut de paiement

Suite au règlement de la facture d'un client qui a subi une coupure d'électricité pour défaut de paiement, Senelec doit rétablir le courant dans un délai de 24 heures. A défaut, Senelec doit verser une incitation contractuelle égale à 5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois.

En 2015, 215 118 clients ont subi une coupure pour défaut de paiement pour un temps moyen de rétablissement de l'électricité de 8 heures. Cette norme est respectée par Senelec.

Les informations relatives au suivi de cette norme en 2016 n'ont pas été fournies par Senelec.

Tableau 5 : Suivi de la norme remise de courant après coupure pour défaut de paiement

Désignations		Total trimestre				Total année
		1	2	3	4	
Nombre de clients coupés pour défaut de paiement	a	33 617	35 041	32 089	11 4371	2 151 118
Nombre de clients rétablis	b	33 617	35 041	32 089	114 371	215 118
Durée cumulée des délais entre le paiement de la facture et de la remise	c	268 936	280 328	256 712	914 968	1 720 944
Durée moyenne de rétablissement	=c/b	8	8	8	8	8

2.1.1.4. Normes de branchement Basse Tension sans modification de réseau

Lorsqu'une personne fait une demande d'abonnement ne nécessitant pas de modification de réseau, Senelec doit visiter ses installations dans un délai de cinq (5) jours ouvrables à compter de la date de sa demande.

Senelec doit également réaliser le branchement dans un délai de cinq (5) jours ouvrables en milieu urbain et dix (10) jours ouvrables en milieu rural à compter de la date de paiement des frais de premier établissement.

Les délais de visite réalisés n'ont pas été fournis par Senelec.

S'agissant des branchements, 34 324 ont été réalisés en milieu urbain et 13 627 demandes en milieu rural ont été réalisées dans un délai moyen de 14 jours.

Ainsi, la norme de branchement Basse Tension n'a pas été respectée.

Tableau 6 : Suivi norme branchement Basse Tension

Désignations	Total trimestre								Total année	
	1		2		3		4		Urbain	Rural
	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural		
Nombre de demandes reçues	15 040	5 948	14 236	5 361	10 943	4 329	11 184	4 423	51 403	20 331
Nombre de branchements effectués	11 548	4 581	9 021	3 568	7 078	2 800	6 641	2 678	34 324	13 627
Durée totale cumulée pour effectuer les branchements (jours ouvrables)	141 535	55 971	131 982	52 201	116 175	45 958	98 361	39 664	488 053	193 794
Temps moyen de réalisation	12	12	15	15	16	16	15	15	14	14

*** Toute la région de Dakar est considérée comme zone urbaine

2.1.1.5. Norme sur le prépaiement

Dans le cadre de la gestion des clients aux compteurs à prépaiement, Senelec doit respecter les obligations ci-après :

- la localisation des points de vente dans un rayon de 5 km par rapport à un abonné en milieu urbain et 10 km en milieu rural ;
- le nombre de 1 000 abonnés par point de vente en milieu urbain et 2 000 en milieu rural ; et
- le nombre d'heures ouvrables des points de vente de 8h les jours ouvrables et 4h pour les week-ends et jours fériés.

Les informations fournies par Senelec ne permettent pas d'apprécier le respect de cette norme selon les indicateurs ciblés. Cependant, il est à noter que Senelec dispose en 2015 de 1 643 points de ventes. Par ailleurs, pour faciliter la recharge de cartes prépayées, Senelec a noué des partenariats avec des services de transferts d'argent et de téléphonie mobile.

2.1.2. Suivi des obligations d'électrification de Senelec

Les obligations d'électrification fixées à Senelec pour la période 2014 -2016 concernent les zones urbaines et rurales.

2.1.2.1. Zone urbaine

Senelec a l'obligation de raccorder 105 506 nouveaux clients domestiques en zone urbaine sur la période 2014-2016. Entre 2014 et 2015, elle a raccordé 76 023 nouveaux clients dont 43 154 clients en 2015, soit un taux de réalisation de 72% par rapport à l'objectif cible.

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

Zone urbaines des régions	Raccordements en 2014 -2015				Cible en 2016		Taux de réalisation de la cible de 2016 ((a+b)/(c))
	Nombre de clients UD en 2014	Niveaux clients en 2014 (a)	Nombre de clients UD en 2015	Niveaux clients en 2015 (b)	Nombre de clients UD en 2016	Niveaux clients en 2015 (c)	
Dakar***	395 377	19 526	424 939	29 562	396 744	28 207	174%
Thiès	81 466	4 535	83 104	1 638	100 980	33 512	18%
Fatick	10 051	749	10 685	634	11 640	2 700	51%
Kolda	10 640	518	11 284	644	12 822	3 123	37%
Sédhiou	4 383	270	4 712	329	5 013	1 219	49%
Tambacounda	14 050	657	15 007	957	16 345	3 370	48%
Kédougou	2 625	316	2 689	64	2 750	674	56%
Kaolack	32 377	1 621	34 289	1 912	33 469	4 301	82%
Kaffrine	5 357	480	5 918	561	7 156	1 610	65%
Diourbel	21 256	911	24 246	2 990	25 201	5 900	66%
Louga	19 818	968	20 531	713	19 489	1 250	134%
Saint-Louis	35 239	1 426	36 969	1 730	43 524	10 705	29%
Matam	6 258	280	6 705	447	7 948	1 987	37%
Ziguinchor	22 226	794	23 199	973	28 143	6 948	25%
SENEGAL	661 123	32 869	704 277	43 154	711 224	105 506	72%

Les objectifs de raccordement ont été dépassés pour les régions de Dakar et de Louga à fin 2015. Cependant, les réalisations sont inférieures à 40% de l'objectif cible pour les régions de Thiès, Kolda, Saint Louis, Matam et Ziguinchor. Les autres régions ont un taux d'électrification compris entre 48% et 82%.

2.1.2.2. Zone rurale

Senelec doit raccorder en zone rurale 54 534 nouveaux clients domestiques sur la période 2014-2016. A fin 2015, le nombre de nouveaux clients domestiques raccordés est de 21 097, soit un taux de réalisation de 39% de l'objectif à atteindre.

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

Zone urbaines des régions	Raccordements en 2014 -2015				Cible en 2016		Taux de réalisations de la cible de 2016 ((a+b)/(c))
	Nombre de clients UD en 2014	Niveaux clients en 2014 (a)	Nombre de clients UD en 2015	Niveaux clients en 2015 (b)	Nombre de clients UD en 2016	Niveaux clients en 2015 (c)	
Thiès	46 924	3 367	49 141	2 217	47 013	8 671	64%
Fatick	9 341	734	9 973	632	10 522	2 585	53%
Kolda	1 772	195	1 858	86	4 198	2 758	10%
Sédhiou	2 406	184	2 575	169	3 931	1 898	19%
Tambacounda	4 432	286	4 794	362	7 187	3 261	20%
Kédougou	91	9	93	2	760	691	2%
Kaolack	5 583	507	6 096	513	8 150	3 545	29%
Kaffrine	975	89	1 028	53	3 713	2 768	5%
Diourbel	63 593	3 498	665 780	2 187	6 633	12 831	44%
Louga	14 805	952	14 750	669	17 700	5 340	30%
Saint-Louis	15 663	1 066	16 518	855	17 394	3 724	52%
Matam	12 462	7 91	13 127	665	14 373	3 421	43%
Ziguinchor	8 418	590	8 837	419	9 859	3 040	33%
SENEGAL	185 745	12 268	194 574	8 829	211 434	54 534	39%

Les régions de Thiès, Fatick et Saint Louis ont dépassé un taux de réalisation de 50%. Par contre, les réalisations sont comprises entre 2 et 10% pour les régions de Kolda, Kaffrine et Kédougou.

D'une manière générale, Senelec n'a pas fourni les informations relatives au suivi des normes et obligations d'électrification en 2016. Ainsi, elle est invitée à poursuivre les efforts déjà consentis en 2015, en matière de soumission d'informations, pour permettre à la Commission de faire une analyse complète de l'exécution de son contrat de concession.

2.1.3. Séparation comptable des activités de Senelec

Conformément à l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité et aux stipulations de l'article 38 de son Contrat de Concession, Senelec doit opérer la séparation comptable de ses activités de Production, de Transport et de Distribution. Cette séparation comptable doit être réalisée selon les principes et règles de séparation comptable approuvés par la Commission. Ces règles précisent les conditions dans lesquelles les coûts et charges de chacune des activités de Production, de Transport et de Distribution sont reflétés dans les états comptables correspondants, afin de prévenir toute subvention croisée entre ces activités.

La mise en œuvre de ce processus a été entamée depuis 2009 avec la mise en place par le Ministre chargé de l’Energie d’un Groupe Technique Ad Hoc (GTAH).

Dans le cadre de la relance du dossier, la Commission a élaboré en 2015 une note portant sur l’approbation des principes et règles de séparation comptable des activités de Senelec.

La note :

- explique le fondement et les formes de la séparation des activités d’un opérateur verticalement intégré ;
- décrit les aspects fondamentaux pour réaliser la séparation comptable des activités de Senelec ;
- procède à la définition des périmètres physiques et comptables ;
- détaille les principes et règles de séparation comptable à mettre en œuvre.

Ladite note a été transmise, pour avis, au Ministre chargé de l’Energie et à Senelec. Ces derniers n’ont pas émis d’observations. Ainsi, la Commission a adopté en sa séance du 13 juin 2015, la Décision n° 2015-04 portant approbation des principes et règles de séparation comptables des activités de production, de transport et de distribution d’énergie électrique.

2.1.4. Certification des états financiers

Les états financiers 2015 de Senelec ont été certifiés par les Commissaires aux comptes comme réguliers et sincères. Ils donnent une image fidèle du résultat des opérations de l’exercice ainsi que de la situation financière et du patrimoine de Senelec au 31 décembre 2015 sous réserve de l’incidence des éléments suivants, expressément relevés par les Commissaires aux comptes :

- les immobilisations transférées à l’Etat par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002 qui figurent toujours comme biens propres à l’actif du bilan de Senelec ;
- l’absence d’inventaire physique des immobilisations depuis 2000 et les insuffisances dans le suivi et la gestion ainsi que de la communication entre les services techniques et les services financiers et comptables ;
- l’absence d’analyse exhaustive et satisfaisante des comptes de TVA de Senelec.

S’agissant de l’exercice clos au 31 décembre 2016, les rapports des Commissaires aux comptes de Senelec ne sont pas encore transmis à la Commission.

2.1.5. Règlement du Service

Aux termes des stipulations de l'article 33 du Contrat de Concession de Senelec, le Règlement du Service doit être approuvé par le Ministre chargé de l'Énergie, après consultation de la Commission. Ce Règlement du Service régit les relations entre l'opérateur et ses clients.

Pour rappel, ce processus avait été lancé en 2005 avec la transmission par Senelec d'un projet de Règlement du Service qui avait quasiment été mené à son terme. Toutefois, l'approbation du projet a été ajournée en raison principalement des contestations des associations de consommateurs sur un certain nombre de points.

Le 8 mars 2016, Senelec a transmis un nouveau projet de Règlement du Service à la Commission. Cette dernière a organisé des concertations avec le Ministère en charge de l'Énergie et Senelec.

L'essentiel des observations et des discussions ont porté sur :

- les modalités de mise en œuvre du prépaiement ;
- la définition, pour les clients Basse Tension, d'un seuil de puissance souscrite au-delà duquel, ils ont la liberté de choisir leur mode de paiement (pré ou post paiement) ;
- la suppression des clauses élusives de responsabilités ;
- la problématique de la prise en charge des factures impayées dans le cas de succession de locataires.
- les procédures de traitement des plaintes et des réclamations ;

Conformément aux dispositions de l'article 10 de la loi n° 98-29, la Commission a organisé une consultation publique de 30 jours sur le projet de Règlement du Service du 20 septembre au 19 octobre 2016. Durant cette consultation, un atelier de partage et d'échanges sur ledit projet s'est tenu avec les acteurs concernés, notamment les associations de consommateurs.

Pour la suite de la procédure, Senelec devra transmettre à la Commission la version consolidée, tenant compte des observations formulées.

2.2. Opérateurs d'électrification rurale

Le suivi de l'exécution des contrats de concession des opérateurs d'Électrification Rurale, concerne les concessionnaires, les Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) et le promoteur de l'ERIL de Sine Moussa Abdou ainsi que sur des règlements du service.

2.2.1. Les Concessionnaires

Les opérateurs concernés sont les sociétés attributaires des six Concessions d'Électrification Rurale. Il s'agit de :

- Compagnie Morocco-Sénégalaise d'Électricité (Comasel) pour les concessions de Louga-Linguère-Kébemer et Dagana-Podor-Saint-Louis ;
- Énergie Rurale Africaine (ERA) pour la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou ;
- Électricité du RIP (EDR) pour la concession de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas ;
- Kolda Énergie (KE) pour la concession de Kolda-Vélingara ; et
- STEG-Coselec-Les Câbleries du Sénégal (SCL Énergie Solutions) pour la concession de Mbour.

Ainsi, la Commission a reçu les informations relatives à l'exploitation des concessions susvisées.

Tableau 9 : Suivi des obligations des opérateurs d'électrification rurale

Concession	Concessionnaire	Date de signature du contrat	Date d'entrée en vigueur	Objectifs du PPER		Etat d'avancement en fin 2015		Etat d'avancement en fin 2016	
				Nombre de clients à raccorder	Délai	Nombre de demandes d'abonnement	Nombre de clients raccordés	Nombre de demandes d'abonnement	Nombre de clients raccordés
Dagana-Podor Saint-Louis	Comasel	30 mai 2008	26 mars 2011	19 574	36 mois	3 089	2 804	4 354	3 955
	(ONE Maroc)								
Louga-Linguère-Kébémér	Comasel	19 nov 2009	29 nov 2011	11 826	36 mois	2 728	1 529	5 460	4 065
	(ONE Maroc)								
Kaffrine-Tambacounda-Kédougou	ERA	29 juin. 2011	24 déc. 2013	18 001	36 mois	1 634	1 346	non fourni	2 663
	(EDF-Maforce)								
Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas	Electricité du RIP	22 nov. 2012	12 nov. 2014	27 000	36 mois	en cours	0	en cours	0
	(Enco/Isofoton Maroc)								
Kolda-Vélingara	Kolda Energie	29 juil. 2013	24 avril 2015	20 500	36 mois	en cours	0	en cours	0
	(Enco/Isofoton Maroc)								
Mbour	SCL Energie Solutions	09 nov. 2012	Pas encore en vigueur	9 700	18 mois	en cours	0	en cours	0
	STEG-COSELEC-LCS								
TOTAL				106 600			5 679		10 683

Le tableau ci-dessus montre les résultats suivants :

- pour la concession de Dagana-Podor-Saint Louis, 2 804 clients ont été raccordés à fin décembre 2015. En 2016, ce nombre est porté à 3 955 clients et représente 20,2 % de l'objectif de raccordement de son PPER, fixé à 19 574 clients ;
- le nombre d'abonnés de la concession de Louga-Linguère-Kébémér est passé de 1 529 clients en fin 2015 à 4 065 clients en fin 2016. L'objectif de raccordement de 11 826 clients de son PPER, est réalisé à hauteur de 34,4 % ;
- pour la concession de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, 1 346 clients ont été raccordés à fin décembre 2015. Ce nombre de raccordement a augmenté en 2016 pour atteindre 2 663 clients, soit une réalisation de 14,8 % de l'objectif de raccordement du PPER de la concession, fixé à 18 001 clients ;
- s'agissant des concessions de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas, Kolda-Vélingara et Mbour, aucun raccordement n'a été réalisé. Les principales activités ont concerné la réalisation d'études et les travaux nécessaires à la mise en œuvre de l'électrification.

Ainsi, il ressort de l'exploitation des données transmises par Comasel et ERA, une nette progression du nombre de ménages raccordés en 2015 et 2016. Toutefois, leurs réalisations sont en deçà des obligations contractuelles de leur Programme Prioritaire d'Electrification Rurale (PPER). En outre, il convient de signaler que ces opérateurs ont largement dépassé le délai du PPER, fixé à trois ans à partir de la date d'entrée en vigueur des contrats de concession.

Globalement, les concessionnaires sont loin d'atteindre l'objectif de raccordement de 106 600 clients, prévu dans les six concessions.

2.2.2. Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT)

Dans le cadre de ses conventions d'électrification rurale, l'Etat a retenu en 2005 de confier la gestion technique et commerciale des localités électrifiées à des Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) sélectionnés par appel d'offres. Il s'agit de la Société Sénégalaise d'Électrification Rurale (SSER), de la Société Sénégalaise pour l'Équipement et l'Énergie (SS2E), du Groupement Sénégalais de Réalisation et de Maintenance (GSERM) et de la société Equip Plus qui s'est par la suite désengagée de sa concession en 2012.

L'exploitation des informations reçues de ces GDT notamment dans le cadre de leurs rapports d'activités fait état d'une évolution considérable du nombre de clients raccordés durant la période 2015 - 2016.

En effet, le nombre d'abonnés du groupement (GSERM) est passé de 1821 clients en fin 2015 à 2765 clients en fin 2016. Concernant la société SS2E, le nombre de raccordement a fortement augmenté, en passant de 64 clients en fin 2015 à 556 clients en fin 2016. La société SSER, quant à elle, a raccordé 1743 clients en fin 2016 contre 1583 clients en fin 2015.

2.2.3. Promoteur d'ERIL de Sine Moussa Abdou

La politique en matière d'électrification rurale a permis de soutenir des projets d'Électrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL), portés par les opérateurs locaux et conçus dans les zones où il n'est pas prévu d'électrification par un concessionnaire dans les trois ans à venir.

C'est dans ce cadre que l'ERIL de Sine Moussa Abdou est attribué à la société ENERSA.SA depuis le 09 septembre 2014. Le porteur d'ERIL s'est ainsi engagé, dans un délai de six (6) mois, à compter de la date de mise en vigueur de son contrat de concession, à raccorder un nombre d'abonnés de soixante-dix-huit (78), dont soixante et un (61) abonnés domestiques et dix-sept (17) abonnés non domestiques.

A la fin de l'année 2016, ENERSA a desservi 81 clients de la localité par réseau autonome, composés de soixante-seize (76) abonnés domestiques et de cinq (5) abonnés non domestiques.

2.2.4. Règlements du service

Conformément aux dispositions de son contrat de concession, l'opérateur doit soumettre un projet de Règlement du Service régissant ses relations avec ses clients, à l'approbation du Ministre chargé de l'Énergie, après avis de la Commission.

Ainsi, les sociétés SCL Energie Solutions, titulaire de la concession de Mbour et Energie Rurale Africaine (ERA), titulaire de la concession de Kaffrine – Tambacounda-Kédougou ont soumis leur projet de Règlement du service.

Ces documents ont fait l'objet d'une consultation publique de 30 jours, pour recueillir les observations des acteurs concernés notamment des associations de consommateurs.

2.2.4.1. SCL Energie Solutions

A l'issue de l'instruction du projet de règlement du service soumis par SCL, les différentes propositions de modifications émises par la Commission ont été acceptées par le concessionnaire. Ces modifications portent entre autres sur :

- la typologie des branchements pour une prise en compte des éventuels besoins de raccordement en triphasé, quel que soit le type de réseau existant ;
- la puissance mise à disposition par niveau de service des clients solaires pour respecter les stipulations du cahier des charges annexé au contrat de concession.

Ainsi, le projet de Règlements du Service de SCL Energie Solutions, a été approuvé par arrêté ministériel n°10422 du 20 mai 2015.

2.2.4.2. Energie Rurale Africaine (ERA)

Dans le cadre de l'instruction du dossier, la Commission a émis des observations notamment sur :

- les délais de branchement ;
- les délais de rétablissement de la fourniture de l'électricité ;
- les montants des avances sur consommation prévus dans les modèles de contrats d'abonnement annexés au projet de Règlement du Service ; et
- les tarifs proposés par niveau de service.

D'une manière générale, il a été rappelé que toute offre commerciale doit être dans la limite des plafonds fixés par la Commission, conformément aux dispositions de l'article 13 du cahier des charges.

Après prise en compte des observations de la Commission, le projet de Règlement du service d'ERA a été approuvé par arrêté ministériel n°07604 du 23 mai 2016.



3. Instruction des demandes de titre d'exercice

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

Les licences et concessions sont accordées par le Ministre chargé de l'Énergie, après avis conforme de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité.

Une entreprise sollicitant l'octroi d'une licence ou d'une concession doit justifier ses capacités techniques et financières à mener à bien l'activité pour laquelle elle est demandée.

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

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

En 2015 et 2016, la Commission a instruit sept demandes de licences de production et de vente d'énergie électrique dont six en matière d'énergies renouvelables. Elle a, par ailleurs, instruit six demandes de concession de distribution et de licence de vente d'énergie électrique.

Ces demandes sont détaillées ci-dessous :

3.1. Demandes de Licences de production et de vente d'énergie électrique

Dans le cadre des attributions décisionnelles de la Commission, le Ministre chargé de l'Énergie a transmis en 2015 et 2016, des demandes de Licence de production et de vente d'énergie électriques introduites par des promoteurs de centrales thermique et de centrales solaires.

3.1.1. Demande de licence de Contour Global Cap Des Biches

La demande de Contour Global Cap Des Biches (ex GTI Dakar) a été transmise à la Commission par courrier du 22 juin 2015 du Ministre chargé de l'Energie.

Au regard des critères d'attribution des licences, notamment les capacités techniques et financières, la Commission a émis l'Avis n°2015-01 du 03 février 2015, favorable au renouvellement de la Licence de production d'énergie électrique de la société GTI Dakar S.A.

Se fondant sur l'avis favorable, le Ministre chargé de l'Energie a pris l'arrêté n°01815/MEDER/DSR/rd du 11 février 2015 portant renouvellement de ladite licence.

Par la suite, la société Contour Global a demandé le transfert de la Licence de production de GTI Dakar à sa filiale Contour Global Cap des Biches. Après analyse des documents, la Commission a conclu que le transfert n'emporte aucune conséquence quant aux engagements de GTI par rapport au Contrat d'Achat d'Energie signé avec Senelec et ceux contenus dans la Licence de production.

Sur cette base, elle a émis l'Avis n°2015-03 du 04 septembre 2015 favorable à la modification de l'arrêté précité.

3.1.2. Demandes des promoteurs de projets de centrales solaires

Ces demandes font suite à la politique du Gouvernement de promouvoir les énergies renouvelables avec la mise en place d'un cadre juridique approprié avec la loi n°2010-21 du 20 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables et ses décrets d'application.

Ainsi, la Commission a reçu du Ministre chargé de l'Energie, les demandes de licence de production et de vente introduites par des promoteurs de projets de centrales solaires ayant signé avec Senelec des contrats d'achat d'énergie.

7 demandes
de licence de
production et
vente d'énergie
et 6 demande de
licence distribution
instruites

3.1.2.1 Demandes ayant fait l'objet d'un Avis de la Commission

Ces demandes concernent les sociétés Senergy 2, Senergy PV SA et Ten Merina Ndakhar.

S'agissant de la demande de Senergy 2, elle concerne l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque de 20 MW à Bokhol, dans le département de Dagana.

Sur le plan financier, le projet, d'un montant de 25 millions d'euros, bénéficie de l'appui de la Banque Africaine de Développement (BAD), d'Africa 50 et du Fonds Mondial pour l'Environnement. Au niveau technique, il bénéficie de l'expertise de firme telle que Vinci, CEGELEC Renewable.

Ainsi, au regard des critères d'attribution des titres d'exercice, la Commission a émis l'Avis n°2016-02 favorable à l'octroi d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à Senergy 2.

Pour SENERGY PV S.A, sa demande est relative à la construction d'une centrale photovoltaïque de 20 MW à Santhiou Mékhé dans le département de Tivaouane.

Le capital social de SENERGY PV SA est constitué par MERIDIAM et par le Fonds Souverain d'Investissements Stratégiques (FONSIS). Au plan technique, la société bénéficie de l'expertise de SOLAIREDIRECT, une entreprise reconnue dans le domaine des énergies renouvelables.

Après examen des éléments du dossier, la Commission a émis l'Avis n°03/2016 du 14 avril 2016 favorable à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société SENERGY PV S.A.

Concernant la demande de Ten Merina Ndakhar s.a.r.l. il s'agit de l'exploitation d'une centrale photovoltaïque de 20 MW située à Merina Ndakhar, dans la région de Thiès.

Sur le plan financier, le capital social est détenu par MERIDIAM Africa Investments et Eiffage. Ces derniers financent le projet, conformément aux lettres d'engagement fournis. L'entreprise s'appuie également sur SOLAIREDIRECT.

Au terme de son instruction, la Commission a émis l'Avis n° 01-2017 du 10 janvier 2017 favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à Ten Merina Ndakhar s.a.r.l.

3.1.2.2 Demandes en cours d'instruction

Ces demandes sont introduites par EDS-EXIMAG, pour une centrale de 20 MW à Sakal, dans le département de Louga, du groupement Solaria Kima et Associés pour une centrale de 20 MW à Malicounda, dans le département de Mbour et de la société Energy Resources, pour une centrale de 20 MW à Kahone, dans le département de Kaolack.

Aux fins d'instruction de ces demandes, la Commission a requis aux opérateurs concernés de compléter leurs dossiers, conformément à la réglementation en vigueur. A la réception des éléments manquants, la Commission se prononcera sur la recevabilité de la demande, avant leur instruction.

3.2. Demandes de Concession de distribution et de Licence de vente

Les demandes de concession de distribution et de licences de vente instruites par la CRSE en 2015 et 2016 ont été introduites par Kolda Energy S.A et les Operateurs d'électrification rurale du PERACOD.

3.2.1. Kolda Energy S.A.

Titulaire de la concession de Kolda/Vélingara, le Groupement ENCO/ISOFOTON Maroc a créé la société de projet Kolda Energy SA. Elle a par la suite saisi le Ministre chargé de l'Energie d'une demande de concession et de licence.

Après analyse des aspects techniques, financiers et environnementaux du projet, la Commission a émis l'Avis n° 2015-02 du 24 mars 2015 favorable à l'octroi d'une Concession de distribution d'énergie électrique et d'une Licence de vente dans la zone d'électrification rurale de Kolda/Vélingara à KOLDA ENERGY S.A.

Par la suite, le Ministre chargé de l'Energie a pris les arrêtés n° 05265/MEDER/DSR/OKD/sd et n° 05264/MEDER/DSR/OKD/sd du 03 avril 2015 octroyant, respectivement, une concession de distribution et une licence de vente à Kolda Energy.

3.2.2. Operateurs d'électrification rurale du PERACOD

Le PERACOD a réalisé à partir de 2004, des projets d'électrification rurale avec l'appui technique et financier des coopérations allemande et hollandaise. Ces projets ont été présentés, par la suite, sous forme d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) et confiés aux opérateurs Ns Resif, Energie R, Sud Solar System, Sud Energie et Salensol. Toutefois, la Commission a relevé que les opérateurs concernés ont commencé l'exploitation des villages électrifiés, depuis 2004, sans disposer des titres d'exercice (Licence de vente et Concession de distribution) prévus par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour régulariser la situation de ces opérateurs, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission leurs demandes de Licence et de Concession.

La Commission a relevé que ces projets ne sont pas conformes à la définition d'un ERIL. Compte tenu de la nécessité de permettre la continuité du service public de l'électricité dans les zones électrifiées par ce programme, la Commission, après analyse des éléments du dossier, a émis l'Avis n° '2016-01, favorable à l'octroi d'une Concession de distribution et d'une Licence de vente d'énergie électrique à ces opérateurs.

En outre, la Commission a souligné que les porteurs de projet ERIL doivent rétrocéder les villages exploités au titulaire d'une concession qui viendrait ultérieurement couvrir leurs périmètres.

4. Traitement des réclamations et des plaintes des consommateurs



Réunion entre la délégation de la CRSE, les habitants et les autorités locales et coutumières du village de KATHIOTE (Kaffrine)

Au titre de sa mission de préservation des intérêts des consommateurs, la Commission peut être saisie par ces derniers lorsque les réponses de l'opérateur à leurs réclamations ne sont pas satisfaisantes. Ainsi, toute réclamation d'un consommateur ou d'une association de consommateurs doit, avant d'être portée devant la Commission, avoir été soumise, aux concessionnaires.

A ce titre, cinq réclamations ont été reçues en 2015 et quatre en 2016.

En 2015, les dossiers instruits, sont relatifs à :

- un refus de Senelec de procéder à l'abonnement du nouveau locataire suite aux arriérés de factures de l'ancien occupant ;
- des contestations de factures ;
- un litige qui oppose un Gestionnaire Délégué Transitoire (GDT) à ses clients ;
- une demande d'indemnisation suite aux dommages subis après des incidents survenus sur le réseau de Senelec ; et
- une réclamation transmise par une association de consommateurs suite à l'interruption de l'éclairage public.

Le premier dossier **n° R/C 01/15** émane d'un bailleur qui a sollicité l'arbitrage de la Commission suite au refus de Senelec d'établir un nouveau contrat d'abonnement au profit de son locataire au motif d'arriérés laissés par l'ancien occupant.

Dans la mesure où les factures impayées sont imputables à l'ancien locataire, la Commission a demandé à Senelec d'accéder à la requête de son client conformément à ses obligations contractuelles. Senelec a donné une suite favorable et le dossier a été clôturé.

Le dossier **n° R/C 02/15** concerne la contestation d'une première facture établie sur une durée de cinq mois. Dans sa requête, le consommateur déclare que Senelec a procédé à la suspension du courant, alors qu'un moratoire lui avait été accordé.

Suite à la médiation de la Commission, les deux parties se sont accordées sur les modalités de paiement.

Le dossier **n° R/C 03/15** concerne un litige qui oppose les populations de Ndoukhoura Peulh au Gestionnaire Délégué Transitoire, la société SSER, en charge de l'exploitation technique et commerciale de la localité.

Ce litige porte sur :

- la cherté des factures notamment celle du mois de juillet 2015 ;
- le système de facturation mensuelle ;
- la gestion de l'électrification de la localité par l'opérateur SSER.

Dans le cadre de l'instruction de ce dossier, la Commission s'est rendue à Ndoukhoura Peulh pour rencontrer les populations et a également tenu une réunion de travail avec l'ASER et SSER.

La Commission a demandé à SSER, de respecter les termes de la Décision n°2005-01 en date du 04 mars 2005 relative aux plafonds de prix applicables par les GDT. S'agissant de la facturation mensuelle, la Commission précise qu'elle est conforme à la décision susvisée qui autorise le GDT à appliquer les tarifs maximum mensuels fixés sur la base de la puissance mise à disposition.

Sur l'estimation des factures, la Commission rappelle que l'opérateur ne peut pas éditer plus de deux factures estimées consécutives par abonné et qu'en tout état de cause, il ne peut éditer plus de trois factures estimées par an et par abonné.

Sur cette base, SSER s'est conformée et le dossier a été clôturé.

Le dossier **n° R/C 04/15** est relatif au préjudice qu'aurait subi un client sur son ascenseur suite à plusieurs incidents sur le réseau de Senelec. Ce dernier réclame le remboursement des frais de réparation.

Après saisine, Senelec a informé la Commission qu'une enquête est ouverte afin de situer les responsabilités.

Le dossier est en cours d'instruction.

Le dossier **n° R/C 05/15** concerne la réclamation d'une association de consommateurs suite à l'interruption par le concessionnaire ERA de l'éclairage public du village de Ndioudiéne dans le département de kaffrine, pour défaut de paiement.

Dans le cadre de l'instruction du dossier, la Commission, accompagnée d'associations de consommateurs, s'est rendue à Ndioudiéne et a visité également les localités de Santh Ngal Ngoné, Missirah Wadene et Bamba Mamadou.

Dans le cadre de cette mission, la Commission a rencontré les autorités administratives locales.

La Commission a demandé au Concessionnaire de prendre les dispositions nécessaires avec les autorités locales pour consentir un abonnement d'éclairage public. Elle a aussi précisé que le paiement de l'éclairage public ne peut être exigé aux populations de Ndioudiéne.

A l'issue de cette mission, la Commission a fait parvenir aux autorités locales toute la documentation nécessaire leur permettant de mieux comprendre le fonctionnement des Concessions d'électrification rurale.

Elle a également transmis au Ministre chargé de l'Énergie, ses recommandations relatives, entre autres, à :

- l'identification, selon le découpage administratif issu de l'Acte 3 de la Décentralisation, des institutions responsables du paiement de l'éclairage public ;
- l'harmonisation des modes de tarification avec celui de Senelec pour réduire les frustrations des populations en milieu rural et ;
- le transfert des villages pris en charge par Senelec et relevant du périmètre du concessionnaire ERA.

En 2016, les quatre réclamations concernent :

- une demande de réfection d'un parking après le déplacement d'un poste de transformateur de Senelec ;
- une réclamation transmise par une association de consommateurs dénonçant ce qu'elle qualifie de violation par Senelec, des dispositions du Règlement du service ;
- une réclamation d'habitants du village de Lerabé, exigeant de Comasel leur raccordement ; et
- une demande de déplacement d'un fil haute tension de Senelec.

Le dossier **n° R/C 01/16** porte sur les dommages qu'aurait subis le plaignant sur son parking suite aux travaux pour le déplacement d'un poste de transformation de Senelec.

Dans sa lettre, le plaignant a déclaré que les lettres adressées à Senelec sont restées sans suite. Ainsi, la Commission a invité Senelec à examiner la réclamation et à lui faire parvenir les éléments de réponse y afférents.

L'instruction suit son cours.

Le dossier **n° R/C 02/16** émane d'un client qui a saisi la Commission pour solliciter un arbitrage suite au différend qui oppose COMASEL à certains habitants du village de Lélabé dans le département de Podor.

Le requérant a informé que COMASEL n'a pas procédé au branchement des clients malgré le paiement des frais y relatifs.

La Commission a rappelé à COMASEL ses obligations relatives au respect des délais de branchement prévus par son Règlement du Service. Elle a également demandé à cette dernière d'examiner la réclamation et de lui faire parvenir les éléments de réponse.

Faisant suite à l'interpellation de la Commission, COMASEL a procédé au branchement demandé.

Le dossier a été clôturé.

Pour le dossier n° **R/C 03 /16**, le requérant informe que certains clients du village de Mbantou dans le département de Podor qui relève de COMASEL, ne sont pas raccordés à cause du dysfonctionnement constaté sur le réseau de Senelec.

Suite à l'interpellation de la Commission, COMASEL a dépanné le réseau et procédé aux raccordements et poses de compteurs pour les clients concernés par ces dysfonctionnements.

La Commission a clôturé le dossier.

Concernant le dossier n° **R/C 04 /16**, une association de consommateurs a saisi la Commission pour dénoncer la décision de Senelec de rendre obligatoire le prépaiement à ses clients ayant souscrit un abonnement de faibles puissances.

La Commission a décidé d'analyser les questions liées aux modalités d'abonnement au prépaiement dans le cadre de l'adoption du Règlement du Service de Senelec.



5. Activités consultatives

Dans le cadre de ses activités consultatives, la Commission a supervisé l'étude relative à l'harmonisation des tarifs de l'électricité en milieu rural. Elle a en outre procédé à la détermination de la méthodologie de fixation des tarifs d'achat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre.

5.1. Harmonisation des tarifs de l'électricité à l'échelle nationale

La fourniture de l'électricité au Sénégal est essentiellement prise en charge par Senelec, opérateur historique du système électrique, qui couvre le périmètre urbain et quelques localités rurales électrifiées jusqu'en 2000.

Concernant le monde rural, le territoire est divisé en dix concessions dont la gestion est confiée à des opérateurs privés suite à des appels d'offres internationaux. Aussi, à l'intérieur de ces concessions, il est également possible que des opérateurs développent des projets d'Électrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) pour accélérer l'électrification dans les localités non incluses dans le programme prioritaire du concessionnaire sans compter les villages confiés à des Gestionnaires Délégués Transitoires.

S'agissant des tarifs de l'électricité, la loi impose au régulateur d'assurer à chaque opérateur un taux de rentabilité de ses investissements lui permettant de couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, les amortissements et les impôts et taxes.

De ce fait, les conditions techniques et économiques d'électrification variant d'une concession à une autre, ont induit naturellement une hétérogénéité des tarifs applicables.

Cette disparité tarifaire de l'électricité suscite de nombreuses contestations des usagers et impacte négativement le nombre de raccordement des concessions.

Ainsi, le Gouvernement a pris la décision de procéder à une harmonisation des tarifs de l'électricité afin de faire payer aux usagers le même prix pour le même service sans remettre en cause les revenus des opérateurs.

Dans ce cadre, la Commission avec l'appui des consultants mis à sa disposition par la Facilité d'Assistance Technique (TAF) de l'Union Européenne, a mené une étude afin d'identifier un mécanisme de mise en œuvre d'une harmonisation des services d'électricité et les mesures d'accompagnement qui pourront en maximiser les impacts.

Harmonisation
des tarifs :
un budget de
3 milliards de
F CFA pour 2017

La première phase de la mission a consisté à analyser les aspects réglementaires et tarifaires de l'électrification rurale, les rôles des différents acteurs impliqués dans le processus d'harmonisation des tarifs, les dispositifs et mécanismes existants qui pourraient être actionnés ainsi que les ressources qui pourraient être mobilisées.

Au terme de cette première phase, la Commission a recommandé, dans l'attente d'acquérir des compteurs pour appliquer la même tarification au kilowattheure à tous les usagers, de mener des actions phares pour lever les contraintes d'accès à l'énergie en milieu rural.

Pour la mise en œuvre des recommandations, le Gouvernement a informé qu'un montant d'environ trois (3) milliards de F CFA est budgétisé pour l'année 2017 afin de booster l'accès des populations rurales au service de l'électricité. Les mesures à mettre en œuvre concernent :

- la réduction de 50% des apports initiaux ;
- la réduction de 25% des services au forfait ; et
- l'application du tarif prépaiement de Senelec aux usagers équipés de compteurs (S4).

La seconde phase de l'étude sur l'harmonisation des tarifs de l'électricité devra analyser en détail les facteurs qui peuvent influencer de façon significative sur les équilibres financiers, sur les besoins de compensation ainsi que sur les mécanismes de financement qui permettront de maintenir de façon durable les tarifs harmonisés à l'échelle nationale.

5.2. Tarif d'achat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable

Partant de l'idée que l'objectif premier d'un auto-producteur est de produire pour sa propre consommation, la Commission a retenu un tarif de rachat du surplus d'autoproduction basé sur le coût évité du réseau interconnecté. Cette méthodologie permet de refléter la valeur du surplus d'autoproduction pour le réseau interconnecté sans nuire aux autres consommateurs et sans entraîner de coût supplémentaire pour le système électrique, dans un contexte de réduction du coût de production de l'électricité et des subventions.

Concernant la périodicité de révision du prix d'achat du surplus, une durée de 3 ans est retenue. Cette option du coût évité à court terme permet aux auto-consommateurs de bénéficier d'un tarif qui correspond au mieux à la valeur économique du surplus de production injecté sur le réseau interconnecté tout en limitant les incertitudes liées à l'évolution du mix énergétique et à la variation des prix des combustibles sur le long terme.

Sur cette base, la Commission a transmis pour observation en octobre 2016 au Ministre chargé de l'Energie et à Senelec, un projet de Décision sur la méthodologie de détermination du tarif de rachat du surplus de production d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre, fondée sur le coût évité à court terme.

Ainsi, les observations transmises par le Ministère chargé de l'Energie ne remettant pas en cause la méthodologie de calcul proposée et en l'absence d'observations de Senelec, la Commission prendra la Décision susvisée.

6. Développement de la production indépendante

Pour la production indépendante, les activités de la Commission ont essentiellement concerné l'appel d'offres de la centrale solaire dans le cadre du projet Scaling Solar, l'importation de l'électricité à partir de la Mauritanie et les négociations de la deuxième unité de la centrale au charbon de Sendou.

6.1. Appel d'Offres « Scaling Solar »

Dans le cadre de sa stratégie de diversification des sources d'énergie électrique, l'État du Sénégal a bénéficié d'un appui de la Banque Mondiale. Il s'agit d'inviter des investisseurs privés à participer à un processus d'appel d'offres structuré selon l'initiative Scaling Solar du Groupe de la Banque Mondiale avec le concours de la Société Financière Internationale (IFC) qui agit en qualité de conseiller en transaction..

Ce processus d'appel d'offres, ouvert en deux étapes avec phase de pré-qualification, vise la sélection d'un ou plusieurs producteur(s) indépendant(s) d'électricité (IPP) pour la conception, le financement, la construction, la mise en service et l'exploitation de centrales photovoltaïques d'une capacité installée cumulée d'environ 100 MWc.

Ainsi, pour le suivi de l'appel d'offres, le Ministre chargé de l'Energie a mis en place, par arrêté ministériel n° 10291 du 13 mai 2015, un Comité ad hoc, présidé par la Commission.

Sur cette base, la Commission a lancé le 24 août 2016, la phase de pré-qualification des soumissionnaires potentiels possédant l'expérience, l'expertise et les ressources financières requises pour réaliser un projet de production indépendante d'énergie de source solaire de grande taille dans des délais courts. Elle a reçu vingt-huit (28) offres provenant de quinze (15) consortiums et de treize (13) entreprises.



Sur les vingt-huit (28) offres, treize (13) soumissionnaires dont la liste est présentée en encadré ci-dessous, ont été déclarés pré-qualifiés.

	Soumissionnaire	Raison Sociale	Adresse
1	ENEL GREEN POWER SPA	ENEL GREEN POWER SPA	Enel Green Power SPA - 198 Rome Italie , Viale Regina Margherita, 125
2	SCATEC SOLAR	SCATEC SOLAR ASA	Scatec Solar ASA, Karenstlyst Allé 49, NO 0279 – Oslo, Norvège
3	EDF ENERGIES NOUVELLES	EDF ENERGIES NOUVELLES	Cœur Défense (B35) Esplanade du Général de Gaulle, 92932 Paris la Défense, Cedex France
4	ACCIONA ENERGIA SA	ACCIONA ENERGIA SA	The Vineyards Office Estate, 99 Jip de Jager Road, Bellville, Cap Town, South Africa
5	NAREVA HOLDING	NAREVA HOLDING	Boulevard Al Massira Al Khadra, Twin Center, Tour A, Casablanca – Maroc
6	ACCESS + EREN	ACCESS INFRA AFRICA	Suite 3001 BB1 Tower - Mazaya Buisness Avenue - JLT - Dubai - UAE
		EREN RE	
7	TOTAL + MULILO + DGE	TOTAL SA	4 rue Marie Bonaparte - 92210 - Saint Cloud – France
		DIAMOND GENERATING EUROPE LIMITED (DGE LTD)	
		MULILO GROUP HOLDINGS (PTY) LTD	
8	NEOEN + BTSA	NEOEN SAS	4 rue Euler, 75008, Paris, France
		BTSA NETHERLANDS COOPERATIE U.A.	
9	PHELAN + SECI ENERGIA	PHELAN ENERGY GROUP LIMITED	1er étage, Cap Royal Hotel, 47 Main Road, Green Point, Cap Town Afrique du Sud
		SECI ENERGIA S.P.A	
10	FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES	FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES BV	23 rd Floor, Jumeira Buisness Center, Unit 2304, Cluster G – Dubai, UAE
		PELE GREEN ENERGY	
11	ADANI ENTERPRISES + GREEN OF AFRICA + NOVA POWER + HIDA ENERGY	ADANI ENTERPRISES LTD	Adani House, Near Mithakhali Six, Avrangpura, Ahmedabad, 380009 - Gurajat, India
		GREEN OF AFRICA DEVELOPPMENT SA	
		HIDA ENERGY SA	
		NOVA POWER SA	
12	ISOLUX CORSAN ALTEN	ISOLUX CORSÁN CONCESIONES SA	Calles Rodriguez Arias n°6 - 410 - 4, 48008 Bilbao (Espagne)
		ALTEN 2010 ENERGIAS RENOVABLES SA	
13	ENGIE MERIDIAM	ENGIE	Immeuble Greenburo, Cocoy-Banque Mondiale, 08 Bp 2953 Abidjan 08 - Cote D'ivoire.

Après la finalisation de la phase de pré qualification, la Commission a démarré les travaux relatifs à la validation du Document d'Appel d'Offres (DAO) intégrant les projets d'Accord de Soutien de l'Etat (ASE) et de Contrat d'Achat d'Energie (CAE).

Dans le cadre de la seconde étape du processus, les soumissionnaires pré-qualifiés seront invités à présenter leur offre conformément au document d'appel d'offres qui sera publié par la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE).

En application des dispositions législatives et réglementaires en vigueur, la sélection d'un ou plusieurs IPP conduit à la signature de contrat(s) d'achat d'énergie (CAE) avec la Société d'Electricité du Sénégal (Senelec) et à l'octroi de licences de production d'électricité par le Ministre chargé de l'Énergie.

6.2. Importation d'électricité de la Mauritanie

La Commission a participé aux négociations de l'Avenant 1 au contrat de cession d'énergie entre les sociétés d'électricité de SOMELEC et Senelec, qui se sont déroulées à Nouackchott du 5 au 7 avril 2015.

Les discussions ont porté essentiellement sur la révision du prix de cession de l'énergie qui s'explique par l'évolution significative à la baisse des cours du baril de pétrole et des variations des taux de change.

Au cours de la réunion, une formule d'indexation du prix d'achat du kilowattheure en fonction du prix du fuel proposée par Senelec a été examinée et largement débattue.

Toutefois, les Parties, n'ayant pas pu parvenir à un accord sur la mise en place d'une formule d'indexation, ont décidé de revoir à la baisse le prix de cession applicable à compter du mois d'avril 2015. Sur cette base, l'Avenant 1 au contrat de cession a été signé le 8 avril 2015.

6.3. Négociations du Contrat d'Achat d'Energie de l'unité 2 de 125 MW de la centrale à charbon de Sendou

La Commission a participé du 18 au 21 octobre 2016, aux négociations entre Senelec et les promoteurs Nycomb et Quantum Power actionnaires de la Compagnie d'Electricité du Sénégal (CES), pour la construction d'une seconde unité de 125 MW au charbon sur le site de Sendou.

Ces négociations ont porté essentiellement sur la revue du CAE proposé par le promoteur Quantum et ses partenaires.

L'Etat du Sénégal a conditionné l'obtention des autorisations gouvernementales à la levée de certaines réserves, notamment le financement et la disponibilité de l'infrastructure d'approvisionnement en charbon (la jetée) et l'approvisionnement en eau de la centrale par la construction d'une usine de désalinisation, avant la mise en service de la seconde unité de Sendou.

A fin décembre 2016, les parties n'ont pas signé le Contrat d'Achat d'Energie.

7. Information et communication

Les activités d'information et de communication ont porté sur la participation de la Commission à la Foire Internationale de Dakar (FIDAK) et les rencontres avec les associations de consommateurs.

A l'image des précédentes éditions de la FIDAK, la Commission a mené en 2015 et 2016, une campagne de communication et a participé au forum scientifique relatif au secteur de l'énergie.

Dans le cadre du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019, la Commission a organisé des rencontres avec les différents acteurs du secteur sur le lancement de la première consultation publique de la révision des conditions tarifaires. A ce titre, des spots publicitaires ont été diffusés dans le but d'informer les populations.

En outre, la Commission a convié les associations de consommateurs à un déjeuner d'échanges le 26 mai 2016. L'objectif de cette rencontre était d'une part, de renforcer le partenariat entre la Commission et les associations de consommateurs en vue d'une meilleure prise en charge des préoccupations des usagers de l'électricité, et d'autre part, de les accompagner dans leurs besoins de formation.

La Commission a participé à des débats télévisés et radiophoniques sur les prix de l'électricité et les compteurs à prépaiement. Aussi des publi-reportages et des interviews ont été réalisés sur le sous-secteur de l'électricité, une occasion pour le Président de la Commission de revenir sur l'évolution de certains dossiers, notamment l'harmonisation des tarifs et le projet Scaling Solar.



Le stand de la CRSE à la 24^{ème} FIDAK

8. Autres activités

Les autres activités de la Commission ont concernés le projet d'élargissement de ses attributions, l'évaluation des Contrats d'Achat d'Energie, l'avis de la commission sur les incitations proposées pour la plate-forme industrielle de Diamniadio et de la Zone économique spéciale ainsi que la participation au comité de relève des cadres de la CDEAO

8.1. Projet d'élargissement des attributions de la Commission

L'Etat du Sénégal a décidé d'élargir les activités de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité au secteur aval des hydrocarbures, en lieu et place de créer un nouvel organe de régulation pour les hydrocarbures. Ainsi, l'objectif est de mettre en place une Commission de Régulation du Secteur de l'Energie.

Dans ce cadre, la Commission, saisie à cet effet, a élaboré et transmis au Ministère chargé de l'énergie les projets de textes relatifs à l'élargissement de ses attributions.

Par la suite cette question a été abordée dans le cadre de la révision du cadre légal, réglementaire et institutionnel du secteur de l'énergie.

La Commission reste dans l'attente de l'adoption des textes pour prendre les mesures nécessaires à la mise en place de ladite commission.

8.2. Evaluation des Contrats d'Achat d'Energie

Par lettre n°001018 du 23 mai 2016, le Ministère en charge de l'Energie a demandé à la Commission de réaliser l'évaluation des Contrats d'Achat d'Electricité pour consolider les acquis et améliorer les options de partenariat public-privé dans le domaine de la production d'électricité.

Après avoir élaboré les termes de référence, la Commission a mis en place un groupe de travail composé des représentants des Ministères en charge de l'Energie et des Finances, Senelec et les producteurs indépendants.

Par ailleurs, sur proposition du Ministre chargé de l'Energie, le consultant de l'Initiative Power Africa du Gouvernement Américain a été invité à accompagner la mission dans la conduite de ladite étude.

Après avoir passé en revue le cadre législatif et règlementaire mis en place pour favoriser la production indépendante, la mission fera notamment:

l'évaluation de l'exécution des contrats d'achat d'électricité, en vue d'identifier les contraintes et difficultés rencontrées par les producteurs indépendants et Senelec ;

- l'appréciation des mécanismes de concertation mis en place pour apporter des solutions aux incidents techniques ou tout autre problème qui ont un impact direct sur la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du pays ;
- la comparaison financière de l'option « production indépendante » et l'option « EPC (réalisation des centrales par Senelec) » ;
- et des recommandations pour améliorer le cadre de développement de la production indépendante au Sénégal.

Ainsi, pour l'évaluation de l'exécution des contrats d'achat d'électricité, la Commission dans une première étape a transmis aux différents acteurs un questionnaire à renseigner. Elle prévoit également dans le cadre de cette mission de faire la visite de quelques centrales et de s'entretenir avec les promoteurs privés pour recueillir leur retour d'expérience sur le développement de la production indépendante au Sénégal.

8.3. Plateforme industrielle intégrée de Diamniadio et la Zone économique spéciale intégrée de Dakar

Le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, pour avis, le rapport de synthèse des incitations proposées pour la plateforme industrielle intégrée de Diamniadio et la Zone Economique Spéciale (ZES) intégrée de Dakar.

Concernant le secteur de l'électricité, le rapport présente des solutions identifiées à court et moyen terme ainsi que des solutions proposées sur le long terme pour réduire le coût de l'électricité à supporter par les industriels dans les zones susvisées. En outre, il fait ressortir qu'une solution d'urgence est nécessaire pour accompagner les premières entreprises désirant s'installer dans le parc, dans l'attente des effets de la politique énergétique du Gouvernement qui devraient permettre d'atteindre un coût de l'électricité dans la fourchette de 60-80 FCFA/kWh.

Après analyse des incitations proposées pour ladite plateforme et la Zone Economique Spéciale (ZES) intégrée de Dakar, la Commission a estimé qu'une modification de la loi ou du contrat de concession de Senelec d'une certaine envergure risquerait de bouleverser la cohérence et l'organisation du système électrique. Ainsi, elle a recommandé l'application d'un tarif spécial :

- soit sans modification de la grille tarifaire, en versant une subvention directe à Senelec pour compenser le manque à gagner ;
- soit en modifiant la grille tarifaire pour créer une catégorie spécifique aux usagers industriels avec un tarif spécial et mettre en place une subvention croisée entre les différentes catégories de clients.

Toutefois, le Gouvernement a retenu d'extraire le Parc industriel et les zones économiques spéciales de la concession de Senelec et d'attribuer une concession non exclusive à un opérateur indépendant.

8.4. Participation à la réunion du Comité de Relève des Cadres de la CEDEAO

Dans le cadre de la CEDEAO, le Sénégal a été coopté dans le Comité institué pour le recrutement de deux membres à l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC). A ce titre, la Commission a participé du 8 au 10 novembre 2016, à Abuja, au Nigéria, aux travaux du Comité.

9. Formations et séminaires

Dans le cadre du renforcement des capacités de ses membres et de son personnel, la Commission a participé à divers programmes de formations et séminaires dans les domaines, notamment de la tarification de l'énergie, de l'économie des systèmes électriques, des contrats d'achat d'énergie, des systèmes d'information, du management des ressources humaines, de la comptabilité générale et du contrôle de gestion.

Il s'agit entre autres, de :

- les cinquième et sixième réunions des Comités Consultatifs des Régulateurs et des Opérateurs de l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC), tenues respectivement à Akosombo et à Accra au Ghana. Les travaux ont porté sur l'approbation de la version finale du projet de Règles du Marché Régional de l'électricité et du rapport de l'analyse du manuel d'exploitation du Système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (EEEOA) ;
- l'atelier d'échanges de l'ARMP sur les délégations de service public, tenu du 02 au 03 juin, pour le renforcement du cadre juridique et institutionnel des délégations de service public ;
- l'atelier de formation sur les Contrats d'Achat d'Énergie à Casablanca (Maroc) organisé par la Facilité Africaine de Soutien Juridique et la Banque Africaine de Développement (BAD) du 15 au 20 juin 2015 ;
- la douzième édition de la conférence annuelle et à l'Assemblée Générale annuelle du Forum Africain pour la Réglementation des Services Publics (AFUR), à Johannesburg du 20 au 24 juillet 2015. Cette conférence avait pour thème : « le rôle des progrès technologiques dans la régulation en appui au développement durable en Afrique » ;
- les formations dispensées par l'Institut Français du Pétrole (IFP) sur le cadre contractuel du trading pétrolier, l'étude de rentabilité des projets d'investissement dans l'industrie pétrolière & gazière et l'économie de la chaîne pétrolière ;
- l'atelier de formation sur la détermination de tarifs reflétant les coûts, organisé par NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissionner) du 11 au 14 avril 2016, à Accra au Ghana. L'objet de cette formation était de fournir les approches nécessaires à l'atteinte des objectifs cibles d'intégration des énergies renouvelables au niveau du marché régional ; et
- le séminaire organisé par l'AFUR sur les marchés émergents de l'électricité en Afrique organisé du 06 au 08 décembre 2016, à Pretoria en Afrique du Sud.

10. Coopération internationale

Dans le cadre de la coopération internationale, la Commission a participé à des rencontres et effectué diverses missions. Il s'agit de :

- l'atelier organisé par l'ARREC, du 15 au 17 avril 2015, dans le cadre de l'appui pour la mise en place d'un organe de régulation du secteur de l'électricité en Guinée Bissau. A cette occasion, elle a fait deux communications sur l'expérience du Sénégal en la matière ;
- la visite de travail à l'Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Énergie (NERSA), à Pretoria en Afrique du sud. La mission avait pour objet de s'inspirer de la politique énergétique sud-africaine notamment du mode de régulation des hydrocarbures ;
- la mission de benchmark en Côte d'Ivoire à l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANARE) pour partager des expériences en matière de protection des droits des consommateurs ;
- la mission de benchmark pour s'enquérir de l'expérience de la Côte d'Ivoire en matière de contrôle de conformité des installations électriques intérieures.

Par ailleurs, la Commission a reçu la visite des régulateurs ci-après :

- la délégation de l'Autorité de Régulation du Bénin venue s'enquérir de l'expérience de la Commission en matière de régulation ;
- la délégation de l'ARREC, conduite par son Président, nouvellement nommé en visite de prise de contact.



Mission de benchmark des Experts de la CRSE à l'ANARE (ABIDJAN)

11. Exécution du budget de la Commission

L'exécution du budget, approuvé par le Ministre chargé de l'Énergie conformément aux dispositions en vigueur, est du ressort du Président de la Commission ordonnateur des dépenses.

Les budgets des exercices 2015 et 2016 ont été réaménagés en cours d'année sans incidence sur les redevances à verser par les titulaires de licence et de concession.

En 2015, il a été arrêté en ressources et en emplois à deux milliards dix millions huit cent cinquante-six mille quatre cent quatre-vingt-quinze (2 010 856 495) FCFA.

En 2016, le budget de la Commission est arrêté en ressources et en emplois à la somme de deux milliards quarante et un million cinq cent cinquante-quatre mille trois cent quatre-vingt et un (2 041 554 381) FCFA. Il enregistre ainsi une augmentation de trente millions six cent quatre-vingt-dix-sept mille huit cent quatre-vingt-six (30 697 886) FCFA en valeur absolue par rapport au budget 2015, soit une hausse de 1,5% en valeur relative.

11.1. Ressources

Pour les années 2015 et 2016, les ressources budgétaires de la Commission sont essentiellement constituées, des redevances exigibles aux titulaires de concession ou de licence 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 2016 sont évaluées à un montant d'un milliard sept cent quarante millions trente-huit mille quatre cent quatorze (1 740 038 414) FCFA contre un milliard cinq cent soixante-quatorze millions cinq cent vingt-cinq mille six cent quatre (1 574 525 604) FCFA en 2015, soit une hausse de 11%. Les redevances de 2015 et 2016 ont été supportées en moyenne à 96% par Senelec et 4% par Kounoune Power.

Tableau 10 : Répartition de la redevance entre les opérateurs

Opérateurs	2014		2015		2016	
	Montant	0%	Montant	0%	Montant	0%
Senelec	1 382 455 324	95,7 %	1 518 521 894	96%	1 679 541 578	96,5 %
GTI	1 535 967	0,1 %				
Kounoune Power	60 541 347	4,2 %	56 003 710	4%	60 496 836	3,5 %
Total	1 444 532 638		1 574 525 604		1 574 525 604	

Les redevances dues par les opérateurs au titre des années 2015 et 2016 ont été recouvrées à 100% au 31 décembre.

Les provisions de frais d'instruction de dossiers d'un montant de 30 millions de FCFA en 2015 et 16,5 millions de FCFA en 2016, ont été réalisées respectivement à 80% et 138%.

Tableau 11 : Réalisation des ressources de la Commission

	2014		2015		2016	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
Ressources	1 818 890 453	100%	2 010 856 495	100%	2 041 554 381	100%
Solde trésorerie N-1	301 009 900	100%	312 860 705	100%	218 756 544	100%
Redevances N	1 444 532 638	100%	1 574 525 604	100%	1 740 038 414	100%
Frais d'instruction	22 500 00	67%	30 000 000	80%	16 350 000	138%
Reprise provision fin de fonction sur budget antérieur			20 986 308	100%	66 409 423	100%
Reprise provision pour congés	50 847 915	100%				
Reprise provision pour CFCE			72 483 878	100 %		

11.2. Emplois

Les dépenses d'investissement représentent 15% en 2015 et 8% en 2016 du total des emplois alors que les dépenses de fonctionnement représentent 85% en 2015 et 92% en 2016.

Le détail des emplois est fourni dans le tableau suivant :

Tableau 12 : Répartition des emplois

	2014		2015		2016	
	Budget (FCFA)	Part	Budget (FCFA)	Part	Budget (FCFA)	Part
Investissements	73 604 656	4%	310 466 625	15%	155 000 000	8%
Fonctionnement	1 745 285 797	96%	1 700 389 870	85%	1 886 554 381	92%
Salaires et traitements	874 668 727	48%	871 300 000	43%	969 714 254	47%
Autres charges du personnel	225 902 579	12%	247 000 000	12%	384 703 388	19%
Mission et formation	171 000 000	9%	141 000 000	7%	141 000 000	7%
Prestations externalisées	72 746 450	4%	59 800 000	3%	64 117 000	3%
Autres services extérieurs	277 238 144	15%	228 300 000	11%	250 019 739	12%
Concours divers	116 729 897	6%	119 412 606	6%	70 000 000	3%
Régularisation fiscale		0%	26 577 264	1%		0%
Aléas	7 000 000	0%	7 000 000	0%	7 000 000	0%
Total	1 818 890 453	100%	2 010 856 495	100%	2 041 554 381	100%

Globalement, le budget des emplois a été réalisé en 2015 à hauteur de 86 % et 82 % en 2016.

Le budget des investissements d'un montant de 310 466 625 de FCFA a été entièrement réalisé en 2015. En 2016, il s'élève à 155 000 000 de FCFA et a été exécuté à hauteur de 89%.

Le budget de fonctionnement, quant à lui a été exécuté à 86% en 2015 et 82% 2016.

Tableau 13 : Réalisation des emplois

Rubriques	2014		2015		2016	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
Equipements	73 604 656	100 %	310 466 625	100%	155 000 000	89%
Fonctionnement	1 745 285 797	86%	1 700 389 870	86%	1 886 554 381	86%
Salaires et traitements	874 668 727	84%	871 300 000	82%	969 714 254	85%
Autres charges du personnel	225 902 579	91%	247 000 000	86%	384 703 388	93%
Mission et formation	171 000 000	86%	141 000 000	92%	141 000 000	50%
Prestations externalisées	72 746 450	33%	59 800 000	92%	64 117 000	42%
Autres services extérieurs	277 238 144	82%	228 300 000	82%	250 019 739	75%
Concours divers	116 729 897	98%	119 412 606	68%	70 000 000	98%
Régularisation fiscale			26 577 264	100%		83%
Aléas	7 000 000	110%	7 000 000	33%	7 000 000	
Total	1 818 890 453	84%	2 010 856 495	86%	2 041 554 381	82%

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 83% ;
- les autres charges de personnel constituées des charges sociales, des prises en charge médicale et des provisions au titre des indemnités de fin de fonction des membres de la Commission ont enregistré un taux de réalisation de 90% ;
- les missions et formations enregistrent un taux d'exécution de 71 % ;
- les prestations externalisées, intégrant les études sont exécutées à hauteur de 67% ;
- les autres services extérieurs sont exécutés à hauteur de 78% ;
- les réalisations au titre des concours divers sont estimées à 82%. Cette rubrique intègre la ligne « Contribution NEPAD » exécutée à 88% en 2015 et à 98% en 2016.

11.3. Solde de trésorerie

Le solde de trésorerie est de 218 758 544 FCFA au 31 décembre 2015 et de 291 237 362 FCFA au 31 décembre 2016. Ces soldes de trésorerie résultent principalement du bon niveau de recouvrement de la redevance sur la période 2015-2016 et la provision relative à l'acquisition d'un terrain pour la construction du siège de la Commission.

Les états financiers découlant de l'exercice budgétaire 2015 ont été certifiés sans réserve par le cabinet Grant Thornton. Ils ont été transmis à la Cour des Comptes, conformément aux dispositions de l'article 9 de la loi 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

12. Bilan du secteur

Les productions et ventes d'énergie électrique des concessionnaires d'électrification rurale étant marginales, l'analyse du bilan du secteur porte essentiellement sur l'offre de production d'électricité assurée par Senelec et les producteurs indépendants. Ainsi, la satisfaction des besoins énergétiques, en quantité et en qualité, est appréciée au regard des ventes de Senelec et de la qualité de service. Cette partie résume également la situation financière de Senelec.

Les données de l'année 2015, concernent les réalisations et les états financiers reçus de Senelec. Par contre, pour l'année 2016 les informations utilisées sont issues des estimés transmises dans le cadre de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019.

12.1. Offre de production

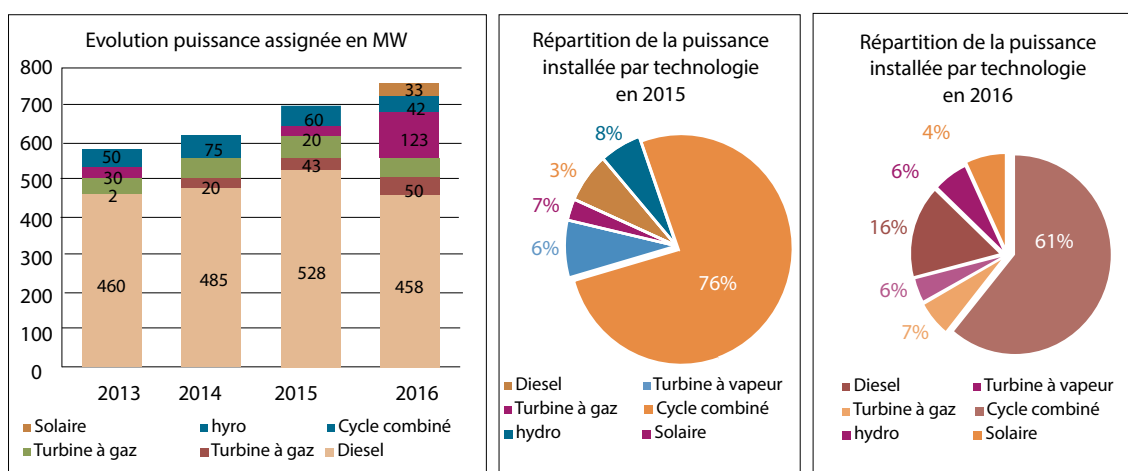
En 2015 et 2016, l'offre de production fournie par les centrales de Senelec et des producteurs indépendants, a été marquée par l'accroissement de la capacité avec la mise en service des centrales de Contour global (ex GTI), de Tobène Power et de la centrale solaire du Centre International de Conférence de Diamniadio.

12.1.1. Capacité

La puissance installée a augmenté de 8,6% en passant de 887 MW en 2015 à 963 MW en 2016. Cette évolution concerne essentiellement la puissance installée sur le réseau interconnecté, qui est passée de 804 MW à 879 MW avec principalement l'arrivée de Tobène Power et Contour Global.

La puissance brute exploitable ou assignée a augmenté en conséquence, passant de 627 MW en 2014 à 713 MW en 2015. La puissance assignée représente ainsi 80% de la puissance installée avec une capacité de production caractérisée par une prédominance des équipements Diesel.

Graphique 3 : Puissance installée et assignée



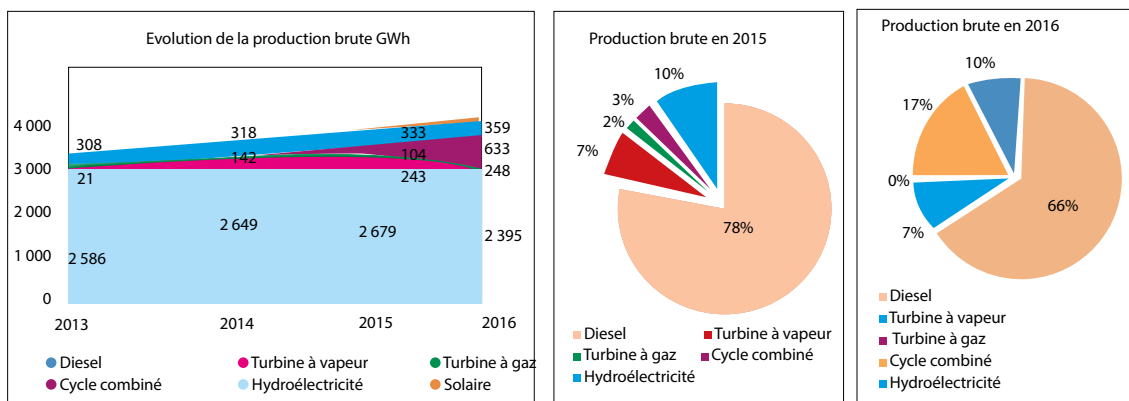
12.1.2. Production

L'énergie produite sur le réseau interconnecté est passée de 3 280 GWh en 2015 à 3 477 GWh en 2016 soit une évolution de 6%. Cette production est composée de la production des centrales RI de Senelec et des achats d'énergie provenant de la production indépendante.

Sur le Réseau Non Interconnecté, l'énergie produite est passée de 157 GWh en 2015 à 168 GWh en 2016.

Au total, la production énergétique s'élève respectivement à 3 437GWh en 2015 et 3 645 GWh en 2016, soit une variation de 6,1%.

Graphique 4 : Production brute

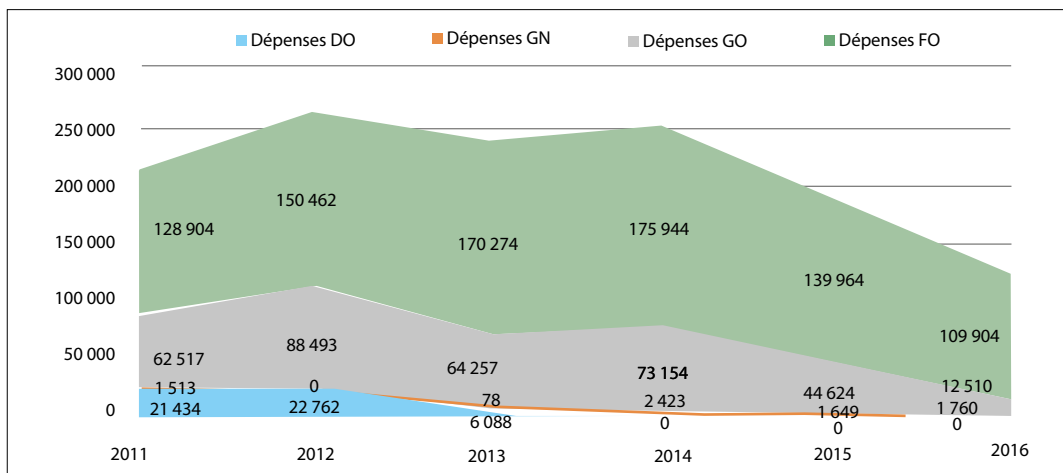


12.2. Dépenses en combustibles

La baisse continue des prix des produits pétroliers en 2015 et en 2016 a permis de réduire les dépenses en combustibles. Ces dépenses sont passées de 184 588 millions de francs en 2015 à 122 414 millions de francs en 2016.

Les consommations en FO ont augmenté, passant de 570 919 tonnes à 636 130 tonnes en 2016, représentant 90% des dépenses totales de combustibles.

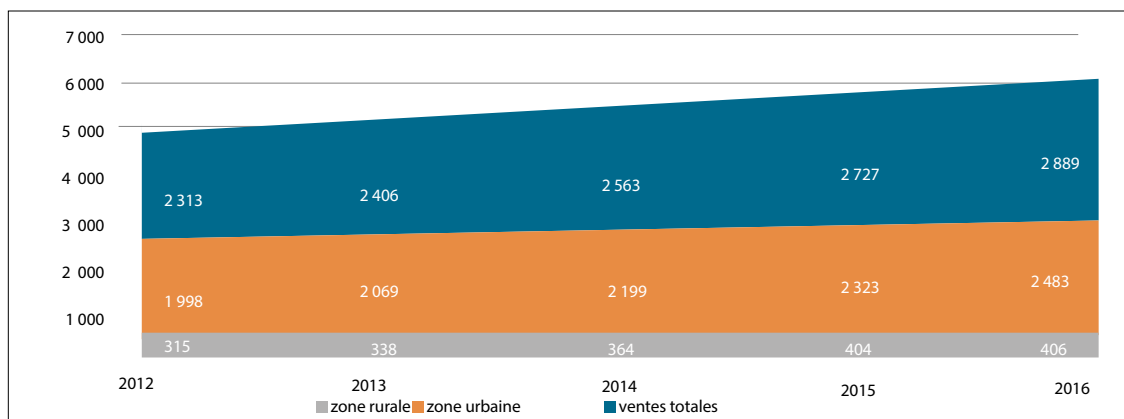
Graphique 5 : Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)



12.3. Ventes

Les ventes de Senelec sont passées de 2 727 GWh en 2015 à 2 889 GWh en 2016, soit une augmentation de 6%. Elles maintiennent ainsi un rythme de croissance identique à celui des années antérieures.

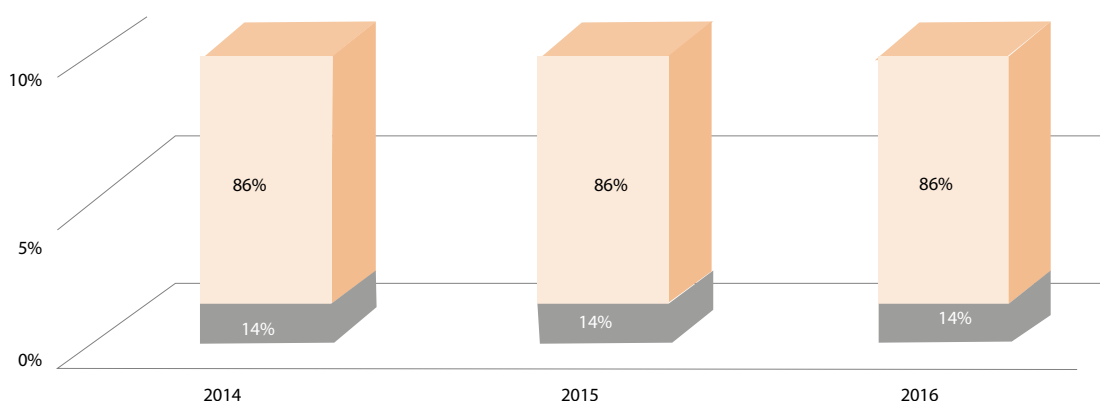
Graphique 6 : Evolution des ventes (GWh)



12.3.1 Répartition géographique des ventes

La répartition de la consommation entre la zone urbaine et la zone rurale est restée stable, avec une consommation urbaine qui a représenté 86% de la consommation totale contre 14% pour la consommation rurale.

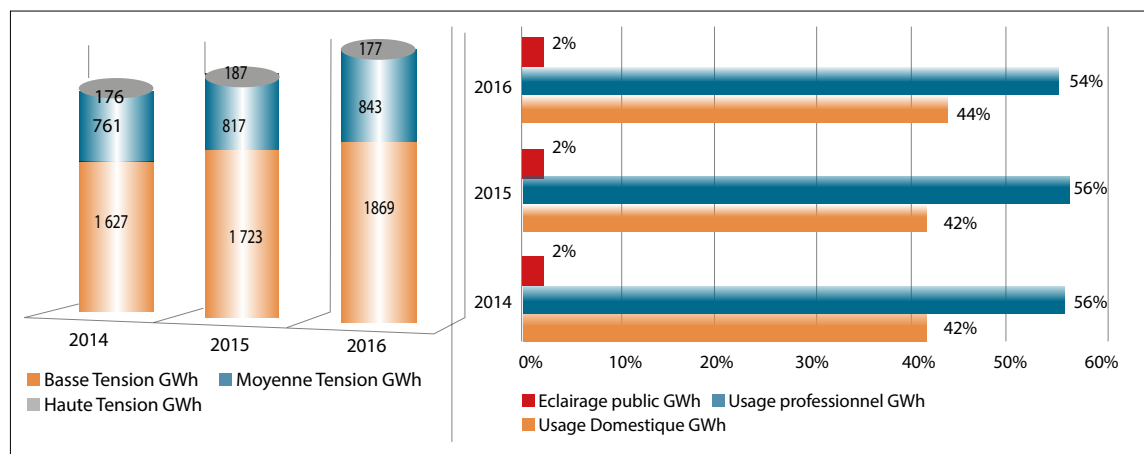
Graphique 7 : Répartition géographique des ventes



12.3.2. Structure de la consommation

Les consommations des clients domestiques et des clients professionnels et industriels alimentés en BT, MT et HT ont progressé quasiment dans les mêmes proportions. Ainsi, la structure de la consommation en 2015 et 2016 reste identique à celle des années précédentes. En 2016, les usages professionnels représentent 54% de la consommation alors que les usages domestiques et l'éclairage public en constituent respectivement 44% et 2%.

Graphique 8 : Structure de la consommation (en GWh)



12.3.3. Consommation par abonné

La consommation par abonné a reculé de 0,2% en 2015 et de 1,1% en 2016 après avoir progressé de 0,3% en 2014. Elle passe ainsi de 2 435 kWh en 2015 à 2 407 kWh en 2016, avec 2 570 kWh en zone urbaine et de 1 733 kWh en zone rurale.

12.4. Qualité de service

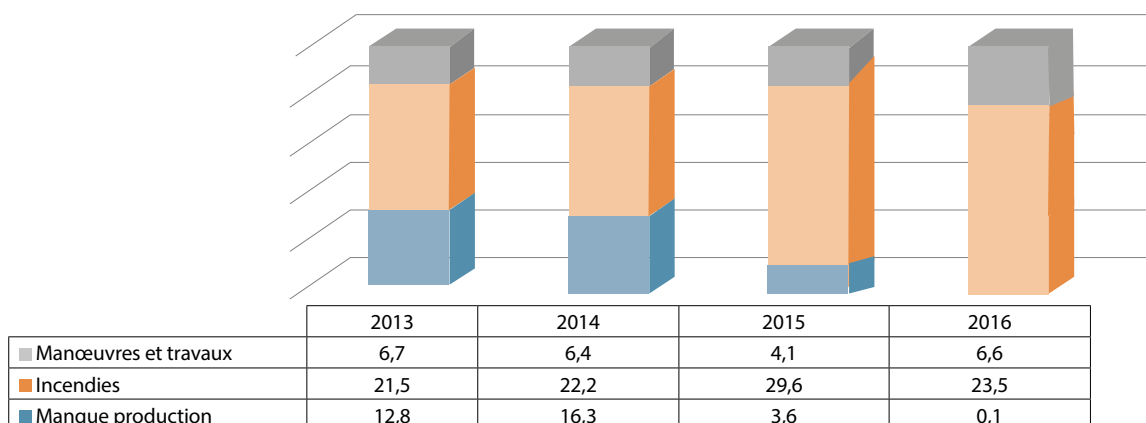
Une nette amélioration de la qualité de service de Senelec est notée en 2015 et 2016. La demande non satisfaite (Energie Non Fournie) globale est passée de 44,9 GWh en 2014 à 37,3 GWh en 2015 et 30,2 GWh en 2016.

Toutefois, la norme assignée à Senelec en matière d'Energie Non Fournie, de 0,3% de l'énergie vendue, correspondant à 8,18 GWh en 2015 et 8,67 GWh en 2016, n'a pas été respectée.

L'Energie Non Fournie par manque de production est passée de 16,3 GWh en 2014 à 3,6 GWh en 2015 et 0,1 GWh en 2016.

Quant à l'Energie Non Fournie suite aux incidents, elle connaît sur la période une augmentation de 8% due à des défaillances sur le réseau, passant de 22,2 GWh en 2014 à 29,6 GWh en 2015 et 23,5 GWh en 2016.

L'énergie non distribuée suite aux manœuvres et travaux a baissé en 2015 pour atteindre 4,1 GWh et a augmenté en 2016, pour s'établir à 5,8 GWh.

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

Globalement les interruptions de service en 2015 enregistrent des baisses autant en nombre qu'en énergie non distribuée (END) sauf pour les interruptions suite à des incidents dont l'END qui a augmenté de 26%. Les statistiques sur le nombre d'interruptions en 2016 ne sont encore disponibles.

La répartition des interruptions par nature est résumée par le tableau ci-dessous.

Tableau 14 : Répartition des interruptions par nature

Nature	2014		2015		2016	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
Incidents	15 416	20,5	18 193	25,8	-	23,5
Manque production	5 773	11,9	1 322	1,7	-	0,0
Effacement clients HTB	240	4,4	216	1,9	-	0,1
Manœuvre/travaux	6 393	6,4	3 503	4,1	-	5,8
Surcharge/Faible U	397	1,8	2 407	4	-	0,8
Total interruptions	28 219	44,9	25 641	37,3	-	30,2

12.5. Situation financière

En 2015, l'analyse a porté sur les résultats comptables et l'équilibre financier de Senelec.

Les états financiers de l'exercice 2016 validés par les commissaires aux comptes ne sont pas encore disponibles.

12.5.1. Résultat comptable

Les produits d'exploitation de Senelec s'élèvent en 2015 à 363 733 millions de F CFA contre 408 418 millions de FCFA en 2014 soit un recul de 11%.

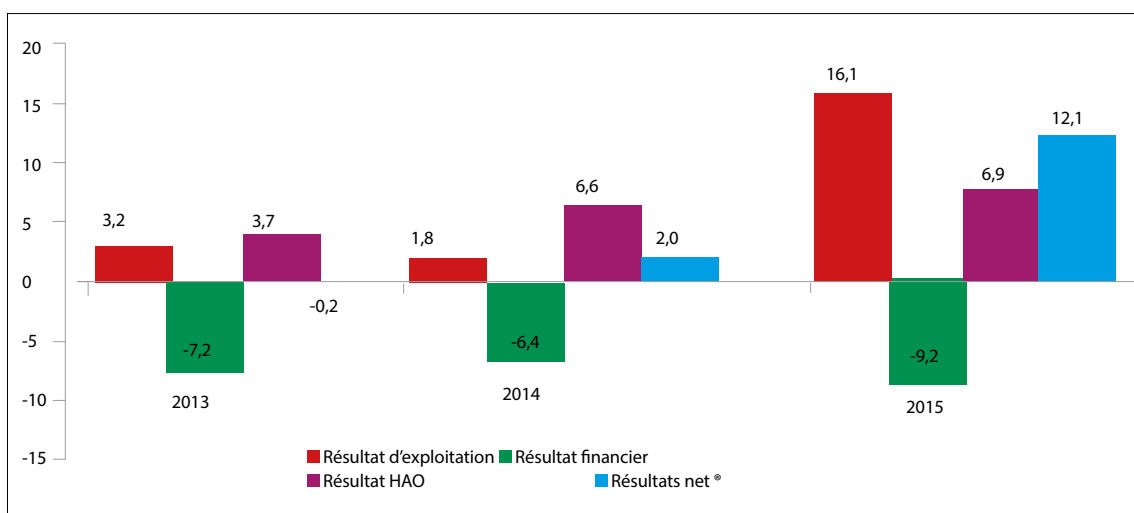
Les charges d'exploitation se chiffrent, quant à elles, à 347 631 millions de FCFA en 2015 contre 406 634 millions de FCFA en 2014 ; soit une baisse de 15% qui résulte de la diminution des prix des combustibles. En effet, les charges de combustibles sont passées de 256 523 millions FCFA en 2014 à 181 636 millions de FCFA en 2015 soit une diminution de 29%. Cette situation a influé sur le résultat d'exploitation qui a fortement progressé pour se situer à 16 102 millions de FCFA en 2015 contre 1 785 millions de FCFA en 2014.

Avec des frais financiers de plus en plus importants, le résultat financier s'est sensiblement dégradé, passant de - 6 393 millions de FCFA en 2014 à -9 202 millions de FCFA en 2015.

Le résultat des activités ordinaires s'améliore considérablement. Il se chiffre à 6 900 millions de FCFA en 2015 contre une perte de 4 608 millions de FCFA en 2014.

Le résultat net comptable suit la même tendance que le résultat des activités ordinaires, passant de 2 036 millions de FCFA en 2014 à 12 106 millions en 2015, soit une augmentation de plus de 10 000 millions de FCFA.

Graphique 10 : Evolution du résultat comptable de Senelec (en milliards de FCFA)



12.5.2. Equilibre financier

La structure financière de Senelec connaît une amélioration avec la mise en œuvre effective des mesures de restructuration. En effet, les ressources stables, qui ont augmenté de près de 50 000 millions de FCFA entre 2014 et 2015, se chiffrent à 506 110 millions de FCFA permettant ainsi de couvrir l'actif immobilisé net de 377 497 millions de FCFA. Le fonds de roulement théorique de l'entreprise s'élève ainsi à 128 613 millions de FCFA.

Au même moment, le niveau de l'actif circulant est de 368 197 millions de CFA face à un passif circulant de 259 074 millions de CFA ; d'où un besoin en fonds de roulement de - 109 123 millions de FCFA.

Cette situation implique une évolution positive des indicateurs suivants :

- le ratio de liquidité générale, mesuré par le rapport entre l'actif circulant et le passif circulant, est de 1,42 en 2015 contre 1,27 en 2014.
- le ratio d'autonomie financière, calculé par le rapport entre les dettes financières et les capitaux propres, est de 0,83 en 2015 contre 0,73 en 2014.

ANNEXES

GLOSSAIRE

ASER	:	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
BT	:	Basse Tension
CAE	:	Contrat d'Achat d'Energie
CES	:	Compagnie Electrique Sénégalaise
CRSE	:	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
ERA	:	Energie Rurale Africaine
ERIL	:	Electrification Rurale d'Initiative Locale
GTAH	:	Groupe Technique Ad Hoc
GTI	:	Greenwich Turbine Inc
GWh	:	Gigawattheure
IPP	:	Independant Power Producer
KVA	:	Kilovolt Ampère
MT	:	Moyenne Tension
HT	:	Haute Tension
MW	:	Mégawatt
OMVS	:	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal
ONEE	:	Office National de l'Electricité et de l'Eau du Maroc
PPER	:	Programme Prioritaire d'Electrification Rurale
PSE	:	Plan Sénégal Emergent
RMA	:	Revenu Maximum Autorisé

Annexe 1 : liste des décisions et Avis 2015 -2016

1. Avis n°2015- 01 du 03 février 2015 relatif à la demande de licence de production de la société « GTI Dakar SA ».
2. Avis n°2015- 02 du 20 mars 2015 relatif à l'attribution d'une concession de distribution d'énergie électrique et d'une licence de vente à la société Kolda Energy.
3. Avis n°2015-03 du 04 septembre 2015 relatif à la demande de modification de la licence de production et de vente d'énergie électrique de la société « GTI Dakar SA ».
4. Décision n°2015-01 du 26 mars 2015 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2014.
5. Décision n°2015-02 du 14 avril 2015 relative aux redevances annuelles à payer en 2015 par les Opérateurs titulaires d'une licence ou d'une concession.
6. Décision n°2015-03 du 23 juin 2015 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 aux conditions économiques du 1^{er} janvier.
7. Décision n°2015-04 du 13 juin 2015 portant approbation des principes et règles de séparation comptable des activités de production, de transport et de distribution électrique de Senelec.
8. Décision n°2015-05 du 23 juillet 2015 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015 aux conditions économiques du 1^{er} avril.
9. Décision n°2015-06 du 31 août 2015 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec aux conditions économiques du 1^{er} juillet.
10. Décision n°2015-07 du 06 novembre 2015 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec aux conditions économiques du 1^{er} octobre.
11. Avis n° 2016- 01 du 23 décembre 2015 relatif à l'attribution d'une concession de distribution d'une concession de distribution et d'une licence de vente d'énergie électrique à NS RESIF, Sud Solar System, Energie R, Salensol et Sud Energie.
12. Avis n° 2016- 02 du 15 mars 2016 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société SENERGY 2 Sarl.
13. Avis n° 2016-03 du 14 avril 2016 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société SENERGY PV S.A.
14. Décision n°2016-01 du 18 février 2016 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2015.
15. Décision n°2016- 02 du 29 février 2016 relative aux redevances annuelles à payer aux Opérateurs titulaires de licence ou de concession.
16. Décision n°2016-03 du 11 avril 2016 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} janvier.
17. Décision n° 2016-04 du 12 mai 2016 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} avril.
18. Décision n°2016-05 du 23 août 2016 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} juillet.
19. Décision n°2016-06 du 11 novembre 2016 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016 aux conditions économiques du 1^{er} octobre.

Annexe 2 : Statistiques du Secteur

Puissance installée en MW

Site	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Bel-air	Diesel	71	71	99	99	99	99
	TAV	26	26	0	0	0	
	TAG	35	35	35	35	35	35
Cap des Biches	Diesel	95	95	95	95	95	95
	TAV	88	88	58	58	58	62
	TAG	42	42	42	42	42	40
Région	Kahône - Diesel	68	68	101	116	116	116
	Saint Louis - Diesel	6	6			0	
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)	154	164	116	107	145	80
Total Senelec		584	594	546	551	589	527
Producteur indépendants	GTI - cycle Combiné	52	52	52	52	52	56,5
	Tobene Power						98,5
	Manantali - hydro	60	60	60	60	60	60
	Félou - hydro			15	15	15	15
	Kounoune-diesel	68	68	68	68	68	68
	Solaire RI						35
	Importation Mauritanie	0	0	0	0	20	20
Total IPP		180	180	195	195	215	353
Total réseau interconnecté		763	773	740	746	804	879
Ziguinchor	Boutoute-diesel	19	19	21	20	21	30
Tambacounda	Tamba-diesel	8	8	10	11	11	17
Centres secondaires	centres isolés-diesel	14	14	31	33	33	33
Location Aggreko Tambacounda	Diesel		6	6	6	6	
Location Aggreko Boutoute	diesel	10	10	12	12	12	4
Total réseau non interconnecté		51	57	80	82	83	84
Total Sénégal		814	830	820	828	887	963

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Coefficient de disponibilité en %

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bel-air	Diesel	81	89	87	83	84	73	83	92	88
	TAV	40	0	0	0	0	0			0
	TAG	64	84	67	24	38	73	81	94	79
Cap des Biches	Diesel	79	81	62	38	62	74	74	74	80
	TAV	69	60	69	21	24	4	40	69	78
	TAG	50	0	21	71	84	50	47	90	75
Région	Kahone-Diesel	28	87	80	89	81	92	92	98	87
	Saint-Louis-Diesel	57	47	-	-	-	-			
Producteur indépendants	GTI - Cycle Combiné	23	-	42	53	50	21	-	-	67
	tobene power									83
	Mauritanie									100
	Manantali - Hydro	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Kounoune Power-Diesel	86	61	67	67	67	80	74	69	90

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Production brute (GWh)

		Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Senelec	Diesel		1 164	1 257	1 720	1 762	1 784	1 773
	TAV		70	80	21	142	243	248
	TAG		66	26	86	88	53	7
	Solaire							3
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)		310	735	359	390	0	0
Total Senelec			1 610	2 098	2 186	2 381	2 080	2 030
Producteurs indépendants	GTI-cycle combiné		187	17	10	0	0	290
	Manantali & Félou-hydro		257	290	308	318	333	359
	Kounoune-diesel		390	383	395	378	413	303
	Aggreko-diesel						221	83
	APR (Location)						129	
	Tobene Power							343
	Mauritanie-cycle combiné						104	69
	Total Achats		834	690	713	696	1 200	1 447
Total réseau interconnecté			2 444	2 788	2 899	3 077	3 280	3 477
Ziguinchor	Boutoute-diesel		3	15	38	39	74	83
Tambacounda	Tamba-diesel		21	7	1	0	10	33
Centres secondaires	centres isolés-diesel		33	38	42	45	49	48
Location Tambacounda				19	26	31	19,6	3
Location Aggreko Boutoute	Diesel		59	52	31	35	4	
Total réseau non interconnecté			116	130	138	150	157	168
Total Sénégal			2 560	2 918	3 037	3 227	3 437	3 645

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)

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

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Energie non Fournie (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Manque production	91,0	73,2	153,3	225,9	1,7	12,8	16,3	3,6	0,1
Incidents	10,4	13,2	19,9	28,6	24,0	21,5	22,2	29,8	24,3
Manœuvres et travaux	2,6	2,4	3,9	12,1	6,4	6,7	6,4	4,1	5,8
Total	104,0	88,8	177,1	266,6	32	41,0	44,9	37,5	30,2

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

END - Interruptions de service dans les réseaux (MWh)

Nature	2014		2015		2016	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
Incidents	15 416	20,5	18 193	25,8	nd	23,5
Manque production	5 773	11,9	1 322	1,7	nd	0,0
Effacement clients HTB	240	4,4	216	1,9	nd	0,1
Manœuvre/travaux	6 393	6,4	3 503	4,1	nd	5,8
Surcharge/Faible U	397	1,8	2 407	4	nd	0,8
TOTAL interruptions	28 219	44,9	25 641	37,3	nd	30,2

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

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

	2012	2013	2014	2015	2016
ventes totales	2 313	2 406	2 563	2 727	2 889
zone urbaine	1 998	2 069	2 199	2 323	2 483
zone rurale	315	338	364	404	406

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Consommation par niveau de tension en GWh

	2012	2013	2014	2015	2016
Energie vendue	2 313	2 406	2 563	2 727	2 889
Basse Tension	1 456	1 540	1 627	1 723	1 869
Moyenne Tension	687	706	761	817	843
Haute Tension	171	160	176	187	177

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Annexe 3 : Synthèse des questions soulevées lors de la 1^{ère} consultation publique

Thèmes	Questions/Commentaires	Réponses
Formule de contrôle des revenus de Senelec Méthodologie de révision	<u>EXHAUSTIVITÉ DES DONNÉES DU BILAN D'EXPLOITATION DE SENELEC</u> LES CONSOMMATEURS CONSIDÈRENT QUE LA PÉRIODE DE 3 ANS DE VALIDITÉ DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC NE PERMET PAS DE DISPOSER, AU MOMENT DE LA RÉVISION, DE DONNÉES EXHAUSTIVES SUR LES RÉALISATIONS DE LA PÉRIODE SOUS REVUE.	Initialement, la période de validité des conditions tarifaires était de 5 ans et les procédures de révision ont été fixées par le décret n°98-335. En 2011, Senelec et l'Etat ont convenu de réduire la durée de validité des conditions tarifaires à 3 ans. En effet, durant la période de 5 ans, des difficultés majeures ont été notées sur la disponibilité des données relatives aux prévisions de Senelec. Ainsi, la période de 3 ans retenue a pu apporter des améliorations à la situation. Toutefois, il subsiste la problématique du bilan compte tenu du fait que les informations ne sont disponibles que pour les deux premières années.
	<u>FIABILITÉ DES INFORMATIONS FOURNIES PAR SENELEC</u> SENELEC DISPOSE-T-ELLE D'UN OUTIL D'AUDIT INTERNE QUI PERMET DE CONTRÔLER LES CHIFFRES AVANCÉS ?	SENELEC DÉCLARE DISPOSER D'UN AUDIT INTERNE QUI VEILLE À LA FIABILITÉ DES INFORMATIONS GÉNÉRÉES PAR LES SYSTÈMES D'INFORMATIONS. CES SYSTÈMES SONT RÉPARTIS PAR ACTIVITÉ (PRODUCTION, TRANSPORT, COMMERCIAL...). CES INFORMATIONS PERMETTENT DE SUIVRE LE CONTRAT DE PERFORMANCE ENTRE L'ÉTAT ET SENELEC. EN OUTRE, SELON SENELEC, UN DATA CENTER SERA MIS EN PLACE PROCHAINEMENT POUR AMÉLIORER L'ANALYSE DE SES RÉALISATIONS, EN MATIÈRE DE RESPECT DES NORMES ET OBLIGATIONS.
Tarifification	<u>PÉNALITÉ EN CAS DE SUBSTITUTION DU COMBUSTIBLE PAR UN AUTRE OUI/COÛTE PLUS CHER</u> SENELEC EST-ELLE PÉNALISÉE LORSQU'ELLE SUBSTITUE LES COMBUSTIBLES PRÉVUS DANS SES PROJECTIONS DE CHARGES D'EXPLOITATION À D'AUTRES QUI COÛTENT PLUS CHERS ?	Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, seul l'impact de l'inflation est répercuté sur les revenus de Senelec, donc sur les tarifs. Les charges additionnelles liées à l'utilisation d'un combustible plus cher sont supportées par l'entreprise.
	<u>Taux de disponibilité et de rendement</u> SENELEC EST-ELLE PÉNALISÉE LORSQUE SES PERFORMANCES EN TERMES DE DISPONIBILITÉ DES CENTRALES ET DE RENDEMENT SONT INFÉRIEURES À CELLES PRÉVUES ?	SENELEC SUPPORTE LES CHARGES ADDITIONNELLES LIÉES AUX CONTRE-PERFORMANCES EN TERMES DE DISPONIBILITÉ ET DE RENDEMENT.

Thèmes	Questions/Commentaires	Réponses
Formule de contrôle des revenus de Senelec	<u>BAISSE DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ</u> QUEL EST L'IMPACT DE LA BAISSE DU PRIX DU BARIL DE PÉTROLE SUR LE TARIF DE L'ÉLECTRICITÉ ?	Si les prix des combustibles baissent, cela influe sur le RMA de Senelec et par conséquent peut entraîner, dans la limite des taux d'ajustement, une baisse des tarifs.
Méthodologie de révision	<u>TARIFICATION DU PRÉPAIEMENT</u> POURQUOI LA FACTURATION PAR TRANCHE N'EST PAS APPLIQUÉE AU NIVEAU DU PRÉPAIEMENT ?	LA FACTURATION DU PRÉPAIEMENT SE FAIT EN TENANT COMPTE DES TRANCHES DE CONSOMMATIONS, DEPUIS LE 1 ^{ER} AOÛT 2015.
Tarifification	<u>QUALITÉ DU SERVICE</u> Les associations de consommateurs ont dénoncé la qualité de service, notamment pour ce qui concerne : <ul style="list-style-type: none"> - les délais de traitement des réclamations qui sont longs; - les retards dans le dépôt des factures des clients; - les délais de rétablissement en cas de coupure du courant qui doivent être améliorés ; - les dommages causés par les coupures. 	De manière générale, Senelec ne respecte pas toutes ces normes et obligations fixées par Le Ministre chargé de l'Energie. Elle doit se conformer à ces normes et obligations, en vue d'atteindre les objectifs qui lui sont fixés. Toutefois, des améliorations ont été notées dans la prise en charge des sinistres.
	<u>SUCCESSION DE DEUX LOCATAIRES</u> Senelec exige du nouveau locataire de solder les impayés laissés par l'ancien locataire, avant d'être alimenté en électricité.	Senelec doit utiliser des moyens de droit pour recouvrer ses créances auprès des anciens locataires et laisser ainsi, au nouveau locataire la possibilité de souscrire un abonnement.
	<u>INFORMATIONS SUR COMPTEUR PRÉPAIEMENT</u> Les associations de consommateurs demandent à Senelec d'avoir la liberté de choisir entre le compteur post paiement et celui de prépaiement.	La question relative au compteur prépaiement est en cours de traitement dans le projet de Règlement du service de Senelec.
	<u>COMMUNICATION</u> Les associations de consommateurs recommandent à Senelec d'organiser des rencontres périodiques avec leurs organisations.	Senelec a pris bonne note de cette recommandation

Thèmes	Questions/Commentaires	Réponses
Formule de contrôle des revenus de Senelec	FACTURATION LES CONSOMMATEURS CONSIDÈRENT QUE SENELEC DOIT VÉRIFIER, AVANT DE PROCÉDER À LA COUPURE, QUE LES FACTURES SONT EFFECTIVEMENT REMISES AUX CLIENTS DANS LES DÉLAIS.	SENELEC DÉCLARE AVOIR PRIS DES MESURES EN SIGNANT DES CONTRATS DE SOUS-TRAITEMENT POUR UNE MEILLEURE DILIGENCE DANS LA DÉLIVRANCE DES FACTURES. DES POINTS FOCaux VONT ÊTRE DÉSIGNÉS DANS LES QUARTIERS AFIN DE S'ASSURER DE LA RÉCEPTION DES FACTURES PAR LES CLIENTS À BONNE DATE.
	PAIEMENT DES INCITATIONS CONTRACTUELLES QUELLES SONT LES MODALITÉS DE PAIEMENT DES INCITATIONS CONTRACTUELLES PAR SENELEC ?	A L'EXCEPTION DE L'INCITATION CONTRACTUELLE RELATIVE À LA NORME SUR L'ÉNERGIE NON FOURNIE QUI EST DIRECTEMENT PRÉLEVÉE SUR LES REVENUS DE SENELEC, TOUTES LES AUTRES INCITATIONS DOIVENT ÊTRE PAYÉES DIRECTEMENT AU CLIENT AFFECTÉ PAR LE MANQUEMENT À LA NORME.
Méthodologie de révision	NORME SUR LE PRÉPAIEMENT A la place de la norme fixant la distance d'un point de vente par rapport à un abonné, une association de consommateur propose de disposer les cartes dans des lieux précis	LE MINISTRE CHARGÉ DE L'ÉNERGIE, DANS LE CADRE DES NOUVELLES NORMES A FIXÉ CELLE SUR LA DISPONIBILITÉ DES MOYENS D'ACHAT DE CRÉDITS PRÉPAIEMENTS. AINSI, LES CARTES PRÉPAIEMENT SONT MISES À LA DISPOSITION DES CLIENTS TOUTS LES JOURS DE LA SEMAINE ET LES JOURS FÉRIÉS.
	NORME SUR LA QUALITÉ DU COURANT En plus de la norme sur la qualité du service les consommateurs recommandent l'introduction de norme sur la qualité du courant avec des incitations contractuelles	Senelec est tenu de livrer l'électricité dans des conditions bien définies. Lorsqu'un abonné l'informe qu'il croit recevoir de l'électricité en dehors des variations autorisées, Senelec a l'obligation de respecter les délais requis. En cas de non-respect de ces délais, des incitations contractuelles sont appliquées à Senelec. (cf. annexe 2 : Normes et obligations pour la période 2017-2019).
Tarifification	COMMUNICATION Les associations de consommateurs recommandent à la Commission de communiquer davantage.	La Commission a pris bonne note.
	FACTURATION Les consommateurs considèrent que Senelec doit vérifier, avant de procéder à la coupure, que les factures sont effectivement remises aux clients dans les délais.	Senelec déclare avoir pris des mesures en signant des contrats de sous-traitance pour une meilleure diligence dans la délivrance des factures. Des points focaux vont être désignés dans les quartiers afin de s'assurer de la réception des factures par les clients à bonne date.

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Annexe 4 : Etats Financiers

BILAN SYSTEME NORMAL PAGE 1/4

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
	ACTIF IMMOBILISE (1)				
AA	Charges immobilisées				
AB	Frais d'établissement et charges à répartir	0		0	0
AC	Primes de remboursement des obligations	0		0	0
AD	Immobilisations incorporelles				
AE	Frais de recherche et de dvlpmt	0	0	0	0
AF	Brevets, licences, logiciels	129 752 751	101 200 316	28 552 435	32 808 162
AG	Fonds commercial	0	0	0	0
AH	Autres immobilisations incorporelles	0	0	0	0
AI	Immobilisations corporelles				
AJ	Terrains	0	0	0	0
AK	Bâtiments	5 420 233	3 545 740	1 874 493	2 145 505
AL	Installations et agencements	39 594 456	35 582 287	4 012 169	4 689 961
AM	Matériel	306 047 612	251 012 379	55 035 233	59 506 069
AN	Matériel de transport	328 362 782	255 718 051	72 644 731	87 699 509
AP	Avances et acomptes versés sur immobilisations	0	0	0	0
AQ	Immobilisations Financières				
AR	Titres de participation	0	0	0	0
AS	Autres immobilisations financières	75 585 985	0	75 585 985	83 040 449
AW	(1) dont H.A.O :				
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE (I)	884 763 819	647 058 773	237 705 046	269 889 655

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

BILAN SYSTEME NORMAL PAGE 2/4

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N		Exercice N-1	
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
AZ	Report total actif immobilisé	884 763 819	647 058 773	237 705 046	269 889 655
	ACTIF CIRCULANT				
BA	Actif circulant H.A.O.	0	0	0	0
BB	Stocks				
BC	Marchandises	0	0	0	0
BD	Matières premières et autres approvisionnements	0	0	0	0
BE	En-cours	0	0	0	0
BF	Produits fabriqués	0	0	0	0
BG	Créances et emplois assimilés				
BH	Fournisseurs, avances versées	9 713 817	0	9 713 817	528 720
BI	Clients	0	0	0	0
BJ	Autres créances	66 511 882	28 946 400	37 565 482	30 872 973
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)	76 225 699	28 946 400	47 279 299	31 401 693
	TRESORERIE-ACTIF				
BQ	Titres de placement	0	0	0	0
BR	Valeurs à encaisser	0	0	0	0
BS	Banques, chèques postaux, caisse	779 413 701	0	779 413 701	663 364 926
BT	TOTAL TRESORERIE-ACTIF (III)	779 413 701	0	779 413 701	663 364 926
BU	Ecarts de conversion-Actif (IV) (perte probable de change)	0		0	0
AZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV)	1 740 403 219	676 005 173	1 064 398 046	964 656 274

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

BILAN SYSTEME NORMAL PAGE 3/4

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf.	PASSIF	Exercice	Exercice
	(avant répartition)	N	N - 1
	CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		
CA	Capital	88 001 956	88 001 956
CB	Actionnaires capital non appelé -	0	0
CC	Primes et Réserves		
CD	Primes d'apport, d'émission, de fusion	0	0
CE	Ecart de réévaluation	0	0
CF	Réserves indisponibles	0	0
CG	Réserves libres	0	0
CH	Report à nouveau + ou -	685 176 815	701 430 960
CI	Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)	-65 934 147	-16 254 145
CK	Autres capitaux propres		
CL	Subventions d'investissement	0	0
CM	Provisions réglementées et fonds assimilés	0	0
CP	TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)	707 244 624	773 178 771
	DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1)		
DA	Emprunts	0	0
DB	Dettes de crédit- bail et contrats assimilés	0	0
DC	Dettes financières diverses	0	0
DD	Provisions financières pour risques et charges	243 208 960	42 061 929
DE	(1) dont H.A.O :		
DF	TOTAL DETTES FINANCIERES (II)	243 208 960	42 061 929
DG	TOTAL RESSOURCES STABLES (I+II)	950 453 584	815 240 700

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

BILAN SYSTEME NORMALPAGE 4/4

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf.	PASSIF	Exercice	Exercice
	(avant répartition)	N	N - 1
DG	Report total ressources stables	950 453 584	815 240 700
	PASSIF CIRCULANT		
DH	Dettes circulantes et ressources assimilées H.A.O.	0	0
DI	Clients, avances reçus	0	0
DJ	Fournisseurs d'exploitation	25 624 130	35 966 523
DK	Dettes fiscales	9 778 209	58 433 933
DL	Dettes Sociales	73 772 123	49 290 118
DM	Autres dettes	4 770 000	5 725 000
DN	Risques porvisionnés	0	0
DP	TOTAL PASSIF CIRCULANT (III)	113 944 462	149 415 574
	TRESORERIE-PASSIF		
DQ	Banques et crédits d'escompte	0	0
DR	Banques, crédits de trésorerie	0	0
DS	Banques, découverts	0	0
DT	TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)	0	0
DV	Ecart de conversion-Passif (V) (Gain probable de change)	0	0
DZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV+V)	1 064 398 046	964 656 274

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

Compte de Résultat

COMPTE DE RESULTAT SYSTEME NORMAL PAGE 1/4

COMPTE DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (1re partie)		Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION			
RA	Achats de marchandises		0	
RB	- Variation de stocks	(- ou +)	0	
	<i>(Marge brute sur marchandises voir TB)</i>			
RC	Achat de matières premières et fournitures liées		0	
RD	- Variation de stocks	(- ou +)	0	
	<i>(Marge brute sur matières voir TG)</i>			
RE	Autres achats		98 099 258	105 337 174
RH	- Variation de stocks	(- ou +)	0	
RI	Transports		68 552 258	88 419 256
RJ	Services Extérieurs		296 671 225	327 613 323
RK	Impôts et taxes		5 204 242	27 342 410
RL	Autres charges		18 426 146	37 482 034
	<i>(Valeur ajoutée voir TN)</i>			
RP	Charges de personnel		929 411 197	864 299 156
	dont personnel extérieur			
	/			
RQ	<i>(Excédent brut d'exploitation voir TQ)</i>			
RS	Dotations aux amortissements et aux provisions		272 863 477	128 142 215
RW	TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		1 689 227 803	1 578 635 568
	<i>(Résultat d'exploitation voir TX)</i>			

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

COMPTE DE RESULTAT SYSTEME NORMAL - PAGE 3/4

COMPTE DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
RW	Report Total des charges d'exploitation	1 689 227 803	1 578 635 568
	ACTIVITE FINANCIERE		
SA	Frais financiers	0	
SC	Pertes de change	0	
SD	Dotations aux amortissements et aux provisions	0	
SF	TOTAL DES CHARGES FINANCIERES	0	0
	(Résultat Financier voir UG)		
SH	TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	1 689 227 803	1 578 635 568
	(Résultat des activités ordinaires voir UI)		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)		
SK	Valeurs comptables cessions d'immobilisations	4 867	
SL	Charges H.A.O.	0	
SM	Dotations H.A.O.	0	
SO	TOTAL DES CHARGES H.A.O.	4 867	0
	(Résultat H.A.O. voir UP)		
SQ	Participation des travailleurs	0	
SR	Impôts sur le résultat	0	
SS	TOTAL PARTICIPATION ET IMPOTS	0	0
ST	TOTAL GENERAL DES CHARGES	1 689 232 670	1 578 635 568
	(Résultat net voir UZ)		

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires

COMPTE DE RESULTAT SYSTEME NORMAL - PAGE 4/4

COMPTE DE RESULTAT

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

Sigle usuel :

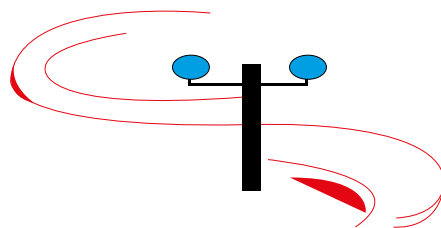
Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2015

Durée (en mois) : 12

Réf	PRODUITS (2e partie)		Exercice N	Exercice N-1
TW	Report Total des produits d'exploitation		1 623 130 023	1 562 381 422
	ACTIVITE FINANCIERE			
UA	Revenus financiers		0	
UC	Gains de change		0	
UD	Reprises de provisions		0	
UE	Transferts de charges		0	
UF	TOTAL DES PRODUITS FINANCIERES		0	0
UG	Résultat Financier (+ ou -)	0 0		
UH	TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES		1 623 130 023	1 562 381 422
UI	Résultat des activités ordinaires (+ ou -)	-66 097 780 -16 254 146		
UJ	(1) dont impôt correspondant/		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)			
UK	Produits des cessions d'immobilisations		168 500	
UL	Produits H.A.O.		0	
UM	Reprises H.A.O.		0	
UN	Transferts de charges		0	
UO	TOTAL DES PRODUITS H.A.O.		168 500	0
UP	Résultat H.A.O. (+ ou -)	163 633 0		
UT	TOTAL GENERAL DES PRODUITS		1 623 298 523	1 562 381 422
UZ	Résultat net : Bénéfice (+) ; Perte (-)			
		-65 934 147 -16 254 146		

Estimations reçues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires



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

CRSE

Ex Camp Lat Dior - Bp : 11701 Dakar - (Tél. : (221) 33 849 04 59 - Fax : (221) 33 849 04 64
E-mail : crse@crse.sn - Site web : www.crse.sn