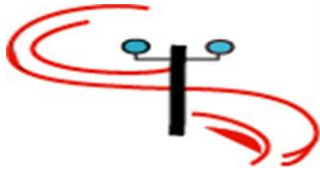




République du Sénégal



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

Révision des conditions tarifaires de Senelec 2020-2022

Première consultation publique

Document de consultation

Mai 2019

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	6
L'APPLICATION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE LA PERIODE 2017-2019	8
1. CONDITIONS TARIFAIRES DE LA PERIODE 2017-2019	8
1.1. FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS	8
1.2. INDEXATION DES REVENUS ET AJUSTEMENT DES TARIFS	10
1.3. COMPENSATION DE REVENUS	11
1.4. DUREE DE VALIDITE DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS	11
2. DETERMINATION DU REVENU MAXIMUM AUTORISE	12
2.1. REVENU MAXIMUM AUTORISE EN 2017	12
2.2. REVENU MAXIMUM AUTORISE EN 2018	14
2.3. REVENU MAXIMUM AUTORISE EN 2019	16
3. COUVERTURE DES REVENUS DE LA PERIODE 2017-2019	18
SYNTHESE DU BILAN DES ACTIVITES DE SENELEC	20
1. SITUATION DE LA PRODUCTION	20
1.1. L'EVOLUTION DE LA CAPACITE	20
1.2. LA DISPONIBILITE ET L'UTILISATION	23
1.3. L'EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE	24
2. SITUATION DU TRANSPORT	25
3. SITUATION DE LA DISTRIBUTION	26
4. SITUATION DES VENTES	27
4.1. L'EVOLUTION DES VENTES	27
4.2. L'EVOLUTION DU RENDEMENT	28
4.3. L'EVOLUTION DE LA CLIENTELE	28
4.4. L'EVOLUTION DES REVENUS ISSUS DES VENTES	30
5. SITUATION DE LA QUALITE DU SERVICE	31
6. SITUATION DES INVESTISSEMENTS	32
7. LES COUTS REGULES DE SENELEC	33
7.1. LES CHARGES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE	34
7.2. LES DEPENSES EN CAPITAL	38
7.3. LES IMPOTS ET TAXES	38
8. SITUATION FINANCIERE	38
8.1. LES PRODUITS D'EXPLOITATION	38
8.2. LES CHARGES D'EXPLOITATION	39
8.3. LES PERFORMANCES DE SENELEC SUR LA PERIODE 2017-2019	40
APPRECIATION DE L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS	42
1. APPRECIATION DE SENELEC	42
1.1. LA DUREE D'AMORTISSEMENT DES ACTIFS	42
1.2. LA REMUNERATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	42
1.3. LE FACTEUR D'ECONOMIE D'ECHELLE	43
2. OBSERVATIONS DE LA COMMISSION	43

2.1.	LES INVESTISSEMENTS REMUNERES ET NON REALISES DE SENELEC	43
2.2.	RETARD DE PAIEMENT DE LA COMPENSATION DE REVENUS	44
2.3.	DUREE DE VALIDITE DES CONDITIONS TARIFAIRES.....	45
SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2017 -2019		46
1.	SUIVI DES NORMES.....	46
1.1.	NORMES D'APPROBATION	47
1.2.	NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENF)	47
1.3.	NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE.....	47
1.4.	NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION SANS MODIFICATION DE RESEAU.....	49
2.	SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION.....	51
2.1.	ZONES URBAINES.....	51
2.2.	ZONES RURALES	52
METHODOLOGIE DE DETERMINATION DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES.....		53
1.	DETERMINATION DU PROFIL DES REVENUS AUTORISES ET DES TARIFS PLAFONDS DE REFERENCE	54
2.	PARAMETRAGE DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS.....	56
NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS POUR LA PERIODE 2020 -2022		60
1.	OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION	60
1.1.	ZONES URBAINES.....	60
1.2.	ZONES RURALES	61
2.	NORMES ET INCITATIONS CONTRACTUELLES.....	61
2.1.	NORMES RELATIVES AUX CLIENTS FINAUX	61
2.2.	NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE.....	65
ANNEXES		69

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Planning du processus de la révision des conditions tarifaires de Senelec.....	70
ANNEXE 2 : Bilan des activités de Senelec pour la période 2017-2019	73

LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : RMA de référence en RMA final en 2017	14
Figure 2 : RMA de référence et RMA final en 2018	16
Figure 3 : RMA de référence et RMA final estimé en 2019.....	18
Figure 4 : Modalités de couverture des revenus autorisés sur la période 2017-2019 en millions de FCFA	19
Figure 5 : Evolution de la structure du parc de production selon la technologie.....	22
Figure 6 : Evolution de la structure du parc selon la nature du producteur	22
Figure 7 : Taux de disponibilité globale du parc et taux de disponibilité du parc de Senelec.....	23
Figure 8 : Revenus de Senelec issus des ventes sur la période 2017-2019	30
Figure 9 : Evolution de l'Energie Non Fournie (gwh)	31
Figure 10 : Evolution des coûts de production unitaires sur la période 2017-2019 (FCFA/kwh).....	34

Figure 11 : Projection et réalisation des coûts de production unitaires sur la période 2017-2019 (FCFA/kwh vendu).....	35
Figure 12 : Projections et réalisations des charges opérationnelles sur la période 2017-2019 (FCFA/kwh vendu).....	37
Figure 13 : Composition des charges opérationnelles sur la période	37
Figure 14 : Projections et réalisations des dépenses en capital sur la période 2017-2019.....	38
Figure 15 : Répartition des produits d'exploitation	39

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Facteurs de pondération	9
Tableau 2 : Prix des combustibles et les indices d'inflation en 2017	12
Tableau 3 : Ventes d'énergie et recettes en 2017.....	13
Tableau 4 : Détails du Revenu Maximum autorisé de 2017 avant et après indexation	14
Tableau 5 : Prix des combustibles et les indices d'inflation en 2018	15
Tableau 6 : Détails du Revenu Maximum Autorisé de 2018 avant et après indexation.....	16
Tableau 7 : Prix des combustibles et les indices d'inflation estimés en 2019.....	17
Tableau 8 : Détails du Revenu Maximum Autorisé de 2019 avant et après indexation.....	18
Tableau 9 : Synthèse de l'évolution des puissances installées et assignées	21
Tableau 10 : Synthèse de l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation.....	24
Tableau 11 : Evolution de l'Energie nette livrée et des achats d'énergie	25
Tableau 12 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production nette et des achats d'énergie	25
Tableau 13 : Evolution des ventes d'énergie par niveau de tension.....	27
Tableau 14 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes	27
Tableau 15 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement	28
Tableau 16 : Impact du retard sur le rendement	28
Tableau 17 : La clientèle par niveau de tension.....	29
Tableau 18 : Répartition de la clientèle BT	29
Tableau 19 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle	30
Tableau 20 : Répartition des interruptions par nature	32
Tableau 21 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI	32
Tableau 22 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements rémunérés.....	33
Tableau 23 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements non rémunérés.....	33
Tableau 24 : Analyse comparative de l'évolution de charges de combustible avec les données de référence.....	36
Tableau 25 : Evolution des produits d'exploitation	39
Tableau 26 : Evolution des charges d'exploitation	40
Tableau 27 : Ratio charges d'exploitation / Produits d'exploitation.....	40
Tableau 28 : Soldes de gestion	41
Tableau 29 : Evolution des ratios de performance de Senelec.....	41
Tableau 30 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité	47
Tableau 31 : Suivi des normes de facturation établie	48
Tableau 32 : Suivi des normes sur les réclamations concernant les factures	48
Tableau 33 : Visites réalisées avant branchement	49
Tableau 34 : Demandes de branchement traitées	49
Tableau 35 : Tableau récapitulatif du suivi des normes pour la période triennale 2017 -2019	50
Tableau 36 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain	51
Tableau 37 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural	52
Tableau 38 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu urbain	60
Tableau 39 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural.....	61
Tableau 40 : Normes d'approbation des demandes des clients finaux	61
Tableau 41 : Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie) pour les clients finaux.....	62

Tableau 42 : Normes sur le nombre de coupure pour les clients finaux.....	62
Tableau 43 : Normes liées aux relations avec la clientèle	62
Tableau 44 : Normes de vérification des compteurs des clients finaux	62
Tableau 45 : Normes sur la disponibilité du service prépaiement.....	63
Tableau 46 : Normes relatives au changement de tarifs.....	63
Tableau 47 : Norme sur la transmission par voie électronique de la facture	63
Tableau 48 : Normes de qualité du courant délivré aux clients finaux.....	63
Tableau 49 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension sans modification du Réseau existant	64
Tableau 50 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension avec modification du Réseau existant	64
Tableau 51 : Normes d’approbation des plans des CER	65
Tableau 52 : Normes de qualité du courant délivré au CER.....	66
Tableau 53 : Normes de sécurité et de disponibilité du courant délivré au CER.....	67
Tableau 54 : Normes de facturation de la consommation des CER	67
Tableau 55 : Normes de préavis d’interruption programmée du service au CER.....	68
Tableau 56 : Normes de vérification des compteurs des CER	68

INTRODUCTION

La révision des conditions tarifaires des opérateurs titulaires de Licence ou de Concession est instituée par la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, alinéa 3, qui prévoit que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur seront définies dans le cahier de charges du titulaire de licence ou de concession.

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de Senelec, en son article 36 modifié, et le Cahier des Charges annexé, en son article 10, ont défini la Formule de contrôle des revenus et fixé la durée de validité de ladite Formule à trois (3) ans. À l'issue de cette période, cette Formule doit être révisée par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), après consultation des parties prenantes, notamment Senelec.

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

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 régit la procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires. Celle-ci démarre douze (12) mois au moins avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur. Ainsi, la Commission a lancé le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec le 05 décembre 2018 par la publication du chronogramme devant conduire à la formulation de nouvelles conditions tarifaires.

Le Ministre de l'Energie a transmis par lettre n° 0447/MPE/SG/DEL/INe/OS du 11 avril 2019 les normes et obligations d'électrification de Senelec pour la période 2020-2022, ainsi que les incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

Dans le cadre du processus, Senelec a soumis à la Commission par lettre n°01037 du 24 avril 2019 la version finale de son bilan sur la période 2017-2019 ainsi que son appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus actuellement en vigueur.

Le présent rapport, qui constitue le document de base pour la première consultation publique, présente le bilan de l'application des conditions tarifaires de la période 2017-2019, la synthèse du bilan de l'activité de Senelec, l'appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus par les acteurs et le suivi des normes et obligations pour la période 2017-2019.

Il expose également, les nouvelles normes et obligations fixées à Senelec par le Ministre chargé de l'Energie pour la période 2020-2022 et présente la méthodologie de détermination des nouvelles conditions tarifaires.

L'objet de la présente consultation publique est de recueillir les avis des parties prenantes et du public sur les éléments ci-dessus énoncés. La consultation a lieu du 27 mai au 26 juin 2019.

Ainsi, la Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 26 juin 2019 à 17 heures, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

- par courrier adressé au Président de la Commission et déposé à la CRSE, 112 avenue André Peytavin Ex camp Lat Dior- BP 11 701 Dakar ;
- par courrier électronique à l'adresse consultation@crse.sn ;
- en demandant à être entendues par la Commission, la requête devant être déposée au plus tard le 19 juin 2019.

L'APPLICATION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE LA PERIODE 2017-2019

Ce chapitre présente les conditions tarifaires de la période 2017-2019, les résultats de leurs applications.

1. Conditions tarifaires de la période 2017-2019

Les conditions tarifaires de la période 2017-2019 fixées par la Décision n° 2017-08 de 29 décembre 2018 comprennent :

- une Formule de contrôle des revenus ;
- les modalités d'indexation des revenus et d'ajustement des tarifs ;
- les conditions de détermination de la compensation de revenus, le cas échéant ;
- la durée de validité de la Formule de contrôle des revenus

En définissant ces conditions tarifaires, la Commission a fixé le revenu requis de référence de Senelec pour chaque année de la période 2017 -2019 comme suit :

- 2017 : 365,775 milliards en FCFA de 2016, pour des ventes de 3 105,78 GWh.
- 2018 : 405,740 milliards en FCFA de 2016, pour des ventes de 3 382,08 GWh.
- 2019 : 441,705 milliards en FCFA de 2016, pour des ventes de 3 717,42 GWh.

Ces revenus ont été indexés avec une Formule de contrôle des revenus pour tenir compte des effets de l'inflation constatée et de l'évolution de la demande par rapport aux ventes de référence.

Le mécanisme d'indexation trimestriel en vigueur prévoit que les tarifs peuvent être ajustés dans certaines conditions.

1.1. Formule de contrôle des revenus

Le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec pour une année t , hors toutes taxes, au titre de la vente au détail d'énergie électrique, est déterminé selon la Formule de contrôle des revenus suivante :

$$RMA_t = (1 - \theta)A_t + \theta B_t + RTS_t + RC_t + FP_t + K_t - P_{t-1}$$

Le RMA_t comprend trois parties :

- la partie régulée égale à $(1-\theta)A_t + \theta B_t$;
- une partie redevances égale à $RTS_t + RC_t + FP_t$;
- une partie pénalités et corrections égale à $K_t - P_{t-1}$.

La présentation complète de la Formule est donnée en Annexe 4.

Partie régulée

Cette partie comprend un élément fixe (A_t) et un élément variable (B_t) qui évolue en fonction des ventes d'électricité par niveau de tension. Ces deux éléments sont indexés chaque année en fonction d'un indice composite d'inflation (CI_t) permettant de prendre en considération dans le RMA les charges supplémentaires résultant de l'évolution des prix et de la demande.

L'indice composite d'inflation (CI_t) est défini comme une moyenne pondérée de l'évolution de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal (IHPC), de l'évolution de l'indice des prix à la consommation en France (IPC) et de l'évolution des prix des combustibles (fuel oil 380 HTS (IFO a_t), fuel oil 380 BTS (IFO b_t), gasoil (IGO t) et charbon (ICH t)) tenant compte de la proportion de charges non indexées.

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma * \left(a * \frac{IFOa_t}{IFOa_0} + b * \frac{IFOb_t}{IFOb_0} + c * \frac{IGO_t}{IGO_0} + d * \frac{ICH_t}{ICH_0} \right) + \Delta$$

Le tableau ci-dessous présente les facteurs de pondération des composants de l'indice.

Tableau 1 : Facteurs de pondération

Facteurs de pondération		2017	2018	2019
Inflation locale	α	0,26	0,28	0,29
Inflation étrangère	β	0,17	0,14	0,13
Inflation combustibles	γ	0,36	0,30	0,24
Charges non indexées	Δ	0,21	0,29	0,34
Fuel lourd 380 HTS	a	0,64	0,60	0,66
Fuel lourd 380 BTS	b	0,31	0,29	0,21
Gasoil	c	0,06	0,05	0,00
Charbon	d	0,00	0,05	0,12

Les Redevances

Elles sont constituées de :

- la Redevance RTS dépendant de la quantité de fuel consommée (**RTS_t**) ;
- la Redevance CRSE due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (**RR_t**) ;
- la Dotation du Fonds de Préférence de l'électricité (**FP_t**).

Ces redevances sont intégrées dans la Formule, telles qu'elles sont supportées par Senelec (éléments de « pass-through ») conformément à la réglementation en vigueur.

Les Pénalités et Corrections de revenus

Elles concernent :

- l'incitation contractuelle (P_{t-1}) exigible à Senelec pour manquement aux normes de qualité et de disponibilité (Energie Non Fournie) durant l'année précédente;
- un facteur de correction (K_t) correspondant à la différence entre les revenus perçus par Senelec au titre de la vente au détail d'énergie électrique aux usagers et/ou du Gouvernement pour une compensation de revenus (R_{t-1}) et le revenu maximum autorisé (MR_{t-1}), durant l'année t-1.

1.2. Indexation des revenus et ajustement des tarifs

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 ($IHPC_t$, IPC_t), des prix des combustibles ($IFOa_t$, $IFOb_t$, IGO_t , ICH_t) et du taux de change du FCFA par rapport à l'Euro (TC_t), constatés durant les douze (12) mois de l'année. Le RMA est estimé aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre (dates d'indexation des tarifs) en considérant les moyennes arithmétiques des indices d'inflation, des prix des combustibles et du taux de change, sur les trois (3) mois précédant la date d'indexation.

Lors des indexations, Senelec peut demander un ajustement des tarifs dans les conditions suivantes :

- aux conditions économiques du 1^{er} janvier quel que soit le taux d'ajustement ;
- aux conditions économiques du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre si le taux d'ajustement maximum obtenu est supérieur à 5% ou inférieur à -5%.

Le taux d'ajustement maximum des tarifs à une date d'indexation donnée est déterminé en rapportant le Revenu Maximum Autorisé de l'année aux revenus à percevoir par Senelec durant l'année si les tarifs en vigueur sont maintenus.

1.3. Compensation de revenus

L'article 36 du Contrat de Concession de Senelec prévoit que la Commission peut, à titre exceptionnel, s'opposer à une augmentation des tarifs en cas d'ajustement brusque et important, à la condition de déterminer avec le Ministre chargé de l'Énergie, après consultation de Senelec, toute forme de compensation appropriée.

Lorsque Senelec demande un ajustement de ses tarifs dans les conditions définies ci-dessus et que la Commission s'y oppose en application des stipulations de l'article 36 modifié du Contrat de Concession de Senelec, le montant de la compensation, hors toutes taxes, due par l'État à Senelec, est déterminé selon la formule ci-après :

$$CD_i = \frac{n*(RPD - RPA)}{4} - CP_i$$

avec :

i : Date d'indexation considérée ;

n : référence de la date d'indexation, égale à un (1) au 1^{er} janvier, à deux (2) au 1^{er} avril, à trois (3) au 1^{er} juillet et à quatre (4) au 1^{er} octobre ;

CD_i : Compensation, hors toutes taxes, due au titre du trimestre commençant à la date d'indexation *i* ;

RPD : Revenu annuel, hors toutes taxes, à percevoir si les tarifs demandés par Senelec, dans la limite des tarifs maximums, étaient appliqués ;

RPA : Revenu annuel, hors toutes taxes, à percevoir en appliquant les tarifs autorisés par la Commission suite à la demande d'ajustement de Senelec ;

CP_i : Compensation, hors toutes taxes, déjà perçue par Senelec au titre de la compensation de l'année en cours, à la date d'indexation *i*.

1.4. Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus

La Formule de contrôle de revenus est fixée pour la période 2017-2019.

Toutefois, elle peut être révisée exceptionnellement avant la fin de cette période à l'initiative de Senelec ou de la Commission, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule ou suite à des accords conclus par le Gouvernement en matière d'achat d'énergie et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

2. Détermination du Revenu Maximum Autorisé

Durant la période 2017-2019, la Commission a procédé périodiquement à l'estimation du Revenu Maximum Autorisé (RMA). Les montants définitifs sont et déterminés leurs montants définitifs pour les années 2017 et 2018 sur la base du niveau de l'indice composite d'inflation et de la demande satisfaite.

En 2019, la Commission a déterminé le RMA aux conditions économiques du 1^{er} janvier. Pour les besoins de cette consultation le RMA final est estimé en considérant les hypothèses du budget 2019 de Senelec.

2.1. Revenu Maximum Autorisé en 2017

2.1.1. L'indice composite d'inflation

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) en 2017 a été déterminé en considérant les moyennes des prix des combustibles et des indices de prix de la période comprise entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2017.

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) constaté à la fin de l'année 2017 est de 1,1273, soit une augmentation de 12,73% par rapport à la référence de 2016.

Cette hausse du niveau de l'indice composite est expliquée par l'augmentation des prix des produits pétroliers. En effet, au cours de l'année 2017, les prix moyens du fuel lourd (HTS et BTS) ont progressé de 35% par rapport au prix moyen de l'année 2016. Au même moment, le prix du gasoil a évolué de 21%.

Sur la même période l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation du Sénégal (IHPC) a augmenté de 1,33% tandis que l'Indice des Prix à la Consommation de la France qui fait office de référence pour l'inflation étrangère a progressé de 1%.

Le tableau ci-dessous présente les prix des combustibles et les niveaux des indices de prix constatés aux différentes dates d'indexation et à la fin de l'année 2017.

Tableau 2 : Prix des combustibles et les indices d'inflation en 2017

		Référence	2017				
		(2016)	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	final
IHPC _t	Indice d'inflation locale	104,3667	106,7333	105,5667	104,0333	106,7000	105,7500
IPC _t	Indice d'inflation étrangère	100,1867	100,4633	100,6900	101,2700	101,2367	101,1850
TC _t	Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957
IFOa _t	Prix du fuel oil 380 HTS	174 049	210 363	247 270	230 137	221 557	234 768
IFOb _t	Prix du fuel oil 380 BTS	177 125	214 111	252 159	234 390	223 866	238 197
IGO _t	Prix du gasoil	250 858	285 355	325 608	302 372	277 547	303 810
ICH _t	Prix du charbon	38 675	38 675	38 675	38 675	38 675	38 675
CI _t	Indice composite d'inflation	1,0000	1,0800	1,1530	1,1146	1,1013	1,1273
Π_t	Index d'inflation	1,0000	1,0800	1,1530	1,1146	1,1013	1,1273

2.1.2. Ventes d'énergie électrique

Les ventes hors PLNF (Production Livrée Non Facturée) sont estimées à 3 147,89 GWh, soit 42,11 GWh de plus par rapport aux projections de 3 105,78 GWh, correspondant à une augmentation de 1,36%. Cet écart entre les ventes projetées et les réalisations est constaté essentiellement sur la Basse Tension et la Moyenne Tension avec des hausses respectives de 2,06% et 4,86%. Au niveau de la Haute Tension, l'écart sur les ventes est de -21,7%.

Les recettes qui résultent des ventes d'énergie réalisées en 2017 sont de 338 986 millions de F CFA soit une augmentation de 2 360 millions de FCFA par rapport aux projections de 336 626 millions de FCFA, correspondant à une progression de 0,7%.

En considérant les niveaux de tension, les recettes augmentent de 3,32% pour la Basse Tension tandis que celles de la Moyenne Tension et de la Haute Tension ont baissé respectivement de 0,41% et de 25,76%.

La répartition des ventes d'énergie électrique et les recettes correspondantes en 2017 sont détaillées dans le tableau ci-après.

Tableau 3 : Ventes d'énergie et recettes en 2017

2017								
	Prévisions		Réalizations		Ecart absolu		Ecart relatif	
	Ventes (GWh)	Recettes (millions FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (millions FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (millions FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (millions FCFA)
Basse Tension	1 999,69	218 110	2 040,79	225 348	41,10	7 238	2,06%	3,32%
Moyenne Tension	907,37	101 200	951,50	100 783	44,13	- 417	4,86%	-0,41%
Haute tension	198,72	17 316	155,59	12 855	- 43,13	- 4 461	-21,70%	-25,76%
Total	3 105,78	336 626	3 147,89	338 986	42,11	2 360	1,36%	0,70%

2.1.3. Le Revenu Maximum Autorisé en 2017

Le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017, a été fixé par Décision n° 2018-03 du 05 mars 2018 à 407 407 millions de FCFA pour des ventes de 3 147,89 GWh.

Par rapport à son niveau de référence d'un montant de 356 791 millions de FCFA, le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017 a augmenté de 50 616 millions de FCFA correspondant à une variation relative de 14%.

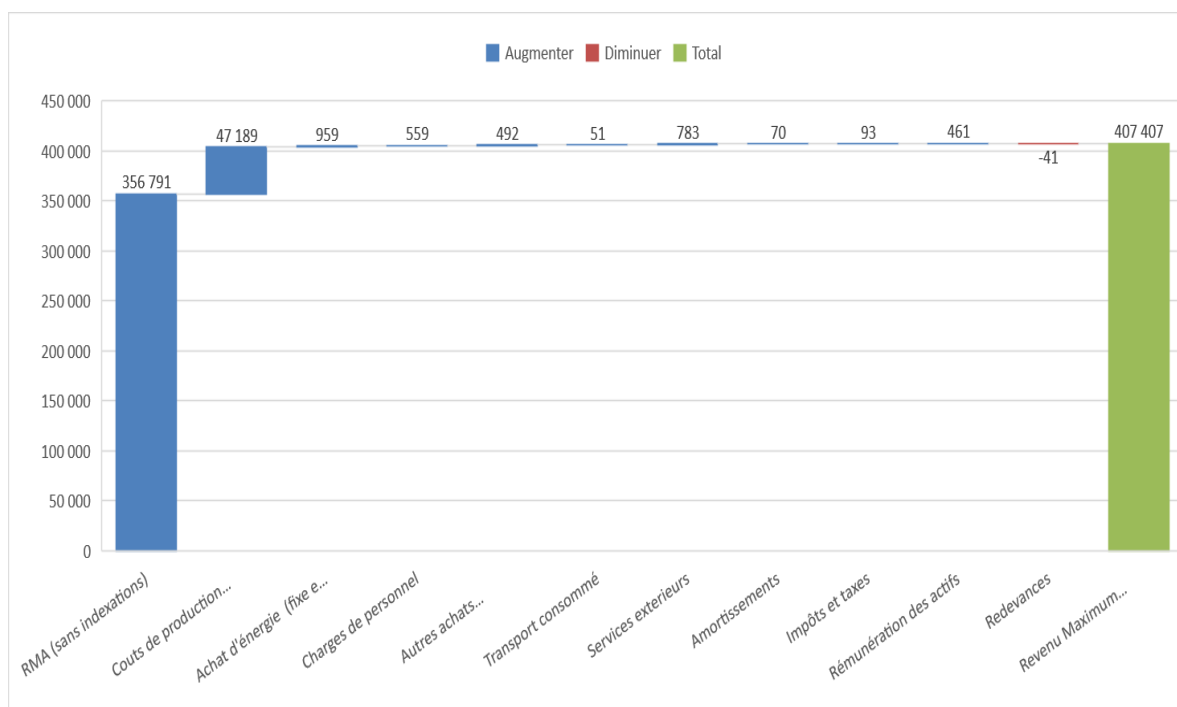
L'augmentation des dépenses de combustible d'un montant de 46 968 millions de FCFA (effet prix et effet demande) représente plus de 90% de la variation du RMA de 2017.

Le tableau ci-après présente le détail des rubriques du RMA avant et après indexation.

Tableau 4 : Détails du Revenu Maximum autorisé de 2017 avant et après indexation

	2017			
	Référence	Indexé	Variation	
Achats de combustibles	129 870	176 838	46 968	36%
Huiles et autres fourniture liées	2 244	2 310	66	3%
Dépenses variables d'achat d'énergie	27 331	27 955	624	2%
Dépenses fixes d'achat d'énergie	58 059	58 394	335	1%
Dépenses de personnel	35 266	35 825	559	2%
Autres Achats consommés	16 603	17 095	492	3%
Transport Consommé	1 737	1 788	51	3%
Transport de combustible	5 215	5 369	154	3%
Services extérieurs	29 814	30 597	783	3%
Amortissements	27 404	27 474	70	0%
Impôts et taxes	3 123	3 216	93	3%
Rémunération des actifs	29 109	29 570	461	2%
Revenus Régulé Requis	365 775	416 432	50 657	14%
Facteur de correction	- 14 632	- 14 632	-	
Incitation contractuelle	-	-	-	
Redevance RTS	2 874	2 833	- 41	
Redevance CRSE	1 679	1 679	-	
Dotation du Fonds de préférence	1 095	1 095	-	
Revenu Maximal Autorisé	356 791	407 407	50 616	14%

Figure 1 : RMA de référence en RMA final en 2017



2.2. Revenu Maximum Autorisé en 2018

2.2.1. L'indice composite d'inflation

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) en 2018 est déterminé en considérant les moyennes des prix des combustibles et des indices de prix entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2018.

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) constaté à la fin de l'année 2018 est de 1,2054 soit une augmentation de 20,54% par rapport à la référence de 2016.

Cette hausse du niveau de l'indice composite est expliquée par l'augmentation des prix des produits pétroliers. En effet, au cours de l'année 2018, les prix moyens du fuel lourd (HTS et BTS) ont progressé de 64% par rapport au prix moyen de l'année 2016. Au même moment, le prix du gasoil a évolué de 48%.

Sur la même période, l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation au Sénégal (IHPC) référence pour l'inflation locale ainsi que l'Indice des Prix à la Consommation (IPC) en France qui fait office de référence pour l'inflation étrangère ont progressé de 3%.

Le tableau ci-dessous présente les prix des combustibles et les niveaux des indices de prix constatés aux différentes dates d'indexation et à la fin de l'année 2018.

Tableau 5 : Prix des combustibles et les indices d'inflation en 2018

		Référence	2017	2018				
		(2016)		1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	final
IHP _t	Indice d'inflation locale	104,3667	105,7500	106,7000	106,2667	104,2667	107,0333	106,2333
IPC _t	Indice d'inflation étrangère	100,1867	101,1850	101,5433	101,9100	102,9067	103,2300	102,8175
TC _t	Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957	655,957
IFOa _t	Prix du fuel oil 380 HTS	174 049	234 768	244 513	255 667	275 641	304 061	286 026
IFOb _t	Prix du fuel oil 380 BTS	177 125	238 197	247 150	258 289	278 285	306 290	288 560
IGO _t	Prix du gasoil	250 858	303 810	318 469	338 511	364 480	389 106	372 868
ICH _t	Prix du charbon	38 675	46 276	50 394	57 927	56 847	57 307	56 775
CI _t	Indice composite d'inflation	1,0000	1,1273	1,1352	1,1559	1,1838	1,2370	1,2054
Π _t	Index d'inflation	1,0000	1,1273	1,1352	1,1559	1,1838	1,2370	1,2054

2.2.2. Ventes d'énergie électrique

Les ventes hors PLNF en 2018 sont évaluées à 3 314,34 GWh, soit 67,74 GWh de moins par rapport à la référence de 3 382,08 GWh, correspondant à un écart de 2%. Cette différence entre les ventes de référence et les réalisations est constatée essentiellement sur la Moyenne Tension et la Haute Tension avec des écarts respectifs de 14% et 3%. Au niveau de la Basse Tension, les objectifs ont été atteints.

Les recettes qui résultent des ventes d'énergie réalisées en 2018 sont de 353 057 millions de F CFA, soit -15 515 millions de FCFA par rapport à la référence de 368 572 millions de FCFA, correspondant à un écart de 4%.

En considérant les niveaux de tension, les recettes reculent de 7,75% pour la Moyenne Tension et de 23% pour la Haute Tension. Pour la Basse Tension les objectifs de recettes ont été atteints.

2.2.3. Le Revenu Maximum Autorisé en 2018

Le Revenu Maximum Autorisé final de Senelec en 2018 a été fixé par Décision n°2019-01 du 05 février 2019 à 501 704 millions de FCFA pour des ventes de 3 314 GWh.

Par rapport à son niveau de référence d'un montant de 423 886 millions de FCFA, le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2018 a augmenté de 79 896 millions de FCFA correspondant à une variation de 19%.

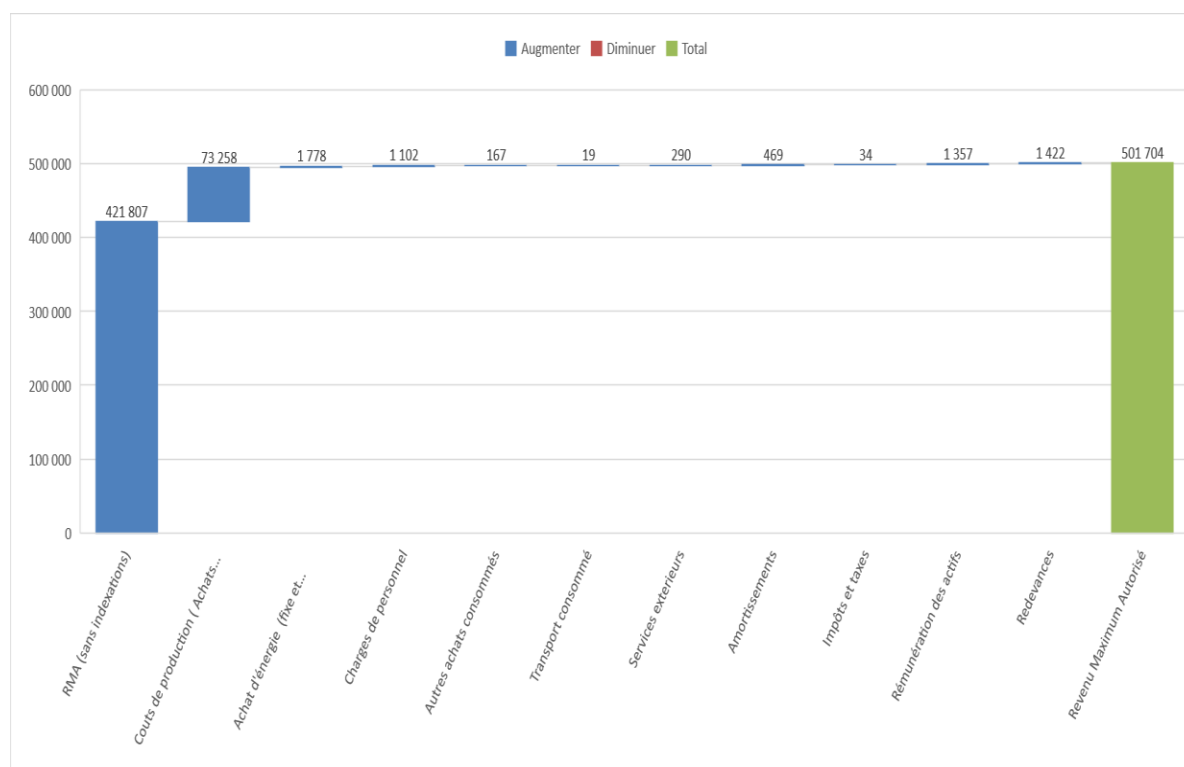
L'augmentation des dépenses de combustible d'un montant de 73 142 millions de FCFA (effet prix et effet demande) représente plus de 90% de la variation du RMA de 2018.

Le tableau ci-après présente le détail des rubriques du RMA avant et après indexation.

Tableau 6 : Détails du Revenu Maximum Autorisé de 2018 avant et après indexation

	2018			
	Référence	Indexé	Variation	
Achats de combustibles	119 825	192 967	73 142	61%
Huiles et autres fourniture liées	2 051	2 073	22	1%
Dépenses variables d'achat d'énergie	39 176	39 570	394	1%
Dépenses fixes d'achat d'énergie	73 310	74 694	1 384	2%
Dépenses de personnel	35 266	36 368	1 102	3%
Autres Achats consommés	15 776	15 943	167	1%
Transport Consommé	1 789	1 808	19	1%
Transport de combustible	8 866	8 960	94	1%
Services extérieurs	27 331	27 621	290	1%
Amortissements	35 702	36 171	469	1%
Impôts et taxes	3 246	3 280	34	1%
Rémunération des actifs	43 403	44 760	1 357	3%
Revenus Régulé Requis	405 741	484 215	78 474	19%
Facteur de correction	11 826	11 826	-	
Incitation contractuelle	-	-	-	
Redevance RTS	1 248	2 780	1 532	
Redevance CRSE	1 824	1 685	- 139	
Dotation du Fonds de préférence	1 168	1 196	28	
Revenu Maximal Autorisé	421 807	501 704	79 896	19%

Figure 2 : RMA de référence et RMA final en 2018



2.3. Revenu Maximum Autorisé en 2019

Dans le cadre de ce bilan, le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2019 est évalué en considérant une évolution de 11% des prix des combustibles et les niveaux de ventes prévus dans le budget 2019 de Senelec.

2.3.1. L'indice composite d'inflation

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) en 2019 est évalué en considérant les prix moyens en 2018 majorés de 11%.

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) qui en découle est de 1,2013, soit une augmentation de 20,13% par rapport à la référence de 2016.

Cette hausse du niveau de l'indice composite résulte de l'augmentation des prix des produits pétroliers et des niveaux de l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation au Sénégal (IHPC) référence pour l'inflation locale ainsi que l'Indice des Prix à la Consommation (IPC) en France qui fait office de référence pour l'inflation étrangère.

Le tableau ci-dessous présente les prix des combustibles et les niveaux des indices de prix estimé en 2019.

Tableau 7 : Prix des combustibles et les indices d'inflation estimés en 2019

		Référence	2017	2018	2019
		(2016)	final	final	final
IHPC _t	Indice d'inflation locale	104,3667	105,7500	106,2333	106,4917
IPC _t	Indice d'inflation étrangère	100,1867	101,1850	102,8175	103,3083
TC _t	Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957
IFOa _t	Prix du fuel oil 380 HTS	174 049	234 768	286 026	317 489
IFOb _t	Prix du fuel oil 380 BTS	177 125	238 197	288 560	320 301
IGO _t	Prix du gasoil	250 858	303 810	372 868	413 884
ICH _t	Prix du charbon	38 675	38 675	56 775	63 021
CI _t	Indice composite d'inflation	1,0000	1,1273	1,2054	1,2013
Π_t	Index d'inflation	1,0000	1,1273	1,2054	1,2013

2.3.2. Ventes d'énergie électrique

Les ventes en 2019 sont évaluées à 3 668,19 GWh, soit 49,23 GWh de moins par rapport à la référence de 3 717,42 GWh, correspondant à un écart de -1%. Cette différence entre les ventes de référence et les réalisations est constatée essentiellement sur la Moyenne Tension et la Haute Tension avec des écarts respectifs de -6% et -8%. Au niveau de la Basse Tension, une augmentation de 2% est prévue.

Les revenus qui résultent des ventes d'énergie prévues en 2019 sont de 386 238 millions de F CFA, soit -17 710 millions de FCFA par rapport à la référence de 403 848 millions de FCFA, correspondant à un écart de 4%.

2.3.3. Le Revenu Maximum Autorisé en 2019

Le Revenu Maximum Autorisé final de Senelec en 2019 est évalué à 523 648 millions de FCFA pour des ventes de 3 668,19 GWh.

Par rapport à son niveau de référence d'un montant de 436 186 millions de FCFA le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2019 a augmenté de 87 459 millions de FCFA correspondant à une variation relative de 20%.

L'augmentation des dépenses de combustible (effet prix et effet demande) représente plus de 90% de la variation du RMA en 2019.

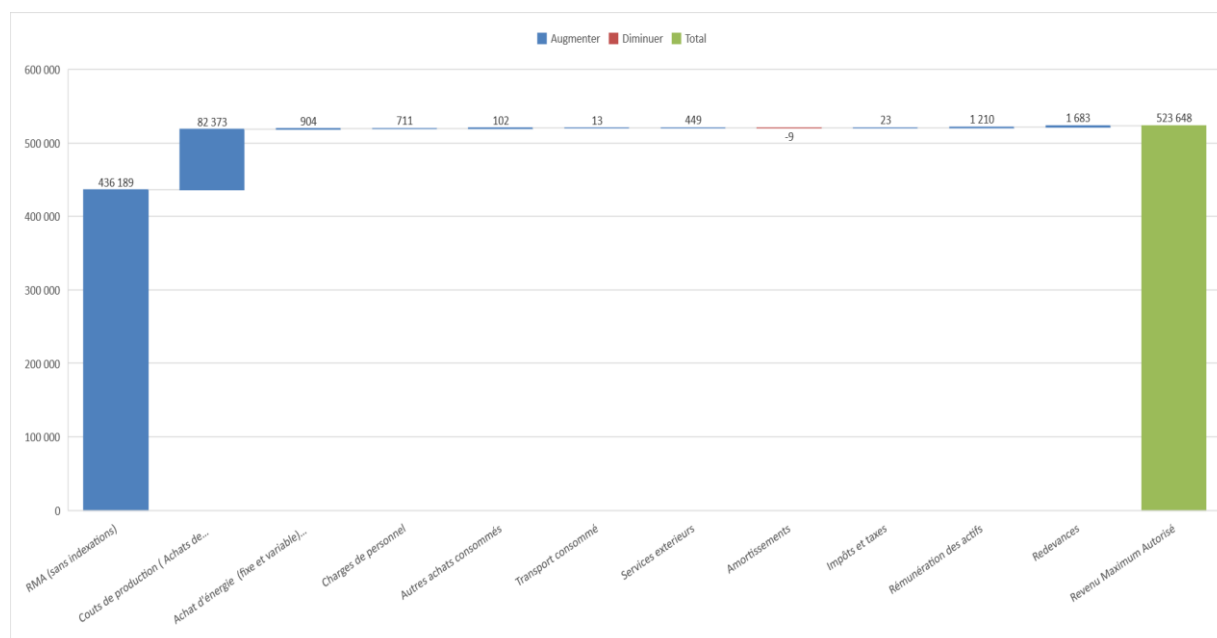
Le tableau ci-après présente le détail des rubriques du RMA estimé de 2019 avant et après indexation.

Tableau 8 : Détails du Revenu Maximum Autorisé de 2019 avant et après indexation

	2019			
	Référence	Indexé	Variation	
Achats de combustibles	106 692	189 053	82 361	77%
Huiles et autres fourniture liées	1 717	1 728	11	1%
Dépenses variables d'achat d'énergie	49 042	49 378	336	1%
Dépenses fixes d'achat d'énergie	94 076	94 610	534	1%
Dépenses de personnel	35 266	35 977	711	2%
Autres Achats consommés	15 275	15 377	102	1%
Transport Consommé	1 898	1 911	13	1%
Transport de combustible	5 152	5 186	34	1%
Services extérieurs	25 972	26 421	449	2%
Amortissements	43 064	43 055	- 9	0%
Impôts et taxes	3 502	3 525	23	1%
Rémunération des actifs	60 049	61 259	1 210	2%
Revenus Régulé Requis	441 705	527 481	85 776	19%
Facteur de correction	- 9 588	- 9 588		
Incitation contractuelle	-	-		
Redevance RTS	802	2 757	1 955	
Redevance CRSE	1 993	1 739	- 254	
Dotation du Fonds de préférence	1 277	1 259	- 18	
Revenu Maximal Autorisé	436 189	523 648	87 459	20%

De façon générale, l'augmentation des dépenses de combustible (effet prix et effet demande) représente plus de 90% de la variation du RMA sur la période 2017-2019.

Figure 3 : RMA de référence et RMA final estimé en 2019



3. Couverture des revenus de la période 2017-2019

Les Revenus Maximum Autorisés à Senelec s'élèvent à 909 110 millions de FCFA en 2017 et 2018 pour des ventes cumulées de 6 462 GWh. Ces revenus autorisés

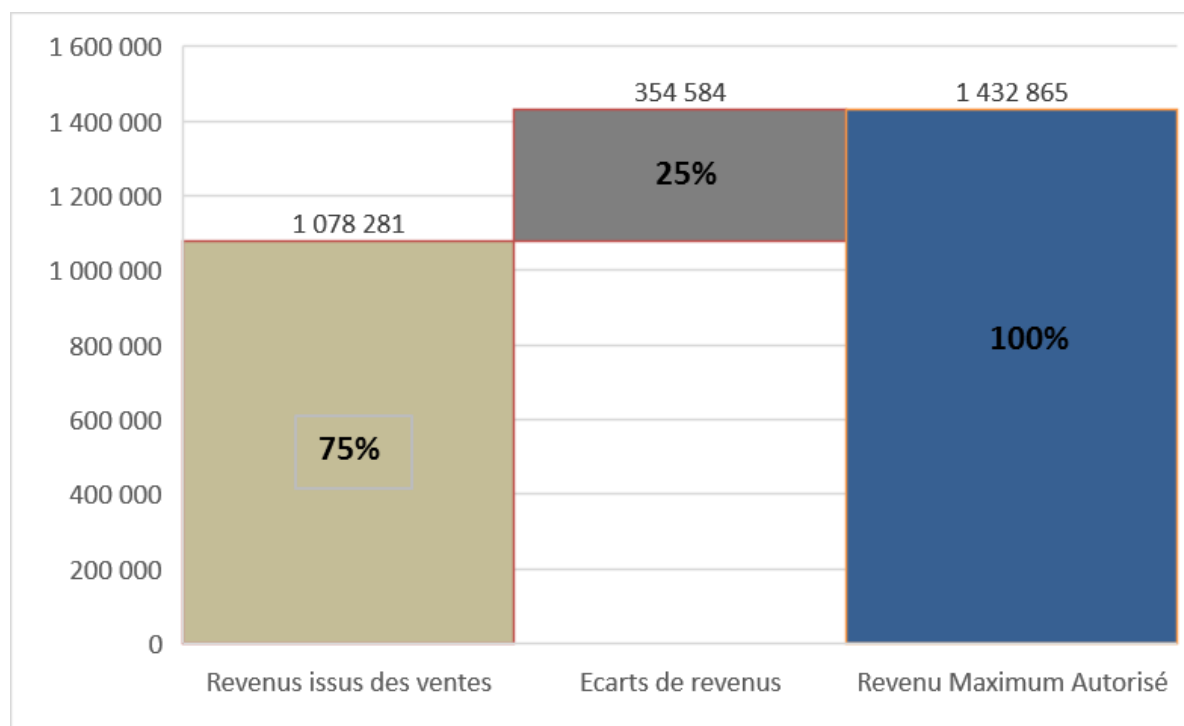
ont été couverts par les revenus issus des tarifs en vigueur et par la compensation tarifaire décidée par le Gouvernement pour éviter un ajustement des tarifs.

En 2017 et 2018, les revenus de Senelec issus des ventes avec les tarifs en vigueur se sont élevés à 692 043 millions de FCFA correspondant à près de 76 % des revenus autorisés. Les compensations de revenus décidées par le Gouvernement sur la période se chiffrent à 217 067 millions de FCFA.

En 2019, le Revenu Maximum Autorisé est évalué à 523 754 millions de FCFA pour des ventes de 3 668 GWh. Les revenus issus des ventes sont estimés à 386 238 millions de FCFA soit 74% du Revenu Maximum Autorisé. L'écart entre le Revenu Maximum Autorisé et les revenus issus des ventes est ainsi estimé à 137 716 millions de FCFA. Lors des indexations aux conditions économiques du 1^{er} janvier et du 1^{er} avril 2019 le Gouvernement a décidé de payer à Senelec des compensations d'un montant total de 54 379 millions de FCFA pour maintenir les tarifs à leur niveau actuel.

Sur la période 2017-2019, le montant total des compensations devrait s'établir à 354 584 millions de FCFA.

Figure 4 : Modalités de couverture des revenus autorisés sur la période 2017-2019 en millions de FCFA



SYNTHESE DU BILAN DES ACTIVITES DE SENELEC

Senelec a soumis à la Commission un rapport, joint en Annexe 2, présentant le bilan de son activité en 2017, 2018 et les données budgétaires de 2019. Ces chiffres sont présentés tels que fournis par Senelec.

Cette synthèse porte sur :

- la situation de la production, du transport et de la distribution ;
- les ventes d'énergie électrique réalisées et la qualité de service ;
- les investissements de la période ;
- les charges de Senelec par rapport aux projections ;
- la situation financière.

1. Situation de la Production

La production d'énergie électrique au Sénégal est essentiellement assurée par des unités thermiques. La période a été marquée par une croissance continue des capacités de production pour satisfaire la demande, avec la mise en service de la première centrale IPP au charbon, et le développement des énergies renouvelables avec l'introduction de centrales solaires photovoltaïques.

La part d'hydroélectricité reste limitée avec les retards prévus dans l'utilisation de l'énergie de Kaleta dans le cadre de l'OMVG.

Le recours à la location de puissance persiste.

1.1. L'évolution de la capacité

La capacité installée du parc de production devrait passer de 1 026,56 MW en 2016 à 1 283,40 MW en 2019, soit une croissance globale de 25% sur la période 2017-2019, correspondant à une évolution moyenne annuelle de 7,7 % contre 9,26% sur la période 2014 – 2016. En 2018, la capacité installée est de 1 249,29 MW.

L'évolution du parc de production entre 2017 et 2019 s'explique par :

- l'extension de 33,40 MW de la capacité installée de l'IPP Contour Global ;
- la location de groupes sur le RI et le RNI de 36 MW en 2017, 96 MW en 2018 et 91 MW en 2019 ;
- la mise en service de la centrale à charbon CES Sendou d'une capacité de 125 MW en 2018 ;
- le développement des énergies renouvelables avec une puissance totale de 207 MW prévue à fin 2019 du fait de :

- la mise en service des centrales solaires photovoltaïques de TenMérina et Mékhé en 2017 de 29,5 MW chacune et l'extension de celle de Malicounda de 11 MW ;
- la mise en service des centrales solaires photovoltaïques de Kahone et Sakal en 2018 pour 40 MW ;
- la mise en service de 3 nouvelles centrales solaires à Diass, Touba et Kahone (Scaling Solar), avec des puissances respectives de 23 MW, 25 MW et 35 MW, prévue en 2019.

Par rapport à la capacité installée projetée, un retard de 6,60% (soit 72,39MW) a été enregistré en 2017 alors que pour 2018, le retard est de 6,73% (90,18MW). Pour 2019, un retard de 12,96% (191,07MW) devrait être enregistré par rapport aux projections initiales.

Cette situation résulte essentiellement :

- du retard noté dans le déploiement des centrales solaires ;
- de la baisse plus rapide que prévue des importations en provenance de la Mauritanie
- du retard dans la mise en service de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye
- de la non-réalisation des extensions prévues à Boutoute et la baisse de la puissance installée à Tambacounda ;

Les écarts entre la puissance projetée et les réalisations sont atténués en 2018 et 2019 par un recours relativement important à la location d'une puissance de 90 MW.

Sur la période 2017-2019, la puissance assignée (puissance exploitable) devrait passer de 861,21 MW en 2016 à 1 125,00 MW en 2019 dont 1 064 MW sur le réseau interconnecté.

Toutefois, cette puissance reste en deçà des projections initiales qui prévoyaient une puissance assignée de 1 261 MW en fin de période, soit un retard de 136,00 MW correspondant à un décalage de 10,79%.

Le tableau ci-dessous fournit une synthèse de l'évolution de la capacité installée et de la capacité assignée sur la période 2017-2019.

Tableau 9 : Synthèse de l'évolution des puissances installées et assignées

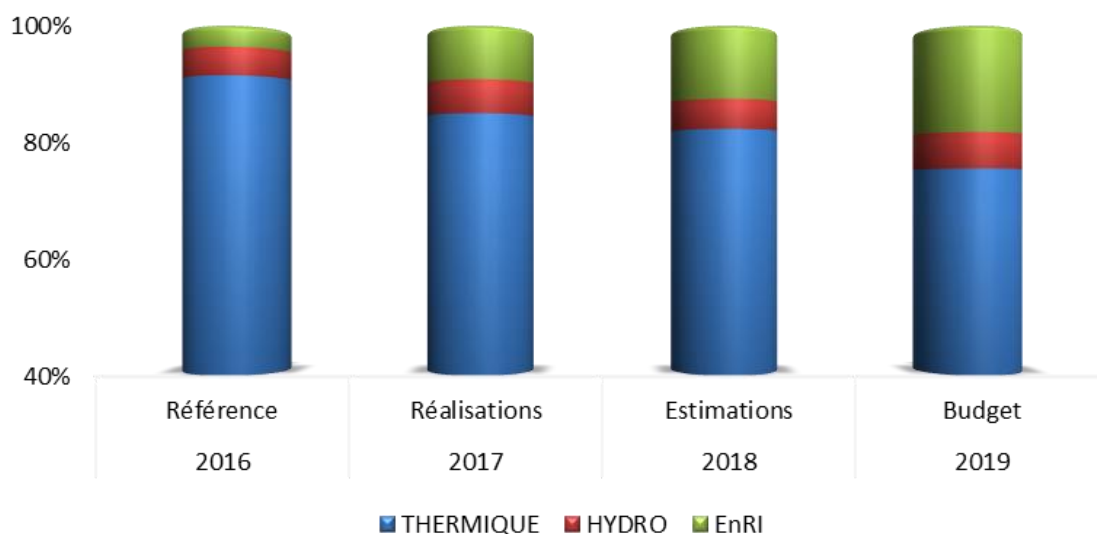
		2016	2017	2018	2019	TCAM*	2017-2019
Puissance installée	Réalisations (MW)	1 026,56	1 024,08	1 249,29	1 283,40	7,73%	25,02%
	Projections (MW)		1 096,47	1 339,47	1 474,47	12,83%	43,63%
	Ecart réalisations vs projections		- 72,39	- 90,18	- 191,07		
			-6,60%	-6,73%	-12,96%		
Puissance assignée	Réalisations (MW)	861,21	895,40	975,00	1 125,00	9,32%	30,63%
	Projections (MW)		905,00	1 126,00	1 261,00	13,55%	46,42%
	Ecart réalisations vs projections		- 9,60	- 151,00	- 136,00		
			-1%	-13%	-10,79%		

NB: les valeurs de 2018 sont estimées et celles de 2019 sont des nouvelles projections de Senelec

**: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2017-2019)*

La répartition de la puissance assignée selon la technologie est présentée dans le graphique ci-dessous.

Figure 5 : Evolution de la structure du parc de production selon la technologie



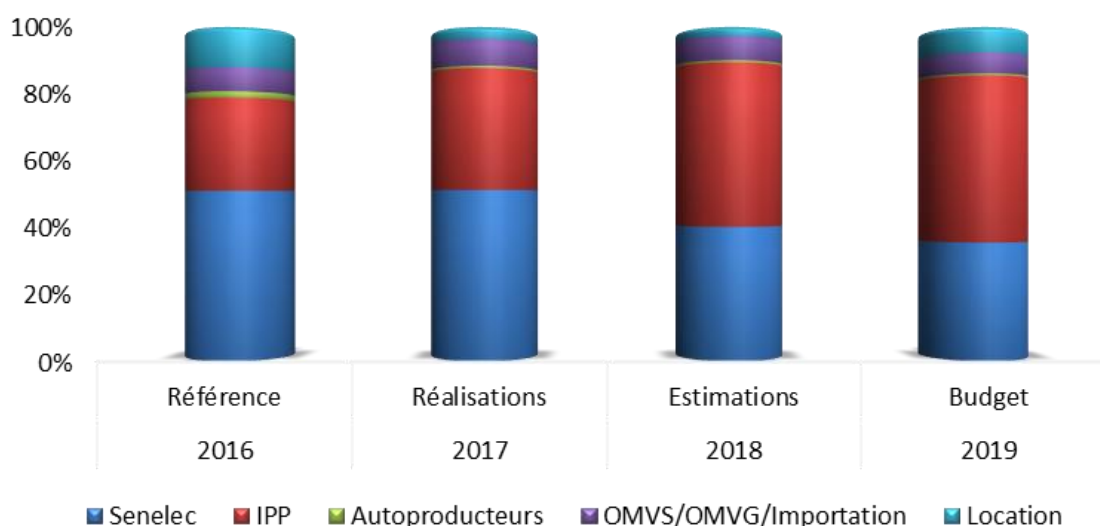
La prédominance des unités thermiques a légèrement baissé sur la période 2017-2019. Leur poids dans le parc est passé de 91% de la puissance totale assignée en 2016 à 85% en 2017 et 82% en 2018. Il devra se situer aux alentours de 74% en 2019. Cette baisse s'explique essentiellement par la percée du solaire photovoltaïque qui représentera 17% de la puissance assignée en 2019.

Les centrales de production indépendante occupent une place de plus en plus importante dans le parc. Leur poids est passé de 28% de la puissance assignée en 2016 à près de 50% en 2019.

La location de capacités temporaires est aussi relativement importante et représente 4,53% de la puissance assignée en 2017 et 8% en 2019.

La répartition de la puissance assignée selon la nature du producteur est présentée dans le graphique ci-dessous.

Figure 6 : Evolution de la structure du parc selon la nature du producteur



1.2. La disponibilité et l'utilisation

L'amélioration de la disponibilité de la puissance assignée se poursuit. Sur la période 2017-2019, les réalisations sont légèrement au-dessus des projections, à l'exception de l'année 2018.

En effet, en 2017, le taux de disponibilité réalisé de l'ensemble du parc était de 87,25% contre une projection de 87,03%, ce qui correspond à une performance de 0,22 point par rapport aux projections.

En 2018, le taux de disponibilité est estimé à 81,56% contre une projection de 87,91%, correspondant à un retard de 6,35 points par rapport aux projections. La réalisation de 2018 est dégradée par la centrale Sendou qui a enregistré une disponibilité de 29,69% contre des projections de 91% du fait de plusieurs incidents techniques qui ont suivi sa mise en service.

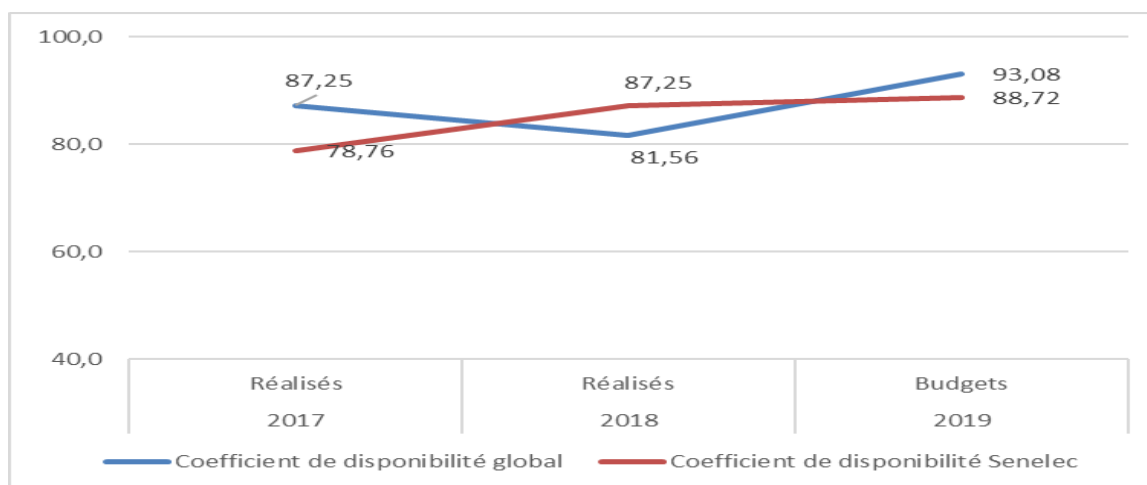
Concernant l'année 2019, le taux de disponibilité attendu est de 93,08% contre 88,79% projeté.

Ces taux de disponibilité ne prennent pas en considération le caractère intermittent des centrales solaire photovoltaïque pour lesquelles une disponibilité de 100% est considérée.

Il convient de noter également que la disponibilité des centrales propres de Senelec s'améliore même si elle reste inférieure à celle de l'ensemble du parc. Elle est de 78,76% en 2017, 87,25% en 2018 et 88,72% en 2019.

La comparaison de la disponibilité globale avec celle du parc de Senelec est donnée dans le graphique ci-dessous.

Figure 7 : Taux de disponibilité globale du parc et taux de disponibilité du parc de Senelec



L'augmentation de la puissance assignée et les améliorations du taux de disponibilité ont entraîné une baisse du taux d'utilisation de la puissance disponible sur la période. En 2017, le taux d'utilisation de la puissance assignée est de 66,54%, 65,21% en 2018 et 66,93% en 2019. Ces taux d'utilisation sont inférieurs aux projections initiales pour les années 2018 et 2019, avec 69,52% initialement prévu pour 2018 et 69,54% pour 2019.

Il faut noter également le taux d'utilisation de 100% considéré pour les centrales solaires qui ne reflète pas la réalité du fait de leur temps d'utilisation très limité.

Tableau 10 : Synthèse de l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation

		2016	2017	2018	2019	TCAM*	2017-2019
Coefficient de disponibilité	Réalisations (%)	84,99	87,25	81,56	93,08	3%	10%
	Projections (%)		87,03	87,91	88,78	1%	4%
	Ecart réalisations vs projections		0,22	- 6,35	4,30		
			0,25%	-7,23%	4,85%		
Coefficient d'utilisation	Réalisations (%)	57,35	66,54	65,21	66,93	5%	17%
	Projections (%)		66,50	69,52	69,54	7%	21%
	Ecart réalisations vs projections		0,05	- 4,30	- 2,61		
			0%	-6%	-4%		

NB: les valeurs de 2018 sont estimées et celles de 2019 sont des nouvelles projections de Senelec

*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2017-2019)

1.3. L'évolution de la production d'électricité

La production nette du RI, énergie livrée au réseau, a connu une croissance moyenne annuelle de 7%, en passant de 3 380,06 GWh en 2016 à 4 130,70 GWh prévus en 2019, correspondant à une augmentation globale de 22% sur la période. En 2017 et 2018 la production nette du RI s'est élevée respectivement à 3 685,73 GWh et 4 130,7 GWh.

La production nette du RNI croît de 164,75 GWh en 2016 à 203,54 GWh en 2019 en passant à 182,13 GWh en 2017 et 197,09 GWh en 2018. Cette évolution reflète un taux de croissance annuel moyen de 7% et une évolution globale de 24% sur la période 2017-2019.

Cette évolution de la production totale découle principalement du fait d'une croissance annuelle moyenne de 17% des achats d'énergie (IPP, location, auto-producteurs, importation Mauritanie, achats OMVS) qui compense une baisse moyenne annuelle de 1% de la production des centrales propres de Senelec.

La contribution de la production nette de Senelec dans la production totale se réduit progressivement. Elle est de 54% en 2017, 52% en 2018 et 46% en 2019. Cette baisse de la contribution de Senelec se voit compenser par une hausse des achats d'énergie qui passe de 46% en 2017 à 54% en 2019. Ce recul s'explique notamment par l'absence de nouvelle capacité propre à Senelec.

En 2018, 73% des achats d'énergie proviennent des centrales hydroélectriques Manantali et des centrales thermiques. En 2019, ces mêmes centrales à l'exception de Kounoune Power devront fournir près de 80% des achats d'énergie. Pour la même année, la centrale au charbon devrait, à elle seule, représenter 39% des achats d'énergie avec une production de 904,52 GWh.

Pour la production solaire photovoltaïque, sa part dans la production totale reste modeste malgré le nombre important de centrales. Elle est de 2% en 2017, 5% en 2018 et 6% en 2019.

Tableau 11 : Evolution de l'Energie nette livrée et des achats d'énergie

PRODUCTION NETTE	2016		2017		2018		2019		TCAM* 2017- 2019	2017-2019
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%		
Réseau Interconnecté	3 380,06	95%	3 685,73	95%	3 791,71	95%	4 130,70	95%	7%	22%
Senelec	1 928,52	54%	1 920,08	50%	1 892,37	47%	1 816,74	42%	-2%	-6%
TAV	220,75	6%	242,12	6%	253,99	6%	263,02	6%	6%	19%
TAG	5,92	0%	14,30	0%	19,40	0%	-	0%	-100%	-100%
DIESEL	1 698,58	48%	1 659,61	43%	1 616,18	41%	1 553,72	36%	-3%	-9%
CICAD SOLAIRE	2,64	0%	3,32	0%	2,79	0%	-	0%	-	-100%
GOREE	0,63	0%	0,73	0%	-	0%	-	0%	-	-100%
Achats d'Energie	1 451,54	41%	1 765,64	46%	1 899,34	48%	2 313,96	53%	17%	59%
Réseau Non Interconnecté	164,75	5%	182,13	5%	197,09	5%	203,54	5%	7%	24%
Senelec	162,07	5%	167,16	4%	172,44	4%	183,50	4%	4%	13%
Achats d'Energie	2,67	0%	14,98	0%	24,65	1%	20,04	0%	96%	649%
SOUS-TOTAL Senelec	2 090,60	59%	2 087,24	54%	2 064,81	52%	2 000,25	46%	-1%	-4%
SOUS-TOTAL ACHATS	1 454,21	41%	1 780,62	46%	1 923,99	48%	2 334,00	54%	17%	60%
TOTAL (Energie livrée)	3 544,81	100%	3 867,86	100%	3 988,80	100%	4 334,25	100%	7%	22%

*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Par rapport aux projections, la baisse de la production des centrales de Senelec est moins rapide que prévu avec un dépassement de 395,34 GWh.

Tableau 12 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production nette et des achats d'énergie

		2016	2017	2018	2019	TCAM*	Var. 2017- 2019	Cumul 2017-2019
Production Nette Senelec	Réalisations(GWh)	2 090,60	2 087,24	2 064,81	2 000,25	-1%	-4%	6 152,30
	Projections(GWh)		2 062,89	1 913,61	1 780,45	-5%	-15%	5 756,96
	Ecart réalisations vs projections		24,35	151,20	219,79			395,34
			1%	8%	12%			7%
Achats Energie	Réalisations(GWh)	1 454,21	1 780,62	1 923,99	2 334,00	17%	60%	6 038,61
	Projections(GWh)		1 685,18	2 118,91	2 571,11	21%	77%	6 375,21
	Ecart réalisations vs projections		95,44	-194,92	-237,12			-336,60
			6%	-9%	-9%			-5%
Energie livrée au réseau	Réalisations(GWh)	3 544,81	3 867,86	3 988,80	4 334,25	7%	22%	12 190,91
	Projections(GWh)		3 748,07	4 032,52	4 351,57	7%	23%	12 132,16
	Ecart réalisations vs projections		119,79	-43,72	-17,32			58,74
			3%	-1%	-0,4%			0,5%

NB: les valeurs de 2018 sont estimées et celles de 2019 sont des nouvelles projections de Senelec

*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2017-2019)

2. Situation du Transport

Le réseau de transport de Senelec est constitué des 2 niveaux de tension 225 kV et 90 kV.

La longueur du réseau de transport est de 580,1 km. Il comprend, à fin 2018 :

- 253,3 km de lignes 90 kV (21 tronçons) ;
- 326,9 km de lignes 225 kV (7 tronçons) ; et
- 20 postes de transformation HTB/HTA à fin 2018 d'une puissance totale installée de 1650 MVA.

La période 2017-2019 a été marquée par la réalisation de plusieurs projets dont :

- remplacement et mise en service du transformateur TR3 du poste de HANN (90/30 kV, 80 MVA) à la suite de l'avarie du transformateur existant ;
- prolongement du jeu de barres 90 kV au poste de Mékhé pour la connexion de 2 centrales solaires ;
- mise en service du poste de Fatick avec le prolongement du jeu de barres 225 kV du poste de Kahone et le raccordement de la ligne 225 kV Fatick-Kaolack ;
- renouvellement de la ligne 90 kV Mbao-Cap des Biches ;
- réhabilitation du tableau 30 kV de Tobène avec le remplacement des cellules HTA de technologie type AIS par des cellules GIS ;
- remplacement des deux transformateurs 225/30 kV, 40 MVA par deux autres de 80 MVA au poste de Touba ;
- mise en service du nouveau poste de type GIS de Cap des Biches ;
- Réhabilitation du tableau 30 kV de Kahone ;
- mise sous tension du poste 225 kV de Bargny, avec les lignes Kounoune-Bargny et Bargny-Diass.

3. Situation de la Distribution

Le réseau électrique de distribution de Senelec, alimenté principalement à partir des postes sources (90/30 KV et 225/30 KV), est composé à la fin de l'année 2017 de :

- 10 181 km de réseau Moyenne Tension 30 KV et 6,6 KV, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publics, mixtes et clients ;
- 9 512,94 km de réseau Basse tension qui assure la distribution de l'énergie vers la clientèle BT (380/220 V) ;
- 6 245 postes de transformation HTA/BT.

Sur la période 2017-2019, les actions suivantes ont marqué l'activité de distribution :

- l'introduction de la maintenance préventive des ouvrages de distribution avec la thermographie infrarouge, l'ultrason et le diagnostic des câbles pour anticiper les incidents ;
- la modernisation et l'automatisation du réseau de distribution avec l'installation d'équipements de télésurveillance et de télécommande pour réduire les durées des interruptions ;
- le renforcement du personnel de maintenance.

4. Situation des Ventes

4.1. L'évolution des ventes

Sur la période 2017-2019, les ventes d'électricité ont enregistré une augmentation moyenne annuelle de 8% contre des projections de 9%. En effet, en 2017 les ventes réalisées sont de 3 175 GWh. Elles passent en 2018 à 3 325 GWh et sont projetées à 3 678 GWh en 2019.

En considérant les niveaux de tension, les ventes en Basse Tension et Moyenne Tension augmentent de 8% en moyenne par an et devraient enregistrer une légère baisse de leurs poids dans les ventes totales.

Les ventes en Haute Tension connaissent une croissance soutenue de 25 % par an et verront leur poids dans les ventes passer de 6% en 2016 à 8% en 2019.

Tableau 13 : Evolution des ventes d'énergie par niveau de tension

VENTES D'ENERGIE	2016		2017		2018		2019		TCAM*	2017-2019	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%		GWh	%
Basse Tension	1 849	64%	2 041	64%	2 096	63%	2 334	63%	7%	6 471	64%
Moyenne Tension	850	30%	953	30%	1 026	31%	1 060	29%	5%	3 039	30%
Haute Tension	182	6%	180	6%	204	6%	284	8%	25%	668	7%
TOTAL**	2 881	100%	3 175	100%	3 325	100%	3 678	100%	8%	10 178	100%

NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont de nouvelles projections de Senelec

*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Cependant, un retard des ventes de 27,41 GWh a été noté sur la période par rapport aux projections correspondant à un gap de 0,27%.

Tableau 14 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes

VENTES		2016	2017	2018	2019	TCAM*	2017-2019**	2017-2019***
BASSE TENSION	Réalisations (GWh)	1 848,81	2 040,79	2 095,61	2 334,46	8%	26%	6 470,86
	Projections (GWh)		1 999,69	2 095,89	2 288,37	7%	24%	6 383,96
	Ecart réalisations vs projections		41,10	- 0,28	46,09			86,90
			2,06%	-0,01%	2,01%			1,36%
MOYENNE TENSION	Réalisations (GWh)	850,47	953,37	1 025,69	1 059,98	8%	25%	3 039,03
	Projections (GWh)		907,37	1 049,57	1 122,10	10%	32%	3 079,04
	Ecart réalisations vs projections		46,00	- 23,88	- 62,13			- 40,01
			5,07%	-2,27%	-5,54%			-1,30%
HAUTE TENSION	Réalisations (GWh)	182,09	180,42	203,70	283,86	16%	56%	667,99
	Projections (GWh)		198,72	236,62	306,95	19%	69%	742,29
	Ecart réalisations vs projections		- 18,30	- 32,92	- 23,09			- 74,31
			-9,21%	-13,91%	-7,52%			-10,01%
VENTES GLOBALES****	Réalisations (GWh)	2 881,37	3 174,58	3 325,00	3 678,30	8%	28%	10 177,88
	Projections (GWh)		3 105,79	3 382,08	3 717,42	9%	29%	10 205,29
	Ecart réalisations vs projections		68,79	- 57,08	- 39,12			- 27,41
			2,21%	-1,69%	-1,05%			-0,27%

NB: les valeurs de 2018 sont estimées et celles de 2019 sont des nouvelles projections de Senelec

*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2017-2019)

** : Evolution globale

***: GWh (Période)

4.2. L'évolution du rendement

En rapportant les ventes aux quantités d'énergie produites et achetées (somme de la production Senelec et des achats d'énergie), il est constaté une amélioration du rendement global de Senelec qui évolue de 80,97% en 2017 à 82,34% en 2018 et 83,81% prévus en 2019.

Tableau 15 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement

		2016	2017	2018	2019	TCAM*	2017-2019
RENDEMENT GLOBAL	Réalisations (%)	80,07	80,97	82,34	83,81	2%	5%
	Projections (%)		81,49	82,79	84,40	2%	5%
	Ecart réalisations vs projections		- 0,52	- 0,45	- 0,59		
			-0,64%	-0,54%	-0,70%		

NB: les valeurs de 2018 sont estimées et celles de 2019 sont des nouvelles projections de Senelec

**: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

Toutefois, le rendement est en deçà des prévisions sur les trois années avec un écart de -0,52 point en 2017, -0,45 point en 2018 et -0,59 point en 2019.

Ce retard sur le rendement correspond à une perte de 64 GWh que Senelec aurait pu vendre sans production supplémentaire, donc sans charges supplémentaires. Avec les revenus maximums autorisés unitaires sur la période, ce retard sur le rendement induit des pertes de recettes estimées à plus de 9 065 millions sur la période 2017 -2019.

Tableau 16 : Impact du retard sur le rendement

	2017	2018	2018	2017-2019
Manque à gagner (GWh)	20	18	26	64
Revenus unitaire (FCFA/KWh)	129	151	143	141
Manque à gagner recettes (MFCFA)	2 635	2 722	3 708	9 065

L'impact du retard sur le rendement n'est pas répercuté sur les revenus et les tarifs par la régulation tarifaire.

Les efforts déployés pour réduire les pertes techniques sur les réseaux mais surtout les pertes commerciales résultant des fraudes et des problèmes de facturation doivent être maintenus et renforcés.

4.3. L'évolution de la clientèle

Parallèlement à la croissance des ventes, le nombre de clients enregistré sur la période 2017-2019 une croissance moyenne de 9%. En 2019, Senelec devra compter 1 563 208 clients contre 1 200 000 clients en 2016 soit 364 000 clients de plus correspondant à un bond de 30%. Par rapport aux projections, un dépassement de près de 117 000 clients est attendu en 2019.

Tableau 17 : La clientèle par niveau de tension

CLIENTELE	2016	2017		2018		2019		TCAM*
	Nbre	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	
Basse Tension	1 197 226	1 274 585	1 329 911	1 317 044	1 444 773	1 443 187	1 560 196	9%
Usage Domestique	972 197	1 082 922	1 052 896	1 116 122	1 138 498	1 225 180	1 227 221	8%
Usage Professionnel	223 979	190 610	275 950	199 866	305 008	216 859	331 705	14%
Eclairage Public	1 050	1 053	1 065	1 056	1 267	1 148	1 270	7%
Moyenne Tension	1 924	2 025	2 157	2 131	2 648	2 241	3 005	16%
Tarif Courte utilisation (TCU)	81	81	78	80	78	79	79	-1%
Tarif Général (TG)	1 689	1 835	1 751	1 943	2 042	2 055	2 398	12%
Tarif Longue utilisation (TLU)	46	45	44	44	44	43	44	-1%
Concessionnaires d'électrification rurale	108	64	284	64	484	64	484	65%
Haute Tension	6	5	5	7	5	8	7	5%
Normal	6	4	4	6	4	7	6	0%
Secours	-	1	1	1	1	1	1	
TOTAL	1 199 156	1 276 615	1 332 073	1 319 182	1 447 426	1 445 436	1 563 208	9%

NB: les valeurs de 2019 proviennent du budget Senelec

*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Le tableau, ci-dessous, présente la répartition de la clientèle BT soit 99% de la clientèle, incluant les clients Woyofal Domestique Petite Puissance.

Tableau 18 : Répartition de la clientèle BT

		2016	2017		2018		2019	
			Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Basse Tension	Nombre	1 197 226	1 274 585	1 329 911	1 317 044	1 444 773	1 443 187	1 560 196
Usage Domestique	Nombre	972 197	1 082 922	1 052 896	1 116 122	1 138 498	1 225 180	1 227 221
Tarif petite puissance (UDPP)	Nombre	796 959	786 012	760 761	785 120	729 449	890 029	696 479
Tarif moyenne puissance (UDMP)	Nombre	6 447	6 222	6 549	6 991	6 643	7 829	6 720
Tarif grande puissance (UDGP)	Nombre	617	600	613	668	612	744	573
Woyofal domestique petite puissance (DPP)	Nombre	168 053	290 088	284 083	323 343	400 229	326 578	521 809
Woyofal domestique moyenne puissance (DMP)	Nombre	121	-	890	-	1 565	-	1 640
Usage Professionnel	Nombre	223 979	190 610	275 950	199 866	305 008	216 859	331 705
Eclairage public	Nombre	1 050	1 053	1 065	1 056	1 267	1 148	1 270

Les réalisations sur le nombre de clients Woyofal Domestique Petite et moyenne Puissance (clients prépaiement) enregistre une croissance annuelle moyenne de 46% sur la période 2017-2019.

Avec une augmentation moyenne des ventes de 8% et une croissance moyenne de la clientèle de 9%, la consommation unitaire a enregistré des modifications plus ou moins sensibles.

Pour la clientèle Basse Tension, la quantité moyenne d'énergie consommée par client devrait enregistrer une baisse de 1% en moyenne par année, passant de 1,535 MWh/client en 2017 à 1,496 MWh/client en 2019.

Au niveau de la Moyenne Tension, l'évolution serait de -12% par an avec une consommation moyenne de 441,122 MWh/client en 2017 et 349,375 MWh/client prévue en 2019.

Pour la Haute Tension, la consommation unitaire, a enregistré une hausse sensible moyenne annuelle de 10% en passant de 31 GWh/client en 2017 à 41 GWh/client prévue en 2019.

Tableau 19 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle

MWh/Client	2016	2017	2018	2019	TCAM
Basse Tension	1,544	1,535	1,450	1,496	-1%
Usage Domestique	1,252	1,270	1,206	1,277	1%
Usage Professionnel	2,528	2,268	2,087	2,046	-7%
Eclairage Public	62,133	72,698	67,543	69,894	4%
Moyenne Tension	442,031	441,122	383,318	349,375	-8%
Tarif Courte utilisation (TCU)	112,076	140,135	148,315	157,136	12%
Tarif Général (TG)	451,693	489,585	442,815	391,866	-5%
Tarif Longue utilisation (TLU)	1 649,212	1 736,700	1 968,736	1 935,387	5%
Concessionnaires d'électrification rurale		24,265	26,047	26,047	
Haute Tension	30 348,958	31 118,608	40 740,886	40 551,898	10%
Normal	30 348,958	38 226,510	50 005,357	46 738,548	
Secours		2 687,000	3 683,000	3 432,000	
TOTAL	2,403	2,383	2,297	2,353	-1%

4.4. L'évolution des revenus issus des ventes

Les revenus issus des ventes d'énergie se chiffrent à 1 078,279 milliards de FCFA sur la période contre des projections de 1 109,049 milliards de FCFA soit un gap de 30,768 milliards de FCFA. En 2017, les réalisations ont légèrement dépassé les prévisions de 1%. Toutefois, elles ont été en deçà en 2018 avec un écart de -4%. Ce même écart est prévu en 2019.

L'écart entre les réalisations et les prévisions est causé par le gap en zones urbaines où il est de -1% en 2017 et -5% en 2018. L'écart réalisation-prévision attendu en 2019 est de -4%.

En zone rurale, les réalisations dépassent les projections de 10% en 2017 et de 3% en 2019.

Toutefois, les revenus réalisés sur la période croissent annuellement au taux moyen de 6%. Il faut signaler que ce taux moyen annuel est tiré par une forte croissance des revenus de 9% attendue en 2019, contre une réalisation de 4% entre 2017 et 2018.

En milieu rural, les revenus réalisés ont connu une hausse de 5,1% en 2018 et devraient augmenter de 3,5% 2019.

Figure 8 : Revenus de Senelec issus des ventes sur la période 2017-2019

		2016	2017			2018			2019			TCAM
			Projections	Réalisations	Ecart	Projections	Réalisations	Ecart	Projections	Budget	Ecart	
Revenus facturés totaux (Ventes énergie)	MnFCFA	339 401	336 626	338 986	1%	368 572	353 054	-4%	403 848	386 238	-4%	5%
Zones urbaines	MnFCFA	290 547	288 666	286 366	-1%	314 946	297 762	-5%	344 206	329 012	-4%	4%
Zones rurales	MnFCFA	48 854	47 961	52 620	10%	53 626	55 293	3%	59 642	57 227	-4%	6%

5. Situation de la Qualité du Service

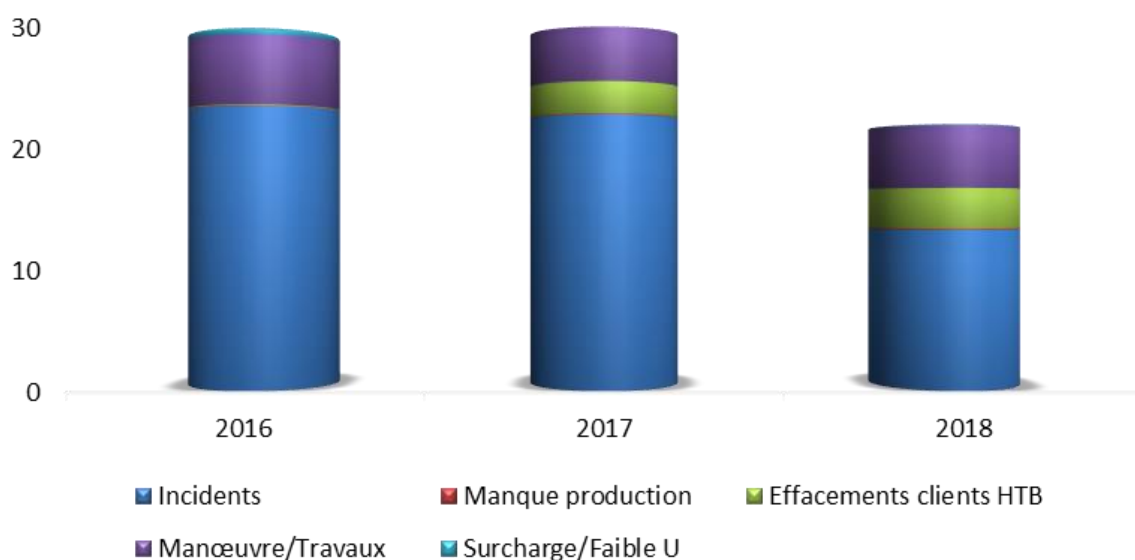
La période 2017-2019 est marquée par une nette amélioration de la qualité du service. La demande non satisfaite (Energie Non Fournie (ENF)) globale est passée de 30,6 GWh en 2017 à 22 GWh en 2018. Pour l'année 2019, une Energie Non Fournie globale de 13 GWh est projetée.

La norme assignée à Senelec en matière d'Energie Non Fournie, de 1% de l'énergie vendue, soit 31,48 GWh en 2017 et 33,14 GWh en 2018, a été respectée.

L'Energie Non Fournie par manque de production est passée de 0,08 GWh en 2017 à 0,1 GWh en 2018.

Quant à l'Energie Non Fournie suite aux incidents, elle connaît sur la période une baisse de 42% due à l'amélioration de la qualité de service sur le réseau.

Figure 9 : Evolution de l'Energie Non Fournie (GWh)



En 2018, les interruptions de service suite aux incidents et Manœuvres/Travaux ont augmenté à l'exception des interruptions résultant du manque de production.

L'END en 2018 reste dominée par les incidents qui représentent 74% alors que la part de l'END pour Manœuvre/Travaux est de 16%.

La répartition des interruptions par nature entre 2016 et 2018 est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 20 : Répartition des interruptions par nature

	2016	2017	2018
Nature	END (GWh)	END (GWh)	END (GWh)
Incidents	23,48	22,79	13,28
Manque production	0,04	0,08	0,1
Effacements clients HTB	0,08	2,65	3,35
Manœuvre/Travaux	5,78	4,83	5,16
Surcharge/Faible U	0,85	0,25	0,13
Total	30,23	30,6	22,01

Cependant, plusieurs incidents majeurs généralisés ont été enregistrés sur la période. Ainsi, quatre « semi black-out » ont été enregistrés en 2017 et quatre autres en 2018. Cela dénote la faiblesse du réseau en termes de stabilité laquelle menace la sécurité de la fourniture d'électricité.

Par ailleurs, Senelec a calculé, à partir de 2016, les indicateurs standards de qualité de service SAIFI (System Average Interruption Frequency Index - Indicateur de fréquence moyenne d'interruption de service) et SAIDI (System Average Interruption Duration Index - Indicateur de durée moyenne d'interruption de service) exprimés par client et par an.

Le SAIDI est passé de 95h38mn en 2016 à 17h22mn en 2018.

Le SAIFI est passé de 50 interruptions par client en 2016 à 19 interruptions par client en 2018.

Tableau 21 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI

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

6. Situation des Investissements

La période 2017 – 2019 est marquée par la consolidation de la mise en œuvre du plan stratégique 2016-2020 avec notamment :

- la poursuite de la remise à niveau et du développement des infrastructures de transport et de distribution ainsi que des systèmes d'information ;
- le maintien de l'intervention de l'Etat sous forme de subvention d'investissement.

Les investissements réalisés relatifs à la base tarifaire s'élèvent en 2017 et 2018 à 195 435 millions de FCFA alors que les projections sont de 330 939 millions de FCFA soit un taux de réalisation de 60%.

En 2019 Senelec prévoit des réalisations à hauteur de 270 137 millions de FCFA contre une projection de 179 802 millions de FCFA soit un taux de réalisation de 150%.

Le niveau conséquent des investissements à réaliser en 2019 devrait porter les réalisations de la période 2017-2019 à 465 572 millions de FCFA sur la période. Par rapport aux projections de 510 741 millions de FCFA, le taux d'exécution serait de 91%.

Tableau 22 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements rémunérés

	2017			2018			2019			2017-2019		
	Projections	Réal	% Réal	Projections	Réal	% Réal	Projections	Budget	% Réal	Projections	Budget	% Réal
PRODUCTION	23 036	10 410	45%	7 257	14 155	195%	400	28 231	7058%	30 693	52 796	172%
TRANSPORT	30 503	32 836	108%	99 747	59 595	60%	96 797	102 848	106%	227 046	195 279	86%
DISTRIBUTION	31 757	22 202	70%	78 196	37 153	48%	64 093	113 841	178%	174 046	173 196	100%
AUTRES	34 732	4 074	12%	25 712	15 010	58%	18 512	25 217	136%	78 955	44 301	56%
Total rémunéré	120 027	69 522	58%	210 911	125 913	60%	179 802	270 137	150%	510 741	465 572	91%

En plus de ces investissements rémunérés, le programme retenu lors de la détermination des conditions tarifaires de la période 2017-2019 comporte des investissements non éligibles à la base tarifaire. Il s'agit des investissements sous forme de subvention ou dons, ceux liés aux compteurs et certains projets immobiliers.

Pour ces investissements, les réalisations de Senelec montrent un taux d'exécution moyen de 37% en 2017 et 2018. Les activités prévues en 2019 devraient permettre de porter ce taux à 67% sur la période. Il convient de souligner que le niveau d'exécution des projets immobilier est nul sur la toute la période.

Tableau 23 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements non rémunérés

	2017			2018			2019			2017-2019		
	Projections	Réal	% Réal	Projections	Réal	% Réal	Projections	Budget	% Réal	projections	réal	% réal
Etas et dons	59 054	24 034	41%	46 702	20 807	45%	42 981	59 279	138%	148 737	104 120	70%
comptage	8 692	1 263	15%	4 600	2 670	58%	8 200	12 813	156%	21 492	16 746	78%
immobilier	5 000	-	0%	5 500	-	0%				10 500	-	
Total non rémunéré	72 746	25 297	35%	56 802	23 477	41%	51 181	72 092	141%	180 729	120 866	67%

Par ailleurs, au-delà du programme d'investissement retenu dans le cadre de la définition des conditions tarifaires 2017-2019, Senelec prévoit d'autres investissements relatifs notamment au réseau de transport et de distribution ainsi que l'acquisition de compteur qui seront réalisés pour un montant total de 98 631 millions de FCFA dont 89 550 millions de FCFA en 2019.

7. Les coûts régulés de Senelec

Les coûts de Senelec pris en considération dans le RMA concernent les charges d'exploitation et de maintenance, les impôts et taxes, les amortissements ainsi que la rémunération de la base tarifaire. Cette section présente la comparaison des charges projetées avec les réalisations de Senelec.

7.1. Les charges d'exploitation et de maintenance

Les charges d'exploitation et de maintenance de Senelec représentent plus de 80% du Revenu Maximum Autorisé de Senelec. Elles sont composées des charges de production et d'achat d'énergie ainsi que des charges opérationnelles.

7.1.1. Les charges de production et d'achat d'électricité

Les charges de production et d'achat d'énergie électrique constituent les principales charges d'exploitation de Senelec. Elles représentent entre 75% et 80% des charges d'exploitation et de maintenance et sont composées par :

- les charges de combustibles (y compris le transport de combustibles)
- les huiles et autres fournitures liées
- les frais fixes d'achat d'énergie
- les frais variables d'achat d'énergie

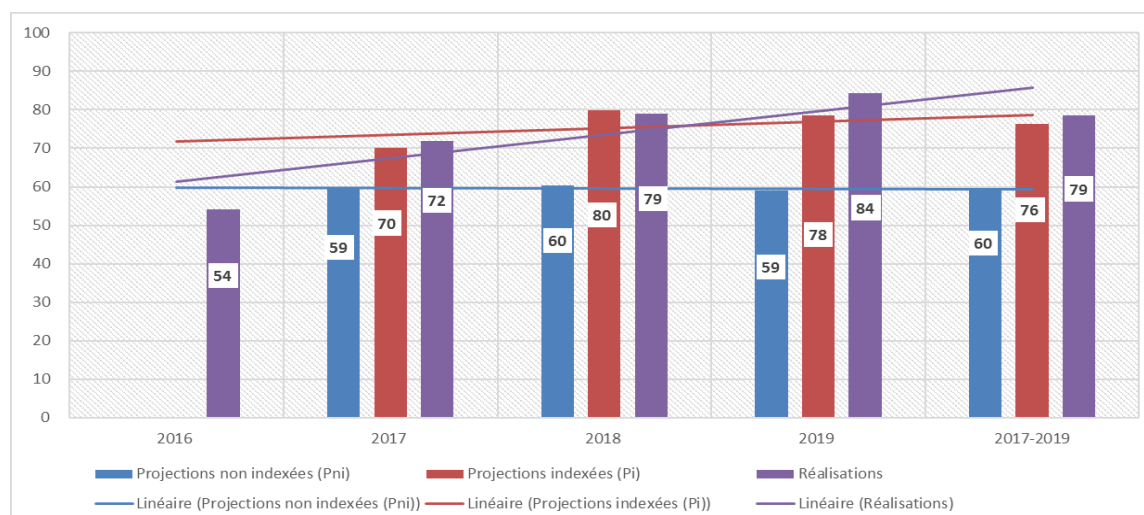
Les charges de Senelec liées à la production et aux achats d'énergie se chiffrent respectivement à 278 259 et 314 651 millions de FCFA en 2017 et 2018. En 2019, elles devraient se situer à hauteur de 365 226 millions de FCFA.

En terme unitaire, le coût moyen de production est de 72 FCFA/kWh en 2017 et 79 FCFA/kWh en 2018. En 2019, il devrait atteindre 84 FCFA/kWh soit un coût moyen de production sur la période 2017-2018 de 79 FCFA/kWh.

On note ainsi une augmentation sensible des coûts de production sur la période 2017-2019 par rapport à l'année 2016 et par rapport aux charges de référence prises en compte dans la détermination des conditions tarifaires. En effet par rapport au coût de référence considéré dans la détermination des conditions tarifaires de 60 FCFA/kWh, le coût moyen de production enregistre un bond de près de 30% sur la période 2017-2019.

Par rapport au coût de production de l'année 2016 de 54 FCFA/kWh, l'augmentation est de 46%.

Figure 10 : Evolution des coûts de production unitaires sur la période 2017-2019 (FCFA/kWh)



En considérant les ventes, le coût de production du kWh vendu se chiffre à 88 FCFA/kWh en 2017 et 95 FCFA/kWh en 2018. En 2019, il devrait atteindre 100 FCFA/kWh soit un coût moyen de production sur la période de 95 FCFA/kWh.

Les coûts de production sur la période 2017-2019 augmentent par rapport à l'année 2016 et par rapport aux coûts de référence prises en compte dans la détermination des conditions tarifaires. En effet, le coût moyen de production enregistre un bond de près de 30% sur la période 2017-2019 par rapport au coût de référence considéré dans la détermination des conditions tarifaires de 71 FCFA/kWh.

Figure 11 : Projection et réalisation des coûts de production unitaires sur la période 2017-2019 (FCFA/kWh vendu)



Cette augmentation, s'explique essentiellement par le renchérissement des prix des combustibles auquel s'ajoute une utilisation plus importante que prévue du gazoil.

Tableau 24 : Analyse comparative de l'évolution de charges de combustible avec les données de référence

DEPENSES EN COMBUSTIBLES		2017	2018	2019	2017-2019
FUEL LOURD HTS (FO HTS 380)	Qtités Réalisées (Tonnes)	447 525	439 248	435 683	1 322 456
	Qtités Projetées (Tonnes)	475 114	415 070	405 401	1 295 585
	Ecart Qtités (Tonnes)	- 27 589	24 178	30 282	26 871
	Prix Constatés (FCFA)	246 770	297 486	326 912	290 389
	Prix Référence (FCFA)	174 049	174 049	174 049	174 049
	Ecart Prix (FCFA)	72 721	123 437	152 863	116 341
	Montants Réalisés (Mn FCFA)	110 436	130 670	142 430	383 536
	Montants Projetés (Mn FCFA)	82 693	72 242	70 560	225 495
	Ecart Montants (Mn FCFA)	27 743	58 428	71 871	158 041
	Effet Prix (Mn FCFA)	33 548	52 727	64 286	150 560
	Effet Quantité (Mn FCFA)	- 5 805	5 700	7 585	7 480
FUEL LOURD BTS (FO BTS 380)	Qtités Réalisées (Tonnes)	249 816	223 360	136 783	609 959
	Qtités Projetées (Tonnes)	225 900	198 574	127 283	551 757
	Ecart Qtités (Tonnes)	23 916	24 786	9 500	58 202
	Prix Constatés (FCFA)	244 852	294 581	334 722	291 385
	Prix Référence (FCFA)	177 125	177 125	177 125	177 125
	Ecart Prix (FCFA)	67 727	117 456	157 597	114 260
	Montants Réalisés (Mn FCFA)	61 168	65 798	45 784	172 750
	Montants Projetés (Mn FCFA)	40 013	35 172	22 545	97 730
	Ecart Montants (Mn FCFA)	21 155	30 625	23 239	75 020
	Effet Prix (Mn FCFA)	16 109	24 779	20 808	61 697
	Effet Quantité (Mn FCFA)	5 046	5 846	2 431	13 323
GASOIL	Qtités Réalisées (Tonnes)	41 839	54 179	40 784	136 802
	Qtités Projetées (Tonnes)	24 432	21 879	1 576	47 887
	Ecart Qtités (Tonnes)	17 407	32 300	39 208	88 915
	Prix Constatés (FCFA)	392 210	477 260	477 260	448 910
	Prix Référence (FCFA)	250 858	250 858	250 858	250 858
	Ecart Prix (FCFA)	141 352	226 402	226 402	198 052
	Montants Réalisés (Mn FCFA)	16 410	25 858	19 465	61 732
	Montants Projetés (Mn FCFA)	6 129	5 489	395	12 013
	Ecart Montants (Mn FCFA)	10 281	20 369	19 069	49 719
	Effet Prix (Mn FCFA)	4 684	8 610	4 795	18 089
	Effet Quantité (Mn FCFA)	5 597	11 759	14 274	31 630
charbon	Qtités Réalisées (Tonnes)	-	54 135	361 654	415 789
	Qtités Projetées (Tonnes)	-	154 995	339 369	494 364
	Ecart Qtités (Tonnes)	-	- 100 860	22 285	- 78 575
	Prix Constatés (FCFA)	-	33 300	54 880	29 393
	Prix Référence (FCFA)	-	38 675	38 675	25 783
	Ecart Prix (FCFA)	-	- 5 375	16 205	3 610
	Montants Réalisés (Mn FCFA)	-	1 803	19 848	21 650
	Montants Projetés (Mn FCFA)	-	5 994	13 125	19 120
	Ecart Montants (Mn FCFA)	-	- 4 192	6 722	2 531
	Effet Prix (Mn FCFA)	-	- 562	5 680	5 118
	Effet Quantité (Mn FCFA)	-	- 3 630	1 042	- 2 587
TOTAL	Montants Réalisés (Mn FCFA)	188 013	224 128	227 527	639 668
	Montants Projetés (Mn FCFA)	128 835	118 898	106 625	354 357
	Ecart Montants (Mn FCFA)	59 179	105 230	120 902	285 310
	Effet Prix (Mn FCFA)	54 341	85 554	95 569	235 464
	Effet Quantité (Mn FCFA)	4 838	19 676	25 333	49 846

Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, l'impact de l'augmentation des prix des combustibles à la hauteur des prix officiels a été pris en considération dans la détermination des revenus de Senelec. Les charges additionnelles étant absorbées par l'entreprise.

7.1.2. Les dépenses opérationnelles

Elles sont composées des :

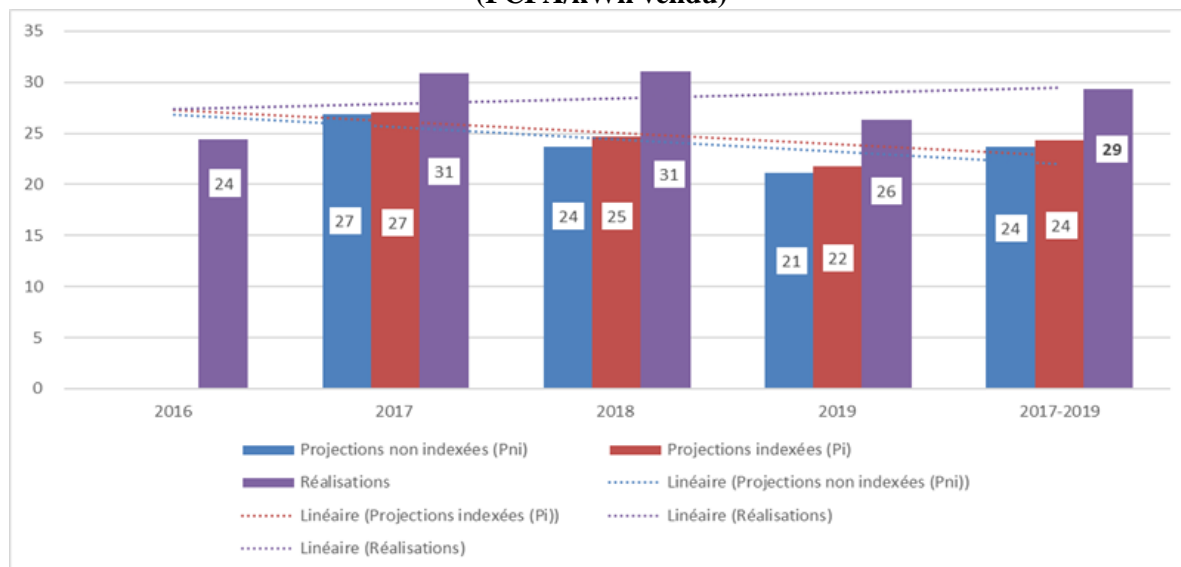
- charges de personnel ;
- autres achats consommés ;
- services extérieurs ;
- dépenses de transport.

Les dépenses opérationnelles de Senelec se chiffrent respectivement à 97 274 et 102 939 millions de FCFA en 2017 et 2018. En 2019, elles devraient baisser légèrement à 96 582 millions de FCFA.

En terme unitaire, les dépenses opérationnelles s'élèvent à 31 FCFA/kWh vendu en 2017 et 2018 avant de baisser jusqu'à 26 FCFA/kWh vendu en 2019, soit une moyenne de 29 FCFA/kWh vendu sur la période 2017-2019.

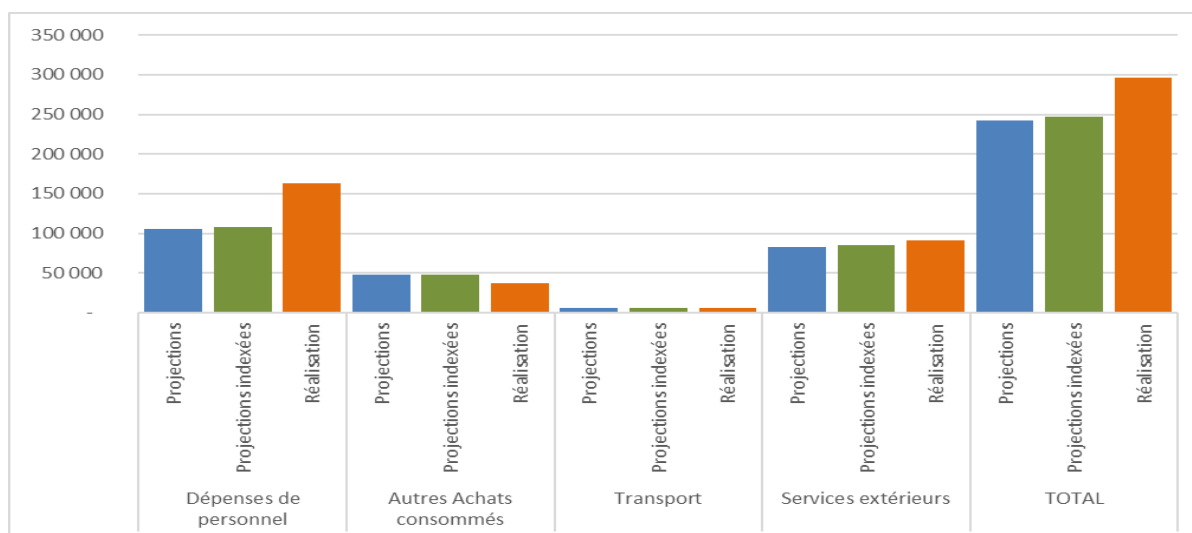
Par rapport aux données retenues lors de la détermination des conditions tarifaires de 24 FCFA/kWh en moyenne, les charges opérationnelles de Senelec ont enregistré un bond de près de 20% sur la période.

Figure 12 : Projections et réalisations des charges opérationnelles sur la période 2017-2019 (FCFA/kWh vendu)



Cette augmentation résulte essentiellement de l'accroissement des charges de personnel qui ont progressé de près de 50% sur la période auquel se sont ajoutées les effets de l'inflation et de l'évolution de la demande.

Figure 13 : Composition des charges opérationnelles sur la période



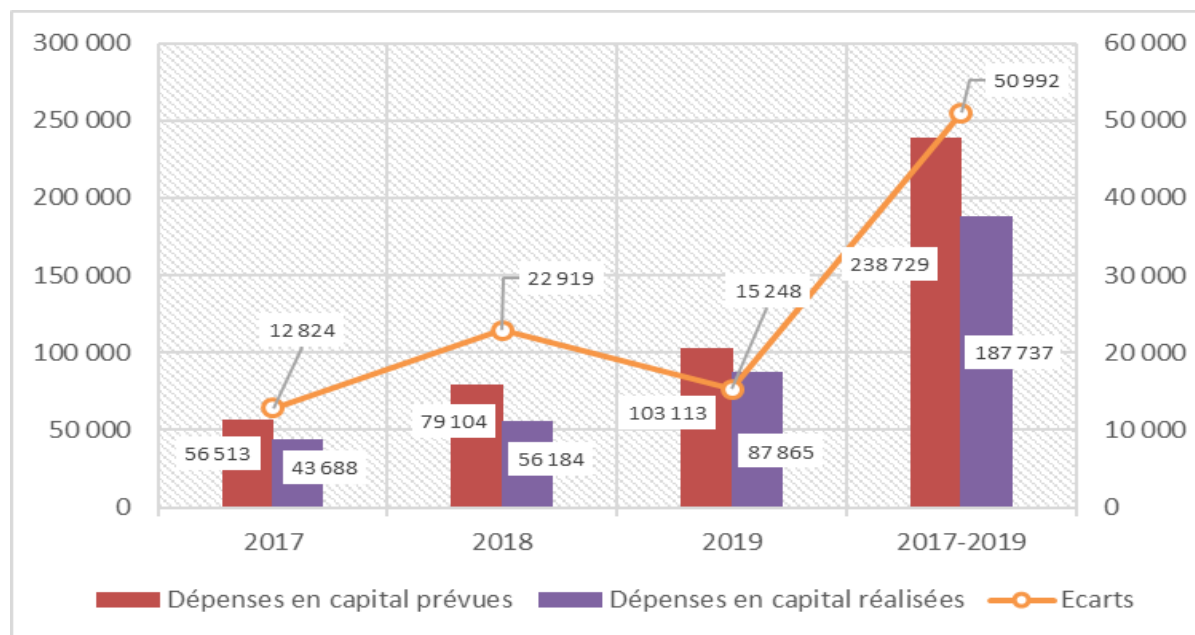
Les effets de l'inflation et de la demande sur les charges opérationnelles de Senelec ont été pris en compte dans la détermination du RMA de Senelec.

7.2. Les dépenses en capital

Les dépenses en capital sont relatives aux actifs de l'entreprise. Elles concernent les amortissements et la rémunération de la base tarifaire.

Les dépenses en capital correspondant aux investissements réalisés devraient s'élever à 62 579 millions de FCFA par an en moyenne sur la période 2017-2019. Par rapport aux dépenses en capital projetées de 79 576 millions de FCFA en moyenne, l'écart y relatif s'élève à 16 997 millions de FCFA par an correspondant à -21% en valeur relative.

Figure 14 : Projections et réalisations des dépenses en capital sur la période 2017-2019



7.3. Les impôts et taxes

Les impôts et taxes s'élèvent respectivement à 7 187 et 1 792 millions de FCFA en 2017 et 2018. En 2019 ils devront atteindre 2 127 millions FCFA, soit 11 106 millions de FCFA sur la période.

Par rapport aux projections de 10 022 millions de FCFA, l'écart est de 1 083 millions, correspondant à 11% en valeur relative.

8. Situation Financière

8.1. Les produits d'exploitation

Les produits d'exploitation sont passés de 474 057 millions de FCFA en 2017 à 523 532 millions de FCFA budgétisés par Senelec en 2019 ; ils devraient ainsi enregistrer une croissance annuelle moyenne de 10,78%. Cette évolution s'explique essentiellement par :

- la croissance annuelle moyenne de 16,03% des *ventes d'énergie* qui sont passées de 419 048 millions de FCFA en 2017 à 510 828 millions de FCFA budgétisés en 2019 ;

- le taux de croissance annuel moyen de 12,59% des *travaux et services vendus* qui, de 11 828 millions de FCFA en 2017, sont budgétisés à 11 941 millions de FCFA en 2019 ;
- la baisse annuelle moyenne de 73,98% des *autres produits* qui sont passés de 24 110 millions en 2017 à 763 millions budgétisés en 2019.

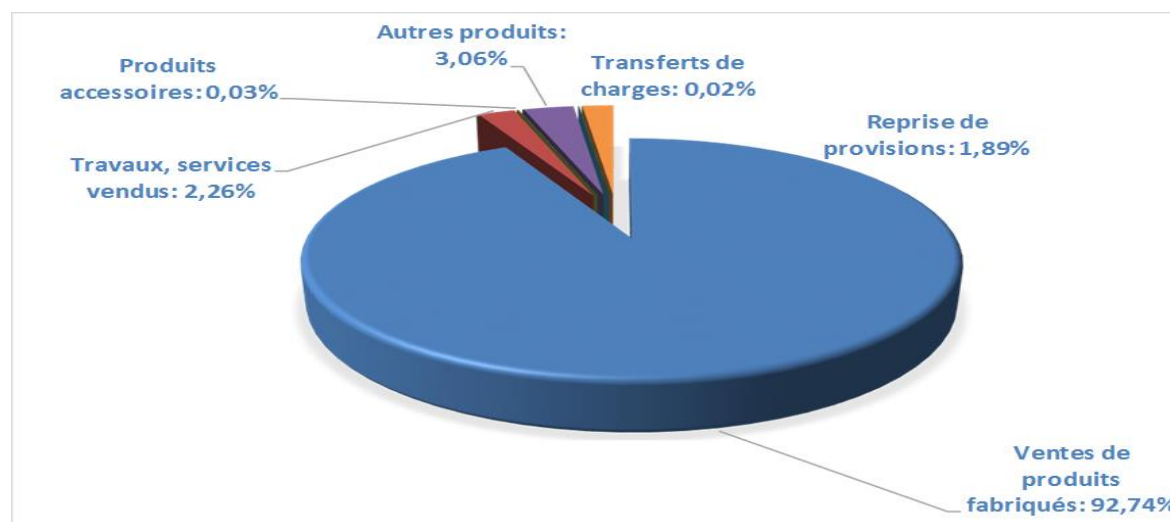
Tableau 25 : Evolution des produits d'exploitation

Produits d'exploitation en Mn FCFA	Exercices				Total 2017-2019	TCAM
	2016	2017	2018	2019		
Ventes de produits fabriqués	327 016	419 048	501 409	510 828	1 431 285	16,03%
Travaux, services vendus	8 367	11 828	11 083	11 941	34 852	12,59%
Produits accessoires	164	222	194	0	416	-100%
Subvention d'exploitation			39			-100%
Autres produits	43 339	24 110	22 391	763	47 264	-73,98%
Transferts de charges	2 729	279	63	0	341	-100%
Reprise de provisions	3 423	18 571	10 584		29 155	-100%
TOTAL	385 038	474 057	545 763	523 532	1 543 353	10,78%

Les ventes d'énergie électrique représentent en moyenne 92,74% des produits d'exploitation, les travaux et services vendus 2,26% et les autres produits, 3,06%.

Cette part des ventes d'énergie dans les produits d'exploitation a régulièrement augmenté sur la période passant de 88,40% en 2017 à 97,57% en 2019. Par contre, la contribution des autres produits dans les produits d'exploitation devrait considérablement baisser passant de 5,09% en 2017 à 0,15% en 2019.

Figure 15 : Répartition des produits d'exploitation



8.2. Les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation, comparées à 2016, ont augmenté sur la période 2017-2019 à un taux annuel moyen de 11,77% ; donc à un rythme plus soutenu que celui des produits d'exploitation (10,78%). Cette hausse des charges d'exploitation est essentiellement tirée par :

- La croissance annuelle moyenne de 21,42% de la consommation de matières premières et fournitures liées (combustibles, achat d'énergie, frais de capacité, lubrifiants) ;
- L'augmentation annuelle au rythme de 27,37% des autres achats ;
- La hausse annuelle des charges de personnel à un taux de 15,55%.

Tableau 26 : Evolution des charges d'exploitation

RUBRIQUES	2016	2017	2018*	2019**	Total 2017-2019	TCAM 2016-2019
Consommation de Matières premières & fournitures liées	201 106	277 922	324 443	360 010	962 375	21,42%
Autres achats et variation de stock	6 349	10 930	15 817	13 119	39 867	27,37%
Transports	1 592	1 568	2 193	2 127	5 888	10,14%
Services extérieurs	27 099	33 112	38 348	35 340	106 800	9,25%
Impôts et taxes	23 326	7 187	12 120	5 809	25 116	-37,08%
Autres charges	37 181	19 903	13 465	2 384	35 752	-59,97%
Charges de personnel (1)	33 712	57 367	53 613	52 008	162 988	15,55%
Dotation aux amortissements et provisions	21 923	24 573	42 966	21 121	88 660	-1,23%
TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	352 288	432 562	502 964	491 919	1 427 446	11,77%

* Estimations ** Budget

8.3. Les performances de Senelec sur la période 2017-2019

Le ratio Charges d'exploitation/Produits d'exploitation a augmenté près de 1% par an sur la période 2017-2019.

Tableau 27 : Ratio charges d'exploitation / Produits d'exploitation

RUBRIQUES	2016	2017	2018*	2019**	TCAM
Consommation de MP & fournitures liées/Vente de produits finis	61,50%	66,30%	64,70%	70,50%	4,65%
Autres achats et variation de stock/Chiffre d'affaires	1,90%	2,50%	3,10%	2,50%	9,87%
Transports /Produits d'Exploitation	0,40%	0,30%	0,40%	0,40%	-0,58%
Services extérieurs / Produits d'exploitation	7,00%	7,00%	7,00%	6,80%	-1,38%
Impôts et taxes / Produits d'exploitation	6,10%	1,50%	2,20%	1,10%	-43,21%
Autres charges / Produits d'exploitation	9,70%	4,20%	2,50%	0,50%	-63,87%
Charges de personnel / Produits d'exploitation	8,80%	12,10%	9,80%	9,90%	4,30%
Dotation aux amortissements provisions / Produits d'exploitation	5,70%	5,20%	7,90%	4,00%	-10,85%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION/PRODUITS D'EXPLOITATION	91,50%	91,20%	92,20%	94,00%	0,90%

* Estimations ** Budget

Cette situation s'explique, en grande partie, par la difficulté de Senelec à contenir les charges de combustibles mais aussi par la croissance annuelle moyenne de 15,55% des charges de personnel. Ces postes représentent respectivement 67% et 11% des charges totales d'exploitation.

Malgré un taux de croissance annuel moyen de 15,93% de son Chiffre d'affaires sur la période 2017-2019, Senelec verra son Résultat net décroître sur la période

à un taux moyen de 4,56% par an sur la période. Ces tendances opposées du Chiffre d’Affaires et du Résultat net traduisent une baisse des performances de l’opérateur reflétée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 28 : Soldes de gestion

LIBELLES	2016	2017	2018*	2019**	TCAM
Chiffre d'affaires	335 547	431 097	512 687	522 769	15,93%
Valeur ajoutée	82 233	104 488	128 794	104 743	8,40%
Excédent Brut d'Exploitation	48 521	47 217	75 181	52 735	2,81%
Résultat d'Exploitation	32 750	41 494	56 733	39 849	6,76%
Résultat net	30 505	36 376	25 997	26 520	-4,56%

* Estimations ** Budget

Les ratios de performance de Senelec, sur la période 2017-2019, font état :

- d’un recul annuel de 6,49% du Taux de Valeur Ajoutée
- d’une dégradation moyenne de 11,31% du Taux d’Excédent Brut d’Exploitation par an
- d’un repli annuel moyen de 8,58% de la Marge de Rentabilité d’Exploitation et
- d’une baisse annuelle moyenne de la Performance Globale (Résultat net/Total Produits) de 13,63%.

Tableau 29 : Evolution des ratios de performance de Senelec

Ratio	Formule	2016	2017	2018	2019	TCAM
Taux de valeur ajoutée	VA /CA	24,51%	24,24%	25,12%	20,04%	-6,49%
Marge d'Excédent Brut d'Exploitation	EBE/CA	14,46%	10,95%	14,66%	10,09%	-11,31%
Marge de rentabilité d'exploitation	RE/ CA	9,76%	9,63%	11,07%	7,62%	-7,91%
Marge Résultat des activités ordinaires	Résultat des act. ordinaires / C.A	6,65%	8,05%	5,80%	5,08%	-8,58%
Performance globale	Résultat net/Total Produits	7,76%	7,55%	4,75%	5,00%	-13,63%

Globalement, Senelec a connu une augmentation de ses revenus avec un Chiffre d’affaires qui a régulièrement cru à un taux annuel moyen de 15,93%. Toutefois, le résultat net a régressé à un taux annuel moyen de 4,56% du fait des charges d’exploitation qui ont augmenté plus que proportionnellement à l’augmentation des produits.

Cependant, Senelec dégage un résultat net positif sur la période.

APPRECIATION DE L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS

Ce chapitre présente l'appréciation de l'adéquation de la Formule par Senelec de Senelec sur les conditions tarifaires en vigueur ont été émises par la CRSE et Senelec et observations de la CRSE.

1. Appréciation de Senelec

Senelec, dans son appréciation de la Formule de contrôle des revenus, considère que « la méthode est satisfaisante et la Formule est conceptuellement correcte étant donné qu'elle contient tous les éléments de coûts de l'entreprise ».

Toutefois, elle souligne que le non-paiement par l'Etat de l'intégralité de la compensation de revenus faisant suite au maintien des tarifs entraîne un manque à gagner.

Par ailleurs, elle a souligné des points dont elle souhaite la prise en considération dans la Formule de contrôle des revenus de la période 2020-2022 afin de mieux refléter les coûts de Senelec. Il s'agit de :

- la durée d'amortissement des actifs ;
- la rémunération du besoin en fonds de roulement ;
- le facteur d'économie d'échelle.

1.1. La durée d'amortissement des actifs

Senelec considère que la durée d'amortissement des actifs de la base tarifaire est différente de la maturité moyenne des emprunts de Senelec. Cette situation induit pour elle un décalage dans la rémunération des actifs de Senelec qui sont censés servir à faire face au service de la dette. Senelec demande la révision de la durée d'amortissement des actifs futurs comme le prévoit la loi n° 98-29 pour réduire le décalage et refléter fidèlement la réalité économique de l'entreprise.

1.2. La rémunération du besoin en fonds de roulement

Senelec considère que le décalage entre les délais de recouvrement des créances client (3 mois) et les délais de paiement des dettes fournisseurs (1 mois) se traduit par un besoin en fonds de roulement structurel conséquent. Ainsi, elle demande que le fonds de roulement soit pris en compte dans la base tarifaire et rémunéré.

1.3. Le facteur d'économie d'échelle

Le facteur d'économie d'échelle θ reflète la proportion de coûts fixes et variables. Pour Senelec l'utilisation d'un seul facteur d'économie d'échelle pour toutes les catégories tarifaires est une simplification qui ne reflète pas entièrement la véritable structure de coût de l'entreprise. Ainsi, elle propose qu'une analyse de la proportion des coûts fixes et variables selon le niveau de tension soit menée pour comparer les résultats avec la valeur moyenne et apprécier leur impact sur la Formule de contrôle des revenus.

2. Observations de la Commission

La Commission considère qu'à l'épreuve de la pratique, la régulation par les prix plafonds telle qu'appliquée au Sénégal constitue un mode de régulation efficace qui permet de prendre en considération les charges raisonnables de Senelec. De même, la Formule de contrôle des revenus prend en compte les effets des facteurs exogènes que sont les prix des combustibles et le niveau de la demande. Cette Formule préserve également les consommateurs des coûts liés à l'inefficacité opérationnelle de Senelec.

Toutefois, la Commission considère que les questions suivantes méritent une attention particulière.

- les investissements autorisés et non réalisés ;
- le paiement irrégulier de la compensation de revenus ;
- la durée de validité des conditions tarifaires.

2.1. Les investissements rémunérés et non réalisés de Senelec

Aux termes de l'article 28 de la loi n° 98-29, la base tarifaire est déterminée en considérant les « estimations des dépenses d'investissement permises, de la cession des actifs et des taux d'amortissement convenus ».

Pour déterminer la valeur de la base tarifaire, la Commission se base sur le programme d'investissement soumis par Senelec afin de déterminer les investissements autorisés. Ces investissements sont déterminés en fonction des critères d'éligibilité et intégrés dans la base tarifaire.

À la fin de la période tarifaire, la Commission procède à une comparaison entre les dépenses d'investissement autorisées en début de période et les réalisations de Senelec en vue de la mise à jour de la base tarifaire. De ce fait, les investissements non réalisés ne sont pas pris en compte dans la base tarifaire de la période suivante. Toutefois, aucun mécanisme de correction des revenus autorisés au titre des investissements non réalisés n'est prévu par la Formule de contrôle des revenus en vigueur.

Pour assurer le suivi régulier de l'exécution des investissements, la Commission a requis de Senelec la soumission du bilan des réalisations chaque semestre. Toutefois, Senelec n'a pas transmis les informations permettant de faire le suivi régulier.

L'analyse de l'impact de la non-réalisation de la totalité des investissements autorisés a montré la subsistance dans le RMA de revenus non négligeables relatifs à des actifs non réalisés.

2.2. Retard de paiement de la compensation de revenus

Depuis 2009, le Gouvernement dans le cadre de sa politique tarifaire a décidé de payer à Senelec une compensation de revenu afin d'éviter une augmentation des tarifs. Toutefois, entre 2008 et 2011, le versement de cette compensation s'est fait de façon irrégulière. Cette situation s'était traduite au niveau de Senelec par des tensions de trésorerie considérables avec des conséquences sur la continuité du service.

Pour faire face à cette situation, l'avenant n°3 au Contrat de Concession de Senelec a introduit un délai pour le paiement de la compensation qui doit se faire de façon trimestrielle. Cet avenant précise également que les frais financiers, liés au paiement de la compensation, supportés par Senelec sont pris en charge par l'Etat. Parallèlement à cet avenant, le Gouvernement a mis en place le Fonds spécial de Soutien au Secteur de l'Energie (FSE) pour financer son intervention dans le secteur notamment le paiement de la compensation.

Entre 2011 et 2014 ce mécanisme a permis le paiement régulier de la compensation. Il a contribué ainsi à l'amélioration de la situation technique, économique et financière de Senelec après la crise profonde de 2010 et 2011. En 2015 et 2016, avec la baisse sensible des prix des produits pétroliers, la compensation était quasi nulle.

À partir de 2017, la hausse des prix des produits pétroliers et les investissements importants ont conduit à une augmentation des revenus autorisés favorisant ainsi le retour de la compensation dont le niveau a été amplifié par la baisse des tarifs de 10% décidée par l'Etat.

En 2017 et 2018, la compensation décidée n'a pas été payée régulièrement. Le montant de la compensation non versée à Senelec est estimé à 125,2 milliards FCFA soit 58% de la compensation sur les deux années et plus de 80% de la compensation de 2018.

Cette situation fait peser sur Senelec des tensions de trésorerie considérables qui peuvent de nouveau influencer négativement sur la qualité du service ainsi que sa viabilité financière.

2.3. Durée de validité des conditions tarifaires

En 2011 la durée de validité des conditions tarifaires a été réduite à 3 ans pour prendre en considération la difficulté de faire des prévisions crédibles sur une période de 5 ans compte tenu du manque de visibilité sur le financement ainsi que sur le développement du secteur.

Aujourd'hui, la situation technique s'est beaucoup améliorée et des programmes d'investissement massifs sont en train d'être mis en œuvre pour accroître rapidement les capacités de production, développer les réseaux de transport et de distribution et moderniser les conditions de commercialisation de l'électricité.

Dans ce contexte, la durée de validité des conditions tarifaires de 3 ans induit une forte concentration des investissements qui se traduit par des augmentations brusques des revenus autorisés.

La Commission s'interroge sur le bien-fondé du maintien de la durée de la période tarifaire à 3 ans.

Les propositions de Senelec et les observations de la Commission feront l'objet d'une analyse approfondie au cours de la seconde consultation et des propositions de solutions seront faites.

SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2017 -2019

Pour la période triennale 2017 -2019, le Ministre chargé de l'Énergie avait fixé à Senelec des normes et obligations contractuelles qui se résument en deux parties :

- les obligations de raccordement des ménages à l'électricité dans les zones urbaines et dans les zones rurales ;
- les normes à respecter avec des incitations contractuelles en cas de manquement à ces normes.

1. Suivi des normes

Les normes de service concernent les clients finaux et les concessionnaires d'électrification rurale.

Pour les clients finaux, les normes concernent :

- les approbations ;
- 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 normes relatives aux approbations, à la sécurité et la disponibilité, aux relations avec la clientèle et au branchement Basse Tension ont fait l'objet d'un suivi appréciable. Par contre, celles portant sur la vérification des compteurs, la qualité du courant et la disponibilité des cartes à prépaiement n'ont pas fait l'objet d'une restitution par Senelec permettant leur analyse par rapport aux indicateurs fixés.

Les incitations contractuelles liées à la norme sur la sécurité et la disponibilité du courant ont été suspendues par le Ministre chargé de l'Énergie pour les années 2017 et 2018.

Pour les Concessionnaires d'électrification rurale, les normes concernent :

- les approbations ;
- la sécurité et la disponibilité (énergie non fournie) ;
- les relations commerciales (facturation, préavis et vérification de compteurs) ;
- la qualité du courant.

S'agissant des normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, elles n'ont pas fait l'objet de suivi exhaustif par Senelec sur la période. Les informations disponibles concernent uniquement les demandes d'approbation. Elles sont au nombre de 123 entre 2017 et 2018. La durée moyenne de traitement déclaré par Senelec est de 4,29 jours ; ce qui est inférieur à la norme de 10 jours.

Les informations relatives aux autres points n'ont pas été fournies.

1.1. Normes d'approbation

Senelec dispose d'un délai de 10 jours 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.

Sur les 253 demandes d'approbation de travaux de branchement MT formulées en 2017, 250 demandes ont été satisfaites dans un délai inférieur ou égal à 10 jours. Senelec n'a pas respecté la norme d'approbation pour 3 demandes dont deux demandes satisfaites en 11 jours et une demande en 12 jours. Une seule demande d'approbation HT a été reçue et traitée dans les délais. Globalement, le temps moyen d'approbation des travaux HT et MT en 2017 est de 7 jours.

Les réalisations de cette norme en 2018 ne sont pas soumises.

1.2. Normes de sécurité et de disponibilité (ENF)

Senelec a l'obligation de satisfaire la demande de ses clients en limitant la quantité d'Energie Non Fournie (ENF) à 1% de ses ventes. À défaut, une incitation contractuelle de 1 331 FCFA devrait lui être appliquée pour chaque kWh non fourni au-delà de la norme, dans la limite de 2% du chiffre d'affaires de l'année.

Sur la période 2017 - 2018, Senelec a respecté la norme de sécurité et de disponibilité. Les résultats du suivi de la norme sont résumés dans le tableau ci-après.

Tableau 30 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

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

1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

Les normes liées aux relations avec la clientèle sont la facturation, les réclamations sur les factures et la remise du courant après coupure pour défaut de paiement.

Il convient de noter que seules les données concernant la facturation et les réclamations sur les factures ont été fournies par Senelec.

1.3.1. Facturation

Après le raccordement d'un nouveau client, Senelec a l'obligation d'établir la première facture dans un délai de trois (3) mois. À défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 212 F CFA. Par ailleurs, Senelec ne doit pas transmettre à un client plus de 2 factures estimées consécutives et 3 factures estimées par an. Le cas contraire, elle doit payer une incitation contractuelle évaluée à 15% de la facture estimée concernée.

Sur les années 2017 et 2018, les premières factures ont été émises respectivement dans des délais moyens de 66,5 jours et 65,9 jours. Toutefois, les données transmises par Senelec sont classifiées par rapport à un délai de traitement de 2 mois, inférieur à celui fixé par la norme.

Ainsi, sur les nombres de premières factures émises en 2017 et 2018, dont la situation est résumée dans le tableau ci-après, seules 5 % ont été émises dans un délai supérieur à 2 mois. Ce qui permet de dire que la norme est respectée pour plus de 95 % des premières factures émises.

Tableau 31 : Suivi des normes de facturation établie

	2017	2018
Nombre de premières factures émises	82 764	24 306
Nombre de premières factures émises au-dela de 2 mois	3 940	1 187
Délai moyen de traitement (jour)	66,5	65,9
Taux d'émission d'une premiere facture au-dela de 2 mois	4,8%	4,9%

Concernant les factures bimestrielles, sur les 141 factures estimées en 2017, aucun client n'a reçu 3 factures estimées sur l'année. En outre, parmi les 10 clients qui ont eu 2 factures estimées en 2017, aucun n'a reçu de factures estimées successives. En 2018, aucune facture bimestrielle n'a été estimée.

1.3.2. Réclamations concernant les factures

Senelec dispose d'un délai de 10 jours pour traiter les réclamations concernant les factures.

Sur les années 2017 et 2018, Senelec a enregistré dans son département Grands Comptes respectivement 102 et 48 réclamations sur la facturation venant de ses clients. Les informations reçues ne renseignent pas sur le nombre de réclamations traitées dans les délais fixés par la norme. Toutefois, Senelec a informé sur le délai moyen de traitement annuel des réclamations estimé à 8 jours en 2017 et 11 jours en 2018.

Tableau 32 : Suivi des normes sur les réclamations concernant les factures

	2017	2018
Nombre de réclamation sur la facturation	102	48
Nombre de jour de traitement	827	521
Délai Moyen (jour)	8	11

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

En 2017 et 2018, Senelec a effectué respectivement 128 865 et 76 746 visites d'installation avant leur branchement au réseau (voir tableau ci-après). La norme n'a pas été respectée pour 28% des visites réalisées en 2017 et pour 27% de celles réalisées en 2018.

Tableau 33 : Visites réalisées avant branchement

	2017	2018
Nombre de visites effectuées	128 865	76 746
Nombre de visites effectuées au-delà de 5 jours	35 997	20 469
Délai moyen de traitement (jour)	8	9
Taux de réalisation des visites au-delà de 5 jours	28%	27%

Concernant les délais de branchement, 53 % des demandes reçues en 2017 et 74% des demandes de 2018 ont été traitées au-delà de 7 jours. Les données transmises par Senelec, n'étant pas classifiées par zones (urbaine ou rurale), ne permettent pas le suivi exhaustif de cette norme.

Tableau 34 : Demandes de branchement traitées

	2017	2018
Nombre de demandes de branchement traitées	83 501	41 277
Nombre de demandes de branchement traitées au delà de 7 jours	44 119	30 411
Délai moyen de traitement (jour)	20,4	34,6
Taux de traitement des demandes de branchement au delà de 7 jours	53%	74%

Le tableau ci-dessous récapitule le suivi des normes et obligations en 2017 et 2018.

Tableau 35 : Tableau récapitulatif du suivi des normes pour la période triennale 2017 -2019

NORMES	2017	2018	Observations
Normes relatives aux clients finaux			
Norme d'approbation	X	X	En 2017, Senelec n'a pas respecté la norme d'approbation pour 3 demandes sur 253 demandes d'approbation
Norme de sécurité et de disponibilité (Energie Non Fournie)	X	X	La norme est respectée pour la période 2017 - 2018
Normes liées aux relations avec la clientèle			Les informations reçues sont incomplètes. Seules celles concernant la facture ont été fournies par Senelec.
<i>Norme sur la première facturation établie</i>	X	X	Les données ne permettent pas une bonne appréciation du respect de la norme (délai de traitement différent de celui fixé par la norme)
<i>Norme sur l'édition de factures bimestrielles estimées</i>	X	X	En 2017, parmi les 10 clients qui ont eu 2 factures estimées aucun client n'a reçu de factures estimées successives. Aussi aucun client n'a reçu 3 factures estimées sur l'année. En 2018, aucune facture bimestrielle n'a été estimée.
<i>Norme relative réclamations sur les factures</i>	X	X	Les informations reçues ne renseignent pas sur le nombre de réclamations traitées dans les délais fixés par la norme. Toutefois, Senelec a informé sur le délai moyen de traitement annuel des réclamations estimé à 8 jours en 2017 et 11 jours en 2018.
<i>Norme sur la remise du courant après coupure pour défaut de paiement.</i>	X	X	
Normes de vérification des compteurs	X	X	
Normes sur la disponibilité des moyens d'achat de crédit prépaiement	X	X	
Normes de qualité du courant	X	X	
Norme de branchement Basse tension : Sans modification du Réseau existant	X	X	Certaines informations reçues ne permettent une bonne appréciation du respect de la norme
Norme de branchement Basse tension : Avec modification du Réseau existant	X	X	
Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale			
Normes d'approbation	X	X	La norme est respectée pour la période 2017 - 2018
Normes de qualité du courant	X	X	
Normes de sécurité et de disponibilité (Energie Non Fournie)	X	X	
Normes de facturation	X	X	
Normes de préavis d'interruption programme du service	X	X	
Normes de vérification des compteurs	X	X	

	Données transmises et exploitables
	Données non transmises
	Données transmises mais incomplètes et/ou inexploitables

2. Suivi des obligations d'électrification

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

Il convient de noter que les obligations de raccordement à l'horizon 2019 ont été fixées en considérant l'année 2015 comme étant l'année de base. En conséquence l'appréciation prend en considération les nouveaux clients de l'année 2016.

2.1. Zones urbaines

En zone urbaine, Senelec a raccordé 196 362 nouveaux clients sur la période 2016 – 2018 et prévoit le raccordement de 76 977 nouveaux clients sur l'année 2019.

Ainsi, par rapport à l'objectif global de 243 192 nouveaux clients fixés sur la période 2017 - 2019, Senelec projette le raccordement de 273 339 nouveaux clients correspondant à un taux de réalisation de 112% de son objectif cible.

Tableau 36 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain

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

Les objectifs de raccordement seront dépassés dans les régions de Dakar, Thiès Fatick et Matam si le nombre de clients attendu en 2019 est atteint.

Cependant, les objectifs ne seront pas atteints dans les autres régions. Pour des régions telles que Ziguinchor, Kolda, Kédougou, Kaffrine le niveau de réalisation sera inférieur à 60%.

Le niveau de réalisation des objectifs le moins important est enregistré dans la région de Diourbel avec 32% de raccordement.

2.2. Zones rurales

En zone rurale, Senelec devrait raccorder 67 514 nouveaux clients domestiques sur la période 2016–2019.

Le nombre de nouveaux raccordements effectués par Senelec en milieu rural entre 2016 et 2018, est évalué à 43 285. En 2019, Senelec prévoit le raccordement de 11 747 nouveaux clients pour porter le nombre de nouveaux abonnés sur la période considérée à 55 032, correspondant à un taux de réalisation de 82 % de son objectif cible.

Tableau 37 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural

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

Les objectifs de raccordement en zone rurale seront dépassés dans les régions de Diourbel, Kaolack, Matam et Ziguinchor.

Aussi, il convient de signaler que le taux de réalisation de 1% pour la région de Kédougou est particulièrement faible. Concernant les régions de Kolda et de Sedhiou, les taux de réalisation attendus à la fin de la période sont inférieurs à 40%.

Par ailleurs, pour les régions de Saint-Louis et de Thiès les données fournies par Senelec montrent une baisse anormale du nombre d'abonnés en zone rurale en 2016.

METHODOLOGIE DE DETERMINATION DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES

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

- de la Loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation par les prix plafonds ;
- du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de Senelec signé le 31 mars 1999, notamment son article 36 modifié, et le Cahier de Charges annexé, en son article 10 ;
- des Décisions de la Commission relatives aux conditions tarifaires de Senelec, notamment la Décision n°2017-08 du 29 décembre 2017 .

Elle est mise en œuvre selon le planning joint en Annexe 1.

Les nouvelles conditions tarifaires devront permettre à Senelec de couvrir ses charges d'exploitation projetées, incluant les impôts et taxes, et les amortissements des investissements prévus pour la période 2020-2022. Elles doivent également assurer à l'entreprise les conditions d'une rentabilité normale sur les investissements permettant de rémunérer ses fonds propres et les emprunts servant à financer les investissements. Le taux de rentabilité doit être suffisamment attractif pour attirer les capitaux privés.

Ainsi, après avoir analysé le bilan de l'exploitation de Senelec sur la période 2017-2019, la définition des nouvelles conditions tarifaires de Senelec consistera, dans un premier temps, à déterminer un profil de revenus et de prix plafonds de référence pour la période 2020-2022, tenant compte des nouvelles normes et obligations d'électrification fixées par le Ministre chargé de l'Energie et des projections des coûts de Senelec conformément aux dispositions des lois et règlements en vigueur.

Ensuite une formule d'indexation sera définie et paramétrée pour pouvoir répercuter sur ce profil de revenu de référence, l'impact des fluctuations de l'environnement économique que pourrait subir Senelec et sur lesquelles elle n'aura aucune responsabilité et/ou influence à savoir le niveau de la demande et l'évolution des prix des combustibles notamment.

Pour les besoins de l'élaboration de l'indice composite pour l'indexation des revenus de référence, les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation seront déterminés à partir de la répartition des revenus en groupes homogènes couvrant les charges prévisionnelles de Senelec réparties en grandes masses (dépenses de combustible, dépenses en monnaie locale autres que les dépenses en combustible, dépenses en devise, etc.) sur la période 2020 -2022. Les parts de ces grandes masses sur les charges prévisionnelles globales représentent les facteurs de pondération des indices sectoriels retenus ($\alpha, \beta, \gamma, \Delta$ de la formule actuelle par exemple). L'indice composite d'inflation devant servir de base à l'indexation sera alors la moyenne pondérée en fonction des facteurs définis, des indices sectoriels d'inflation. L'évolution de cet indice composite sera éventuellement minorée du facteur d'efficacité (X_t) prévu sur la période, conformément aux dispositions de la loi et du Contrat de concession de Senelec.

La valeur du facteur d'économie d'échelle, égal au taux d'évolution des charges globales de Senelec sur la période 2020 – 2022 rapporté au taux d'évolution des ventes sur la même période, est définie afin de mieux prendre en compte dans la formule les évolutions des coûts variables induites par les conditions de marché et de prendre en compte les économies d'échelle pouvant en découler. Cet outil permet également à Senelec de couvrir ses coûts irréversibles en cas de baisse de la demande.

Pour la détermination du facteur d'efficacité (X_t), son estimation sur la période 2020-2022 ne pourra pas être supérieure à celle du niveau moyen des gains d'efficacité réalisés par les entreprises du secteur électrique aux Etats-Unis et en Europe durant la période 2017 -2019 conformément à la loi. Les entreprises qui seront retenues pour cette estimation doivent être régulées dans les conditions identiques à celles de Senelec.

1. Détermination du profil des revenus autorisés et des tarifs plafonds de référence

Les revenus autorisés à Senelec sur la période 2020-2022 devront couvrir :

- les coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance (coût de production ou d'achat d'électricité, salaires et honoraires, frais d'exploitation et de maintenance, coûts des prestations accessoires, etc.) ;
- l'amortissement des investissements ;
- les impôts et taxes ;
- la rémunération de la base tarifaire au taux de rentabilité normal.

Ainsi, les conditions tarifaires découlant de la révision devront permettre, sur toute la période, de respecter l'égalité ci-après :

$$RMA = E\&M + T + D + r * Ki$$

avec :

- RMA : Revenus tirés de l'application des conditions tarifaires ;
- E&M : Coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance ;
- T : Impôts et taxes à supporter ;
- D : Amortissements des investissements ;
- r : Taux de rentabilité normal ;
- Ki : Base Tarifaire.

Les montants des Revenus Maximums Autorisés (RMA), rapportés aux prévisions de ventes d'énergie, permettront de déterminer un profil de prix plafonds de vente applicables par Senelec pour chaque année de la période 2020 -2022 aux conditions économiques de référence (en FCFA de 2019)

Calcul de la base tarifaire

La base tarifaire à rémunérer sur la période 2020 -2022 sera déterminée à partir de la base tarifaire constatée à la fin de l'année 2019, des nouveaux investissements éligibles et des amortissements.

La base tarifaire à la fin de l'année 2019 est obtenue à partir de la base tarifaire initiale fixée au début de la concession (1999), des investissements éligibles réalisés par Senelec sur la période 1999-2019, des amortissements et les cessions d'actifs sur la période, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Définition du taux de rentabilité normal

Le taux de rentabilité normal à utiliser sur la période 2020 -2022 sera considéré égal au coût réel du capital avant impôt sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de Senelec. Conformément à la loi, le coût du capital sera calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC), en faisant l'hypothèse de ratios efficaces.

Le coût du capital sur la période 2020 -2022 sera estimé à partir de la formule ci-après :

$$WACC_{\text{avant impôts}} = \frac{(1-T_s)}{(1-T_c)} * WACC_{\text{après impôts}}$$

avec :

$$WACC_{\text{après impôts}} = g * R_d + (1+g) * R_e ;$$

T_s : taux d'imposition des intérêts ;

T_c : Taux d'imposition des bénéfices des entreprises sur la période ;

g : ratio dette / capital, fixé à 45% ;

R_d : Coût estimé de la dette après impôts ;

R_e : Coût estimé des fonds propres.

Le coût des fonds propres (Re) sera estimé de la manière suivante :

$$R_e = R_f + \text{Beta} * R_m$$

avec :

R_f : Taux de rendement sans risque avant impôts estimé pour les emprunts d'Etat au Sénégal. En l'absence de ces emprunts, R_f sera estimé à partir du taux de rendement avant impôts estimé sur les emprunts du Trésor français.

Beta : moyenne des estimations des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur de l'électricité par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux Etats-Unis, soit en Europe. Ces estimations seront ajustées pour tenir compte des variations dans les ratios de financement. Les titres utilisés pour ces calculs seront ceux d'entreprises régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de Senelec.

R_m : une estimation de la prime de risque de marché au-dessus du taux de rendement sans risque requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la période 2017 – 2019.

Une formule d'indexation sera définie et paramétrée pour tenir compte de l'inflation et de l'évolution des ventes. Les variables et/ou facteurs de pondération utilisés pour le paramétrage de la formule devront refléter, notamment la structure des coûts de Senelec sur la période 2020 -2022.

Il convient de noter que les profils de revenus des périodes tarifaires précédentes ont été définis en considérant Senelec dans son ensemble compte tenu de l'absence de données analytique et ou de comptabilité par segment d'activité. Pour la période 2020-2022 il est envisagé de déterminer en plus du revenu global les profils de revenu pour les segments production, transport distribution et commercialisation et autres. Cette décomposition du profil de revenu global est fortement tributaire de l'état d'avancement de l'activité de la séparation comptable des activités en cours, du niveau d'affectation des postes, et de la qualité de l'information.

2. Paramétrage de la Formule de contrôle des revenus

La Formule de contrôle des revenus est paramétrée pour tenir compte de l'inflation et de l'évolution des ventes. Les variables et/ou facteurs de pondération utilisés pour le paramétrage de la Formule doivent refléter la structure des coûts de la Senelec sur la période 2020-2022.

Indexation des revenus requis de référence

Le revenu requis évolue en fonction des prix des matières premières notamment le combustible. Il doit également tenir compte du niveau et de la structure des ventes.

Pour tenir compte de l'évolution de la structure des ventes, le revenu requis de référence doit être réparti en revenus requis pour chaque niveau de tension. A cet effet, il est retenu l'hypothèse que les tarifs moyens des différents niveaux de tension évoluent de la même manière sur toute la période.

Ainsi, les tarifs constatés pour l'année de référence (2019) pour chaque niveau de tension (p_{2019}^{BT} , p_{2019}^{MT} et p_{2019}^{HT}) sont utilisés pour déterminer un tarif moyen (p_{2019}^m), en considérant les prévisions de ventes de référence pour une année donnée : $D_0(BT)$, $D_0(MT)$, $D_0(HT)$ et leur somme D_0

$$p_{2019}^m = \frac{p_{2019}^{BT} * D_0(BT) + p_{2019}^{MT} * D_0(MT) + p_{2019}^{HT} * D_0(HT)}{D_0}$$

Les facteurs obtenus en rapportant les tarifs de 2019 par niveau de tension au tarif moyen ainsi calculé, sont appliqués au tarif moyen de référence p_0 prévu pour cette année donnée, afin d'obtenir les tarifs de référence par niveau de tension ($p_0(BT)$, $p_0(MT)$, $p_0(HT)$).

$$p_0(BT) = p_0 * \frac{p_{2019}^{BT}}{p_{2019}^m} ; p_0(MT) = p_0 * \frac{p_{2019}^{MT}}{p_{2019}^m} ; p_0(HT) = p_0 * \frac{p_{2019}^{HT}}{p_{2019}^m}$$

Le produit du tarif de référence et de la prévision de demande pour chaque niveau de tension, correspond au revenu requis pour ce niveau de tension.

$$RR_0(BT) = p_0(BT) * D_0(BT) ; RR_0(MT) = p_0(MT) * D_0(MT) ; \\ RR_0(HT) = p_0(HT) * D_0(HT)$$

avec

$$RR_0 = RR_0(BT) + RR_0(MT) + RR_0(HT)$$

Ces revenus requis de référence par niveau de tension correspondent à des ventes de référence par niveau de tension : $D_0(BT)$, $D_0(MT)$, $D_0(HT)$, ils prennent les valeurs ci-après avec l'évolution des ventes par niveau de tension :

$$RR_0(BT) * \frac{D_i(BT)}{D_0(BT)} ; RR_0(MT) * \frac{D_i(MT)}{D_0(MT)} ; RR_0(HT) * \frac{D_i(HT)}{D_0(HT)}$$

Ainsi, en l'absence d'économie d'échelle, le revenu requis pour une année t correspond :

$$RR_t(2) = \pi_t * \left[RR_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + RR_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + RR_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)} \right]$$

En considérant un facteur d'économie d'échelle θ , le revenu requis est obtenu en faisant la moyenne pondérée du revenu requis sans évolution des ventes : $RR_t(0)$ et du revenu requis en cas d'évolution des ventes en niveau et en structure : $RR_t(2)$.

$$RR_t = (1-\theta) * RR_t(0) + \theta * RR_t(2)$$

En remplaçant $RR_t(0)$ et $RR_t(2)$ par leur formule respective, le revenu requis devient :

$$RR_t = (1-\theta) * \pi_t * RR_0 + \theta * \pi_t * \left[RR_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + RR_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + RR_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)} \right]$$

La partie $(1-\theta) * \pi_t * RR_0$ représente la partie fixe du revenu requis qui n'évolue que par rapport à l'inflation.

La partie $\theta * \pi_t * \left[RR_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + RR_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + RR_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)} \right]$ correspond à la partie variable du revenu requis qui évolue avec l'inflation, le niveau et la structure des ventes.

Détermination du facteur d'économie d'échelle

Le facteur d'économie d'échelle, représentant l'élasticité des charges (donc du revenu requis) par rapport aux ventes, est défini pour répercuter aux usagers les économies d'échelle découlant d'un accroissement plus rapide des ventes par rapport au niveau de référence prévu par les projections et permettre à Senelec de couvrir ses coûts irréversibles en cas de baisse de ses ventes par rapport aux prévisions. Il correspond au rapport entre la croissance moyenne des revenus requis et celle des ventes.

Toutefois, pour des évolutions limitées des ventes qui ne nécessitent pas d'investissements supplémentaires, il peut être considéré égal au rapport entre les dépenses d'exploitation variables issues des projections de coûts de Senelec et les revenus régulés requis (somme des charges d'exploitation totales hors redevances et de la rémunération de la base tarifaire).

Le facteur d'économie d'échelle peut être fixé pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année ou en considérant une valeur moyenne sur toute la période avec les projections de coûts de la période.

Détermination de l'indice d'inflation

Pour ramener les Revenus requis de référence aux conditions économiques d'une date d'indexation donnée, un indice composite d'inflation est élaboré. L'indice composite d'inflation est la moyenne pondérée, par les facteurs définis ci-dessous, des inflations sur les trois types de charges retenues pour Senelec, à savoir les charges en monnaie locale, les charges en combustibles et les charges en devises.

Pour la détermination des facteurs de pondération, les charges prévisionnelles de Senelec qui doivent être couvertes par ses revenus sont divisées en grandes masses :

- Les charges en monnaie locale (hors redevances et combustibles) non indexées sur une devise ;
- Les charges en combustibles, incluant les combustibles des producteurs indépendants ;
- Les charges en devise ou en monnaie locale (hors redevances et combustibles) indexées sur une devise ;
- Les charges de structure non indexées qui restent invariables sur toute la période.

Chaque partie des charges, rapportée aux charges globales, correspond au facteur de pondération de l'inflation liée à ce type de dépenses. Le même exercice permet de déterminer les facteurs de pondération des inflations des différents combustibles considérés, qui représentent la part des dépenses de ceux-ci par rapport aux dépenses globales en combustibles.

Ces facteurs sont fixés pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année considérée.

L'indice composite ainsi défini, représentant l'inflation subie par l'entreprise, le facteur d'efficacité dont le but est de corriger l'inflation globale de l'économie ou du secteur par rapport à celle de l'entreprise, peut être maintenu à zéro.

Le Revenu requis de Senelec pour une année donnée est en conséquence déterminé en considérant le niveau de l'indice composite d'inflation constaté sur l'année concernée. Toutefois, en vue de l'indexation trimestrielle le Revenu requis est estimé à chaque date d'indexation en considérant l'inflation constatée durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation.

Par ailleurs, le seuil pour ajuster les tarifs aux conditions économiques du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre est de 5%.

NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS POUR LA PERIODE 2020 -2022

Pour la période triennale 2020 -2022, le Ministre chargé de l’Energie a fixé à Senelec des obligations de raccordement des ménages à l’électricité dans les zones urbaines et dans les zones rurales ainsi que des normes à respecter et les incitations contractuelles à supporter en cas de manquement à ces normes.

Les obligations d’électrification fixées à Senelec sur la période 2020-2022 consistent à raccorder 214 095 et 197 983 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zone urbaine et rurale, soit un raccordement d’au moins 412 078 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.

En ce qui concerne les nouvelles normes, elles concernent celles relatives aux clients finaux et aux concessionnaires d’électrification rurale.

Le détail des obligations d’électrification et des normes fixées à Senelec pour la période 2020-2022 est présenté ci-après.

1. Obligations d’électrification

1.1. Zones urbaines

Les obligations d’électrification de Senelec dans les zones urbaines sont détaillées par région administrative par le tableau ci-après :

Tableau 38 : Nouvelles obligations d’électrification en milieu urbain

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2019**	Nombre de clients UD cible en 2022	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2022
DAKAR*	612 370	724 977	145 569
DIORBEL	24 242	31 087	5 029
FATICK	13 783	20 501	5 419
KAFFRINE	6 212	10 310	2 759
KAOLACK	41 800	51 337	7 038
KEDOUGOU	3 200	5 797	2 118
KOLDA	13 830	22 650	7 503
LOUGA	21 866	28 007	2 734
MATAM	10 444	13 693	2 448
SAINT-LOUIS	49 245	62 165	7 527
SEDHIOU	6 067	9 264	2 484
TAMBACOUNDA	20 579	25 416	4 259
THIES	126 950	149 482	11 660
ZIGUINCHOR	27 072	37 026	7 549
TOTAL	977 660	1 191 711	214 095

*Toute la région de Dakar est considérée comme zone urbaine

** Données estimées de Senelec avec comme hypothèse Budget 2019 validé

1.2. Zones rurales

Les obligations d'électrification de Senelec dans les zones rurales sont détaillées par région administrative par le tableau ci-après :

Tableau 39 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural

Zones rurales des régions	Nombre de clients UD en 2019**	Nombre de clients UD cible en 2022	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2022
DIORBEL	92 276	129 469	35 961
FATICK	14 008	24 371	10 685
KAFFRINE	2 896	4 974	1 698
KAOLACK	13 762	21 808	9 303
KEDOUGOU	85	1 698	1 595
KOLDA	2 876	5 091	2 254
LOUGA	19 085	24 190	3 911
MATAM	18 347	45 153	27 164
SAINT-LOUIS	14 959	22 416	6 697
SEDHIOU	2 691	32 595	29 602
TAMBACOUNDA	5 953	10 075	3 714
THIES	50 394	84 803	37 039
ZIGUINCHOR	12 229	40 946	28 360
TOTAL	249 561	447 589	197 983

** Données estimées de Senelec avec comme hypothèse Budget 2019 validé

2. Normes et incitations contractuelles

Les normes et incitations contractuelles concernent les relations de Senelec avec ses clients finaux et ses clients « Concessionnaires d'électrification rurale ».

2.1. Normes relatives aux clients finaux

Tableau 40 : Normes d'approbation des demandes des clients finaux

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que Senelec</i>	10	10	6 212 F CFA par jour de retard	6 269 F CFA par jour de retard
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que Senelec</i>	10	10	6 212 F CFA par jour de retard	6 269 F CFA par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2019. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Il est déduit à partir de la première facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues.

Tableau 41 : Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie) pour les clients finaux

	Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)		Incitations contractuelles*	
	Période	Période	Période	Période
	2017-2019	2020-2022	2017-2019	2020-2022
Année 1	1%	1%	1 334 FCFA/kWh	1 346 FCFA/kWh
Année 2				
Année 3				

* Le montant s'applique pour l'année 2019. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019. Toutefois, le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

Tableau 42 : Normes sur le nombre de coupure pour les clients finaux

	Norme (nombre de coupures)*	
	Période	Période
	2017-2019	2020-2022
Coupures	-	15

* Le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une période donnée. Il est le rapport de somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service sur le nombre total de clients.

Tableau 43 : Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période	Période	Période	Période
	2017-2019	2020-2022	2017-2019	2020-2022
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6 212 F CFA	6 269 F CFA*
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	2 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures**	10	10	Minimum entre 50% du montant erreur et le montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	3	3	-	-
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement***	1	1	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

* Le montant s'applique pour l'année 2019. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues.

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

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

Tableau 44 : Normes de vérification des compteurs des clients finaux

	Normes (Jours ouvrables)				Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période		Période		Période	Période
	2017-2019		2020-2022			
	Milieu urbain	Milieu rural	Milieu urbain	Milieu rural		
Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**	10	15	10	10	6 669 par jour de retard	6 730 par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2019. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues. Pour l'abonné au prépaiement, le montant est remboursé sous forme de crédit d'énergie à consommer.

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

Tableau 45 : Normes sur la disponibilité du service prépaiement

	Normes	
	(jours et heures ouvrables)	
	Période	Période
	2017-2019	2020-2022
Disponibilité des services d'achat de crédit pour le prépaiement	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures
	b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures
	b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures

Tableau 46 : Normes relatives au changement de tarifs

	Normes	
	Période	Période
	2017-2019	2020-2022
Modification du tarif applicable entre deux facturations	-	Relevé des consommations comportant simultanément sur la nouvelle facture, des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau
	-	Montant facture calculé selon une répartition au prorata de la durée de chaque période écoulée

Tableau 47 : Norme sur la transmission par voie électronique de la facture

	Normes	
	Période	Période
	2017-2019	2020-2022
Facture électronique*	-	Facture adressée par voie électronique à l'abonné qui le souhaite

*La facture comporte, s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Un dispositif d'alerte par sms sera mis en place.

Tableau 48 : Normes de qualité du courant délivré aux clients finaux

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		Normes	
		Période	Période
		2017-2019	2020-2022
Fréquence		50 Hz \pm 5%	50 Hz \pm 5%
Tension	Basse tension	127/220V ou 220/380V \pm 10%	127/220V ou 220/380V \pm 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée \pm 5%	Tension nominale autorisée \pm 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée \pm 5%	Tension nominale autorisée \pm 5%

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

		Normes		Incitations contractuelles* (F CFA)	
		(jours ouvrables)		Période 2017-2019	Période 2020-2022
		Période 2017-2019	Période 2020-2022		
Fournir des explications sans effectuer de visite**	Milieu urbain	5	5	6 669 FCFA par jour de retard	6 730 FCFA par jour de retard
	Milieu rural	7	7		
rendez-vous pour une visite dans le même délai**	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	7	7		

* Le montant s'applique pour l'année 2019. Il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2019. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues. Pour l'abonné au prépaiement, le montant est remboursé sous forme de crédit d'énergie à consommer.

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

Tableau 49 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension sans modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
		Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		5	5	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement; rapporté à la norme de branchement.	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement; rapporté à la norme de branchement.
Travaux de branchement**	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	10	10		

*Par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement. Il est déduit à partir de la prochaine facture de l'abonné et éventuellement des factures suivantes jusqu'à la hauteur des sommes dues. Pour l'abonné au prépaiement, le montant est remboursé sous forme de crédit d'énergie à consommer.

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

Tableau 50 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension avec modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
		Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Réponse à une demande de branchement**	Milieu urbain	10	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Milieu rural	15	15		
Travaux de branchements réalisés par Senelec**	Milieu urbain	30	30		
	Milieu rural	60	60		

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

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

2.2. NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ÉLECTRIFICATION RURALE

Tableau 51 : Normes d'approbation des plans des CER

	<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles</i>	
	Période	Période	Période	Période
	2017-2019	2020-2022	2017-2019	2020-2022
<i>Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire</i>	15	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

Tableau 52 : Normes de qualité du courant délivré au CER

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles	
	Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Fournir une explication au concessionnaire	7	7	6 212 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6 269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre	10 *	10	6212 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Apporter une solution	90 *	90	<p>Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.</p>	<p>Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.</p>

N.B :

- Senelec a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, les limites autorisées sont respectées.
- Un point de défaut signifie chaque 1%, en plus ou en moins, au-delà ou en deçà du seuil de tolérance de +/- 5% appliquée sur la fréquence et la tension nominale.
- * le délai commence à courir à compter du délai précédent.

Tableau 53 : Normes de sécurité et de disponibilité du courant délivré au CER

	Normes	Normes	Incitations contractuelles	Incitations contractuelles
	Période 2017-2019	Période 2020-2022	Période 2017-2019	Période 2020-2022
Durée moyenne de défaillance au cours d'un mois	12 heures	12 heures	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.
Nombre moyen de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison	10	10	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

- Les interruptions programmées ne sont pas prises en compte dans le calcul de la durée de défaillance et du nombre de coupures.
- L'incitation contractuelle relative au nombre de coupures commence à s'appliquer quand la durée de la coupure atteint 30 mn.

Tableau 54 : Normes de facturation de la consommation des CER

	Normes	Normes	Incitations contractuelles*	Incitations contractuelles*
	Période	Période	Période	Période
	2017-2019	2020-2022	2017-2019	2020-2022
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
Edition factures bimestrielles	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures*	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

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

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

Tableau 55 : Normes de préavis d'interruption programmée du service au CER

	<i>Normes</i>	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
	<i>Période 2017-2019</i>	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période</i>	<i>Période</i>
			<i>2017-2019</i>	<i>2020-2022</i>
<i>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</i>	15 jours	15 jours	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai
<i>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*</i>	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

Tableau 56 : Normes de vérification des compteurs des CER

	<i>Normes</i>	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
	<i>Période 2017-2019</i>	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période</i>	<i>Période</i>
			<i>2017-2019</i>	<i>2020-2022</i>
<i>Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur *</i>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	10 000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**	10 000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**

* Le délai commence à courir à compter du premier contact avec le concessionnaire

** Senelec a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, l'écart est au plus égal à 3% en plus ou en moins.

ANNEXES

ANNEXE 1 : Planning du processus de la révision des conditions tarifaires de Senelec

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		Livrables
			Initiale	Révisée	
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec par la publication d'avis dans la presse	05/12/18	05/12/18	Chronogramme détaillé
PHASE PREPARATOIRE					
Bilan de la période 2017-2019	Senelec	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2017-2019 (dépenses d'exploitation et d'investissement, situation financière et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	04/01/19	24/04/19	Rapport/Bilan de la période+fichiers Excel renseignés
Définition des objectifs de la période 2020-2022	Ministre chargé de l'Energie	Publication par le Ministre chargé de l'Energie des objectifs du secteur, incluant notamment la politique sectorielle, les normes de qualité et les objectifs d'extension du service en zones rurale et péri-urbaine pour la période 2020-2022.	04/02/19	11/04/19	*Document de politique sectorielle *Normes et obligation de Senelec
1ère CONSULTATION PUBLIQUE					
Lancement de la première consultation publique	CRSE	Publication du Document de consultation résumant le bilan de la période 2017-2019 et établissant la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus	06/03/19	27/05/16	Document de consultation publique
Première consultation publique	CRSE	Organisation journée de partage du document de consultation publique			
Clôture de la 1ère Consultation Publique	CRSE	Clôture 1ère consultation publique	05/04/19	26/06/16	Synthèse des observations et commentaires reçus

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		Livrables
			Initiale	Révisée	
PROJECTIONS DE COÛTS POUR LA PERIODE 2020 - 2022					
Projections pour la période 2020-2022	Senelec	Soumission par Senelec des projections de la période 2020-2022	05/04/19	26/06/16	Document de projections
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections 2020-2022	06/05/19	27/07/16	
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de demande			
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections d'investissement			
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de coûts			
	Senelec	Transmission par Senelec des projections définitives de la période 2020-2022	05/06/19	26/08/16	
2nde CONSULTATION PUBLIQUE					
Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	CRSE	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires (45 jours). Publication du fait que la Formule de contrôle des revenus de la Senelec sera révisée. Publication de la durée de la consultation publique	05/07/19	25/09/16	Document de consultation publique :Le rapport évalue les propositions de Senelec au regard des orientations du Ministre chargé de l'Energie.
		Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires			
clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique	05/08/19	26/10/16	

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		Livrables
			Initiale	Révisée	
PHASE DE MISE AU POINT					
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Energie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Energie	04/09/19	25/11/16	
Eventuellement Révisions des projections pour la période 2020-2022	Senelec	Révision par Senelec des projections pour la période 2020-2022 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	19/09/19	10/12/16	
Projet de décision	CRSE	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	11/11/19	09/01/17	projet de décision : Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.
PHASE DE CONTESTATION					
Eventuellement Contestation du projet de décisions	Senelec	Communication au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission de la contestation	26/11/19	24/01/17	
Eventuellement Choix d'un Expert	Ministre chargé de l'Energie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission, aux frais de SENELEC	11/12/19	08/02/17	
Eventuellement Conclusions de l'Expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC	26/12/19	23/02/17	Les conclusions de l'expert ne lient pas la Commission dans sa prise de décision
ENTREE EN VIGUEUR DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES					
Décision finale	Commission	Publication par la Commission de la décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	02/01/20	02/03/17	Décision de la CRSE
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Commission	Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de qualité et du montant des incitations contractuelles.	02/01/20	02/03/17	
		Modification de la Formule de contrôle des revenus.			
		Publication d'une annonce de la modification du contrat de concession et cahier de charges de SENELEC			
Nouvelle grille tarifaire	Senelec	Publication nouvelle grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	01/02/20	01/04/17	Nouvelle grille tarifaire approuvée par la CRSE

**ANNEXE 2 : Bilan des activités de Senelec pour la période 2017-
2019**



DIRECTION DES ETUDES GENERALES

BILAN TRIENNAL DES ACTIVITES DE SENELEC 2017 - 2019

23 avril 2019

Table Des Matières

Table Des Matières	2
Liste des Tableaux	3
Liste des Graphiques.....	5
Introduction.....	6
I. Présentation de Senelec	7
I.1. Cadre Institutionnel	7
I.2. Organisation	9
I.3. Faits marquants de la période	11
II. Bilan des Ressources Humaines et Matérielles.....	17
II.1. Les Ressources Humaines.....	17
II.2. Les ressources matérielles de Senelec.....	19
III. Bilan des Activités de l'exploitation sur la période 2017-2019	36
III.1. Clientèle	36
III.2. Ventes et Chiffre d'affaires	40
III.3. Production et Achats d'énergie	46
III.4. Consommations de combustibles.....	50
III.5. Rendement.....	52
III.6. Charges d'exploitation	53
III.7. Incidents majeurs	56
III.8. Investissements sur la Période 2017-2019	60
III.9. Normes et Obligations Contractuelles.....	70
III.10. Résultats Financiers de l'exploitation de Senelec.....	75
III.11. Perspectives de développement 2019-2022	83
III.12. Perspectives de développement des Réseaux	84
IV. Appréciation De La Formule De Contrôle Des Revenus	87
IV.1. Contexte	87
IV.2. Décisions portant Révision des Conditions Tarifaires 2017-2019	87
IV.3. Suggestions pour la Nouvelle Formule	88
Conclusion	90

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Evolution du Personnel entre 2016 et 2019	17
Tableau 2 : Evolution du Personnel entre 2016 et 2018 par collège.....	17
Tableau 3 : Evolution du Personnel entre 2016 et 2018 par sexe	17
Tableau 4 : Parc de production RI au 31 décembre 2018	25
Tableau 5 : Centrales du RNI au 31 décembre 2018	26
Tableau 6 : Centrales IPP, Importation, Autoproduction et Location	28
Tableau 7 Lignes HTB du réseau interconnecté.....	30
Tableau 8 Inventaires des postes HTB/HTA de Senelec au 31 décembre 2018	31
Tableau 9 : Répartition des transformateurs par sous-station 30/6,6kV de Dakar.....	33
Tableau 10 : Transformateurs installés dans les sous-stations des régions.....	34
Tableau 11 Répartition des lignes BT par délégation au 31 décembre 2017	35
Tableau 12 Répartition des lignes HTA par délégation au 31 décembre 2017	35
Tableau 13 Répartition des postes HTA/BT par délégation au 31 décembre 2017	35
Tableau 14 : Evolution de la clientèle par niveau de Tension	36
Tableau 15 : Clientèle hors exportation : Comparaison avec les projections	37
Tableau 16 : Clientèle Woyofal : Comparaison avec les projections	39
Tableau 17 : Clientèle classique : Comparaison avec les projections	39
Tableau 18 : Evolution des ventes en énergie	41
Tableau 19 : Ventes d'énergie - Comparaison par rapport aux projections	41
Tableau 20 : Consommation Unitaire hors exportation:Comparaison avec les projections	43
Tableau 21 : Evolution du Chiffre d'affaires.....	43
Tableau 22 : Chiffre d'affaires :Comparaison avec les projections	44
Tableau 23 : Prix Moyen:Comparaison avec les projections.....	45
Tableau 24 : Evolution de la Production brute	46
Tableau 25 : Production brute:Comparaison avec les projections.....	47
Tableau 26 : Evolution de la production nette	48
Tableau 27 : Production nette:Comparaison avec les projections	49
Tableau 28 : Production nette par réseau:Comparaison avec les projections	49
Tableau 29 : Quantité de combustibles : Comparaison avec les Projections.....	50
Tableau 30 : Charges d'exploitation: Comparaison avec les Projections	53
Tableau 31 : Charges d'exploitation par nature : Comparaison avec les Projections	54
Tableau 32 : Evolution des Charges impactant les charges de personnel	55
Tableau 33 : Composition du personnel.....	55
Tableau 34 : Interruption de services par nature	57

Tableau 35 : Indicateurs SAIFI, SAIDI et Temps moyen d'attente entre 2016 et 2018	59
Tableau 36 Suivi des investissements sur la période 2013-2018	60
Tableau 37 Livrables Plan Yeesal 2020	61
Tableau 38 Indicateurs de Performance Plan Yeesal	61
Tableau 39 Evolution des KPI entre 2017 et 2016	62
Tableau 40 Suivi des investissements sur la période 2017-2018	63
Tableau 41 Suivi des investissements sur la période 2017-2019 selon l'éligibilité	63
Tableau 42 Situation des projets partiellement éligibles et non rémunérés	64
Tableau 43 Projection sur la base des investissements validés pour la période 2017-2019	64
Tableau 44 Niveau de maturité des Projets de 2019	65
Tableau 45 Suivi des Projets de 2019 par métier	65
Tableau 46 Suivi des projets sous l'axe de l'intégration dans la base tarifaire	67
Tableau 47 Suivi des projets suivant la nature (Réhabilitation, Extension)	68
Tableau 48 Suivi des Investissements selon le Niveau de maturité	69
Tableau 49 Description des Indicateurs de Jalon de Processus	69
Tableau 50 Evolution du nombre de clients ménage entre 2015 et 2019	70
Tableau 51 Evolution du nombre de clients ménage par région et par zone entre 2015 et 2019	71
Tableau 52 Suivi des visites suite demande de branchement entre 2017 et 2018	72
Tableau 53 Suivi des travaux de branchement entre 2017 et 2018	73
Tableau 54 Suivi de la 1 ^{ère} facturation entre 2017 et 2018	73
Tableau 55 Suivi des réclamations (Grands Compte) entre 2017 et 2018	74
Tableau 56 : Soldes caractéristiques de Gestion	75
Tableau 57 Compte d'exploitation	77
Tableau 58 Evolution des produits	78
Tableau 59 Charges d'exploitation	79
Tableau 60 Evolution des charges	82

Liste des Graphiques

Graphique 1 : Pyramide des âges du personnel entre 2017-2018	18
Graphique 2 : Composition du personnel par métier en 2016	18
Graphique 3 : Puissance installée - Comparaison par rapport aux projections.....	20
Graphique 4 : Puissance assignée - Comparaison par rapport aux projections.....	21
Graphique 5 : Taux de disponibilité - Comparaison par rapport aux projections	22
Graphique 6 : Taux d'utilisation - Comparaison par rapport aux projections.....	23
Graphique 7 : Clientèle Basse Tension - Performance par rapport aux projections	38
Graphique 8 : Ventes hors exportation – Taux de réalisations des projections	42
Graphique 9 : Chiffres d'affaires - Performance par rapport aux projections.....	44
Graphique 10 : Rendement - Comparaison avec les projections.....	52
Graphique 11 : Evolution des pertes entre 2016 et 2019	53
Graphique 12 : Evolution de l'énergie non distribuée entre 2016 et 2019	58
Graphique 13 : Réseau Interconnecté planifié	86

Introduction

La réforme du secteur électrique, effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 avril 1998, s'est matérialisée en mars 1999 par la signature entre l'Etat et Senelec d'un contrat de concession accompagné d'un cahier des charges.

Ce cahier des charges fixe à la société des objectifs de performance, l'évolution de ses revenus ainsi que les obligations liées à la qualité de service.

Quatre (4) avenants ont marqué l'évolution du contrat de Concession :

- Avenant n°1 du 3 Avril 2001 a étendu le périmètre de Senelec aux Iles du Saloum et quelques villages de Tamba, Kolda et Ziguinchor ;
- Avenant n°2 du 3 février 2009 a prorogé la période d'exclusivité de 10 ans.
- Avenant n°3 du 27 Avril 2011 a ramené la période tarifaire de 5 à 3 ans et introduit une indexation trimestrielle
- Avenant n°4 du 26 décembre 2018 a inclus les concessions non encore attribuées au périmètre de Senelec.

Dans le cadre du processus de révision de la formule de contrôle de revenus, conformément à l'article 36 – alinéa 4 du contrat de concession, Senelec soumet au Ministère en charge de l'Energie et à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité deux rapports portant respectivement sur le bilan de la période 2017-2019 et les projections 2020-2022.

Ainsi, le présent rapport, relatif au bilan de la période, passe en revue les réalisations de l'année 2017, les réalisations provisoires à fin décembre 2018 et le budget 2019 validé par le Conseil d'Administration le 27 décembre 2018.

Il sera articulé autour des quatre points suivants :

- Présentation de Senelec ;
- Bilan des activités 2017-2019 ;
- Perspectives de développement à court et moyen termes ;
- Appréciation de Senelec sur la formule du contrôle des revenus de la période.

I. Présentation de Senelec

I.1. Cadre Institutionnel

La réforme du secteur électrique a été effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 avril 1998 qui apportait les changements profonds suivants :

- La refonte de la structure de l'industrie ;
- L'Institution d'un système de licences et de concessions ;
- La mise en place d'un organe de régulation indépendant ;
- La création d'une agence chargée de l'électrification rurale.

Cette réforme visait principalement à recentrer les missions de l'Etat en le désengageant de la gestion directe des activités industrielles et commerciales et à libéraliser le secteur en y introduisant des opérateurs privés.

Le Ministère chargé de l'Energie est responsable de la définition et de la mise en œuvre de la politique du secteur, de la définition du plan national d'électrification et des normes applicables au secteur. Il est aussi chargé d'accorder des licences et des concessions sur recommandation de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

La CRSE est une autorité indépendante dont les décisions ont un caractère d'acte administratif susceptible de recours juridictionnel. Dans le cadre de la politique sectorielle définie par l'Etat, la Commission de régulation vise les objectifs suivants :

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

Pour la gestion opérationnelle du secteur, Senelec dispose d'une concession de production, de transport et de distribution d'électricité sur un périmètre géographique couvrant la zone électrifiée avec quelques localités liées à ses obligations d'électrification.

Le processus de révision périodique des conditions tarifaires de 2017/2019, lancé le 26 octobre 2015 a pris fin le 29 décembre 2017 avec de nouvelles conditions tarifaires pour la période 2017-2019. La structure des paramètres de la Formule de contrôle des revenus (facteur d'économie d'échelle, facteurs de pondération des inflations sectorielles, ventes de référence) a été maintenue. Toutefois des changements ont été introduits comme la prise en compte de la consommation du Gasoil à la place du Diesel Oil et la différenciation entre le Fuel Lourd consommé par les IPPs (HFO BTS) et celui utilisé dans les centrales de Senelec (HFO HTS).

I.2. Organisation

Senelec est une société anonyme à participation publique majoritaire, (loi 98-06) concessionnaire de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique. Elle fonctionne avec ses seules ressources et doit assurer l'équilibre de son compte d'exploitation. Elle s'attèle également, à l'identification, à la réalisation et au financement des nouveaux ouvrages.

L'Etat a mis en place un système de régulation et de contrôle du secteur pour la viabilité du secteur électrique, eu égard à la position stratégique de l'industrie électrique dans l'économie nationale. La fonction d'arbitrage de l'Etat s'exerce à travers le Ministère en charge de l'Energie qui assure la tutelle administrative et technique du secteur énergétique.

L'organisation actuelle de Senelec est basée sur l'organigramme structurel mis en place le 11 mars 2019 suivant la note de Direction N°029/2019. Elle est composée des structures suivantes :

- Des Directions directement rattachées au Directeur Général :
 - La Direction des Affaires Juridiques (DAJ)
 - La Direction Principale des Ressources Humaines (DPRH)
 - La Direction Principale Finance et Contrôle (DPFC)
 - La Direction Principale des Systèmes d'Information (DPSI)
 - La Direction Principale du Commercial (DPC)
 - La Direction Qualité, Sécurité Environnement (DQSE)
 - La Direction Principale Production-Transport (DPPT)
 - La Direction Principale Coordination des Cellules (DPCC).
- Des Conseillers Spéciaux du Directeur Général :
 - Le Conseiller Spécial Equipement
 - Le Conseiller Spécial Stratégie.

- Du Secrétaire Général qui supervise par délégation du Directeur Général les structures suivantes :
 - La Direction des Grands Projets Production (DGPP)
 - La Direction Distribution (DD)
 - Le Programme d'Appui au Secteur de l'Energie (PASE)
 - La Direction Administration Patrimoine et Approvisionnement (DAPA)
 - La Direction des Etudes Générales (DEG)
 - La Direction des Régions (DR)
 - La Cellule des Projets Génie Civil (CPGC)
 - La Cellule de Passation des Marchés (CPM)
 - La Cellule Projet NSIC
 - La Direction des Projets Distribution (DPD)
 - Le Project Manager (PM)
 - Le PMO Yessal
 - La Cellule CP2020
 - Les Conseillers.

I.3. Faits marquants de la période

I.3.1. Contrat de Concession de Senelec

L'opérateur national Senelec est verticalement intégré, présent dans la production, le transport et la distribution, avec le monopole sur les deux dernières activités dans son périmètre défini dans un contrat de concession signé en 1999.

Le secteur de la production est ouvert aux producteurs indépendants pour son développement futur. Cependant, Senelec dispose du statut d'acheteur unique pour une durée de 20 ans à compter du 31 mars 1999. Ainsi, la période d'exclusivité devait prendre fin en mars 2019, mais des discussions en cours pour la signature d'un 5^{ème} avenant.

I.3.2. Extension du périmètre de la Concession de Senelec

L'Etat du Sénégal a décidé de confier à Senelec, qui a accepté, l'exploitation des quatre (04) concessions d'électrification rurale non encore attribuées, à travers l'extension du périmètre de concession de Senelec.

L'Avenant N°4, signé le 26 décembre 2018, dispose que le périmètre de distribution de Senelec tel que défini à l'article 8, alinéa premier modifié du Cahier des Charges annexé au Contrat de Concession et de Licence en date du 31 mars 1999, est étendu aux localités ci-après :

1. Foundiougne
2. Matam - Kanel - Ranerou - Bakel - Goudiry
3. Rufisque - Thiès - Tivaouane - Diourbel - Bambey - Mbacké
4. Ziguinchor - Oussouye – Bignona - Sédhiou – Goudomp - Bounkiling

Des études sont en cours pour déterminer la stratégie d'alimentation de ces concessions.

I.3.3. Tarif de rachat du surplus des auto-producteurs

En vue d'encourager les entreprises et les ménages à investir dans le secteur des énergies renouvelables pour leur propre consommation, le Sénégal a mis en place un cadre réglementaire permettant la vente du surplus de production à l'opérateur du réseau. Il s'agit de la loi n° 2010-21 du 20 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables et son décret d'application, le décret n° 2011-2014 du 21 décembre 2011

relatif aux conditions d'achat et de rémunération du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre. L'objectif d'un auto-producteur étant de produire de l'électricité pour sa propre consommation, à cause des décalages entre les cycles de production et de consommation, il peut occasionnellement disposer d'un surplus de production. Ce surplus qui correspond à la différence entre la production du système d'autoproduction et l'autoconsommation peut être désormais revendu à l'opérateur.

Par décision n°2018-09 du 31 octobre 2018, la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE) fixe les tarifs de rachat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre.

L'étude pour la mise en œuvre d'une phase pilote de 10MW est en cours de réalisation et à terme devrait permettre de maîtriser les paramètres techniques et l'opérationnalisation du programme.

I.3.4. NSIC

Dans le cadre du plan Yeesal Senelec 2020, NSIC constitue une réponse technologique et commerciale pour la mise œuvre de l'approche articulée autour d'une meilleure évaluation des attentes de la clientèle et d'une offre de services innovants adaptée aux besoins spécifiques de chacun. Le 10 avril 2017, le Directeur général de Senelec a procédé officiellement au lancement des travaux d'implantation du Nouveau Système d'Information Clientèle (NSIC) qui permet à Senelec d'intégrer tous ses nouveaux produits dans une même plateforme afin d'offrir à la clientèle un service fiable et moderne à la hauteur de ses attentes. Le nouveau système d'information de gestion clientèle, dont la mise en service est prévue courant 2019, permet d'atteindre les objectifs suivants :

- Une couverture de tous les besoins fonctionnels actuels ;
- Le respect de toutes les procédures commerciales ;
- Une vision globale du client à travers le système ;
- La traçabilité de toutes les opérations effectuées ;
- Un système de reporting sur les données disponibles ;
- L'amélioration des performances et de la sécurité de la gestion clientèle ;
- Le suivi des normes et obligations.

I.3.5. Règlement de service

Le règlement de services qui comporte les règles appliquées dans les relations entre Senelec et sa clientèle a été approuvé par l'arrêté n°13786 du 03 août 2017 du Ministre en charge de l'énergie, après avis conforme de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

I.3.6. Baisse des tarifs

Le Président de la République a annoncé une baisse des tarifs de 10% à compter du premier bimestre 2017 et la CRSE a été désignée pour fixer les modalités de l'application de cette mesure. Une grille tarifaire avec des baisses allant jusqu'à 15% pour les clients à faible consommation a été approuvée par la CRSE et est entrée en vigueur à partir du 1^{er} février 2017. Par la suite, Senelec a reçu instruction du Ministère en charge de l'énergie de ramener la baisse des tarifs pour les clients Moyenne et Haute tension à 4% au lieu de 9,6% à compter du 1^{er} mai 2017.

Pour rappel, l'Etat avait opté pour le gel des tarifs depuis 2009.

I.3.7. Séparation comptable

Senelec a mis en place un projet de séparation comptable qui vise à préparer le dégroupage des activités et à améliorer sa comptabilité analytique pour se conformer à l'article 38 du contrat de concession.

Les trois objectifs du projet étaient :

- Achever la dissociation comptable de la Senelec en trois activités métiers et une Holding : la Production (P), le Transport (T), la Distribution/Vente (D/V) et la Holding
- Elaborer la feuille de route permettant d'aboutir à la réalisation effective du dégroupage des activités métiers en trois entités : la Holding et 2 filiales : Production (P) et Transport, de Distribution et de Vente (T/D/V).
- Améliorer la connaissance et le pilotage des coûts des activités de Senelec, notamment par l'amélioration de la comptabilité analytique de Senelec.

La séparation est effective et les états financiers dissociés de l'exercice 2017 ont été certifiés.

I.3.8. Inventaire des immobilisations

Depuis plusieurs exercices, les états financiers de Senelec sont validés avec des réserves du fait des insuffisances dans le suivi et la gestion des immobilisations par les Commissaires aux Comptes.

Ainsi, Senelec a mené une mission relative à l'inventaire et à la réévaluation des immobilisations avec le financement de la Banque Mondiale, dans le cadre du PASE. L'objectif principal est de procéder à la décomposition des immobilisations afin de se conformer au nouveau SYSCOHADA et à son Acte Uniforme applicable à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette mission, finalisée en mars 2019, a permis de :

- Décomposer les immobilisations techniques en composants et sous-composant ;
- Réévaluer les immobilisations techniques et non techniques.

I.3.9. Evolution du mix énergétique

Conformément aux objectifs fixés par la loi d'orientation sur les énergies renouvelables, Senelec a soutenu le processus de renforcement de son parc de production d'énergie renouvelable avec la mise en service des centrales solaires Photovoltaïques avec les promoteurs :

- Senergy PV (le 28 juillet 2017) à Santhiou Mekhé
- Ten Merina (le 20 novembre 2017) dans la communauté rurale de Mékhé.
- Energy Resources (le 23/02/2018) à Kahone
- Innovent (le 24/07/2018) à Sakal.

La période a été également marquée par la mise en service de la centrale à charbon de Sendou d'une puissance nette de 115 MW le 21 octobre 2018.

I.3.10. Contrat de performance entre Etat du Sénégal et Senelec : 2017/ 2019

Pour atteindre les objectifs de développement dans le secteur de l'électricité, l'Etat du Sénégal et Senelec ont pris des engagements fermes déclinés dans un Contrat de Performance 2017-2019, faisant suite à un premier Contrat de Performance 2013-2016.

Ce premier Contrat de Performance 2013-2016 a accompagné la mise en place par l'Etat d'un Plan de Restructuration et de Relance du Secteur de l'Energie (PRRSE) et a mis le focus sur la restauration au sein de Senelec des paramètres techniques et financiers compatibles avec une saine gestion. Il a également introduit une culture du résultat au sein de la société

et permis de monitorer son activité à travers des indicateurs dont certains ont donné lieu au calcul d'une formule bonus/malus.

Au travers de ce deuxième Contrat, les Parties veulent adopter un outil de gestion et de stimulation de la performance :

- Volontariste : il fixe un certain nombre de cibles à atteindre par Senelec dans un délai maximum de trois ans et établit une batterie d'indicateurs de suivi de ses résultats et performances ;
- Evolutif : les tableaux d'indicateurs de suivi et de performance annexés au Contrat constituent un outil évolutif ; ils pourront, par accord des Parties, être révisés annuellement et développés avec l'introduction de nouveaux indicateurs ;
- Transparent : il renforce la culture de la communication et de l'évaluation permanente en assurant à l'ensemble des Parties un régime de communication trimestriel et annuel des résultats obtenus.

Les engagements de Senelec dans le contrat de performance signé avec l'Etat du Sénégal en 2017, ont été globalement respectés. En effet, sur l'Energie Non Distribuée, le temps d'attente de la clientèle, le SAIDI et SAIFI, les tendances baissières observées depuis 2015 confirment l'amélioration de la gestion technique de l'exploitation, de la qualité de service et de la relation clientèle.

I.3.11. Redressement fiscale pour le non-versement de la TVA sur compensation

Senelec a subi un redressement fiscal pour non versement de la TVA liée à la compensation pour gel de tarifs. En effet, la Direction de la Législation des Études et du Contentieux de la DGID, à travers une notification de redressement considère que la compensation pour gel de tarif est taxable sur la base des dispositions combinées des articles 352 et 364 de la loi 2012 – 31 modifiée portant Code Général des Impôts. Une lettre a été adressée au MPE pour notifier que la compensation pour gel de tarifs a toujours été perçue hors TVA. Une réunion, conviée par SPE, avec la participation de MPE, MEFP, CRSE et Senelec, a permis de mettre d'accord toutes les parties concernées, sur le principe que la compensation pour gel de tarif doit être soumise à la TVA. La solution retenue est, la soumission au MEFP par Senelec d'une « facture » de la compensation intégrant la TVA pour paiement après la décision de la CRSE. Il a ainsi été retenu :

- De transmettre le compte rendu de la réunion au MPE, accompagné d'un projet de lettre adressé au MEFP. Dans le courrier, sera précisé le consensus autour

du principe d'application de la TVA sur la compensation pour gel de tarif ainsi que la solution proposée (facturation).

- Si la solution agréée le MEFP, un groupe de travail pour définir les modalités de son application sera institué avec comme membres les représentants de MEFP, MPE, Senelec, DGID, CRSE et FSE.

I.3.12. Retards de versement de la compensation

Les retards accusés sur la perception de la compensation pendant la période 2017-2018 ont posé des tensions de trésorerie notoires. En effet à fin décembre 2018, le reliquat de compensation non encore versé à Senelec se chiffre à 125,2 milliards FCFA.

La société s'est trouvée obligée de faire appels aux banques, de tirer sur ses lignes de crédits et /ou contracter des dettes à court terme pour financer son exploitation.

II. Bilan des Ressources Humaines et Matérielles

II.1. Les Ressources Humaines

Le personnel de Senelec à fin décembre 2018 s'établit à 3 118 agents soit une hausse de 170 agents (5,77%) comparé à 2017. Le tableau ci-dessous présente l'évolution du personnel de 2016 à 2019.

Tableau 1 : Evolution du Personnel entre 2016 et 2019

Année	2016	2017	2018	2019*
Personnel	2 550	2 948	3 118	3 188
Evolution		15,61%	5,77%	2,25%

*Budget validé

II.1.1. Composition du personnel par collègue

Tableau 2 : Evolution du Personnel entre 2016 et 2018 par collègue

Année	2016		2017		2018	
	Effectif	%	Effectif	%	Effectif	%
Cadre	371	14,55%	401	13,60%	425	13,63%
Maitrise	1 921	75,33%	2 049	69,50%	1 874	60,10%
Exécution	258	10,12%	498	16,89%	819	26,27%
Total	2 550	100,00%	2 948	100,00%	3 118	100,00%
Evolution			15,61%		5,77%	

Le taux d'encadrement est resté stable sur la période 2016-2018 à environ 14%. Le poids des agents d'exécution est passé de 10% en 2016 à 26% en 2018. La forte hausse de l'effectif entre 2016 et 2017 s'explique par la régularisation des contractuels qui étaient utilisés jusque-là pour pallier le déficit de personnel des années antérieures. Ceci a permis d'attribuer au personnel permanent certaines activités sensibles externalisées.

II.1.2. Composition du personnel par sexe

Les femmes représentent environ 20% du personnel.

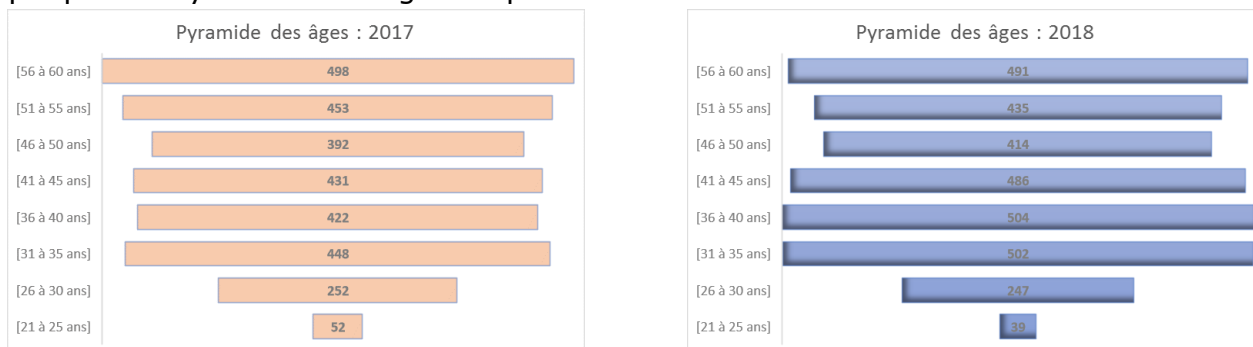
Tableau 3 : Evolution du Personnel entre 2016 et 2018 par sexe

Année	2016		2017		2018	
	Effectif	%	Effectif	%	Effectif	%
Hommes	2 052	80,47%	2 341	79,41%	2 476	79,41%
Femmes	498	19,53%	607	20,59%	642	20,59%
Total	2 550	100,00%	2 948	100,00%	3 118	100,00%

II.1.3. Composition du personnel par tranche d'âge

Près du tiers des agents de Senelec ont plus de 50 ans. La part des moins de 40 ans a augmenté et représente 41% en 2018. Ci-dessous les pyramides des âges du personnel hommes et femmes confondus.

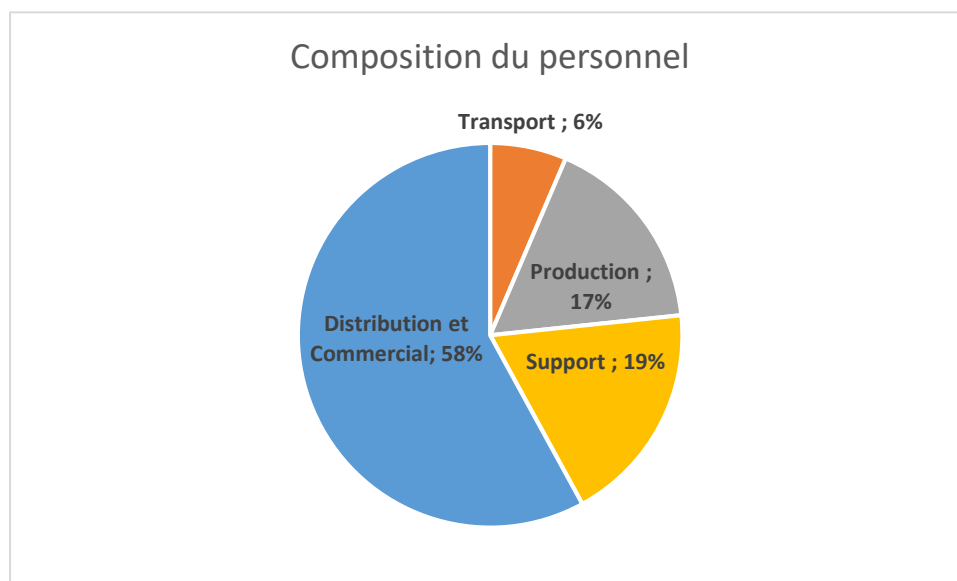
Graphique 1 : Pyramide des âges du personnel entre 2017-2018



II.1.4. Composition du personnel par métier

La répartition du personnel par métier n'est pas disponible pour les années 2017-2018. La majorité du personnel est au niveau du Commercial et de la Distribution (58% en 2016). Le Transport a la plus faible part avec seulement 6% du personnel total de Senelec.

Graphique 2 : Composition du personnel par métier en 2016



II.2. Les ressources matérielles de Senelec

L'infrastructure du secteur de l'énergie électrique de Senelec est constituée :

- Des moyens de production ;
- Des ouvrages de transport de l'énergie (lignes et postes) ;
- Des ouvrages de distribution de l'énergie (lignes et postes).

II.2.1. Parc de Production d'électricité

La production d'énergie électrique du pays est assurée par des moyens essentiellement thermiques. Le parc de production du réseau interconnecté connaît une nette amélioration avec une meilleure disponibilité de certaines centrales de base comme C6, C7, Contour Global et également grâce aux efforts orientés sur la disponibilité des unités du parc de production et la mise en service de nouvelles unités de production.

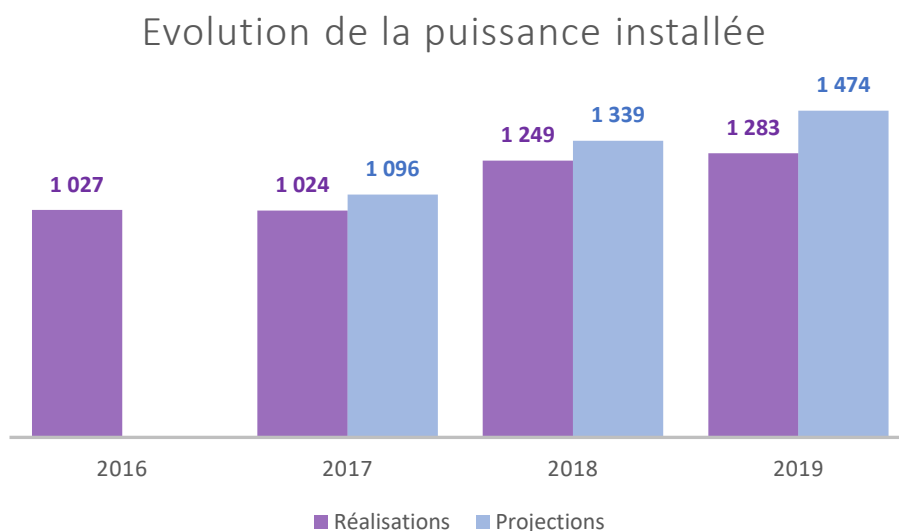
La période 2017-2018 aura été particulièrement marquée par le renforcement du mix énergétique du parc de production avec la mise en service des centrales photovoltaïques (TenMérina-Mérina Dakhar et Mékhé-Senergy PV Santhiou Mékhé en 2017 ; puis Kahone-Energie Ressources et Sakal en 2018) et de la centrale à Charbon de Sendou, matérialisant ainsi l'un des axes forts de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie.

II.2.1.1. Puissance installée

La puissance installée totale du parc de production est passée de 1 027 MW (dont 107 MW de location) en 2016 à 1 249 MW en 2018 (dont 90 MW de location) soit une augmentation de puissance de 222 MW. Cette augmentation est principalement liée à l'arrivée de la centrale à charbon d'une capacité de 125 MW en 2018 et au recours à la location. En 2019, le parc verra l'arrivée de 3 centrales solaires à Diass, Touba et Kahone avec des puissances respectives de 23 MW, 25 MW et 35 MW et l'arrêt de l'importation Mauritanie. La puissance installée passerait ainsi à 1 283 MW en 2019 soit une augmentation de 34 MW par rapport à 2018.

Par rapport aux projections de la période 2017-2019, il est noté un retard de 90 MW en 2018 et 191 MW en 2019. Cela s'explique par l'indisponibilité de la TAG3, l'arrêt de l'importation sur la Mauritanie, les retards sur la mise en service de Kaléta et de l'IPP Eolien Taiba Ndiaye.

Graphique 3 : Puissance installée - Comparaison par rapport aux projections



En 2018, la puissance installée du réseau non interconnecté est de 68 MW pour une puissance assignée de 64 MW. Ces deux dernières années, nous avons noté une nette amélioration de la disponibilité dans les deux (02) grands centres que sont Tamba et Kolda.

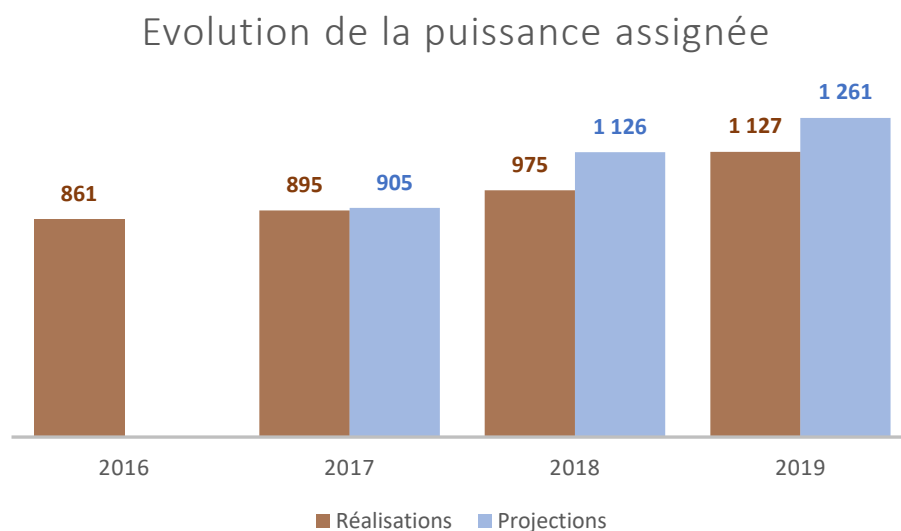
II.2.1.2. Puissance assignée

La puissance assignée est la puissance maximale réalisable d'un groupe tenant compte des contraintes techniques et fixée au début de chaque année.

La puissance assignée totale du parc de production est passée de 861 MW en 2016 à 1 125 MW en 2019 soit une augmentation de 264 MW sur la période 2017-2019. En 2017, les réalisations sont légèrement en retard par rapport aux projections, 895 MW réalisés contre 905 MW projetés.

En 2018, le retard s'est accentué avec 151 MW de moins que la puissance assignée projetée du fait de l'arrêt de l'importation sur la Mauritanie et des retards sur les chantiers de l'OMVG devant permettre entre autres l'évacuation de la production de Kaléta et de l'IPP Eolien Taiba Ndiaye. Cet écart va passer à 134 MW en 2019 grâce à la mise en service des nouvelles centrales solaires (Scaling Solar et Diass).

Graphique 4 : Puissance assignée - Comparaison par rapport aux projections



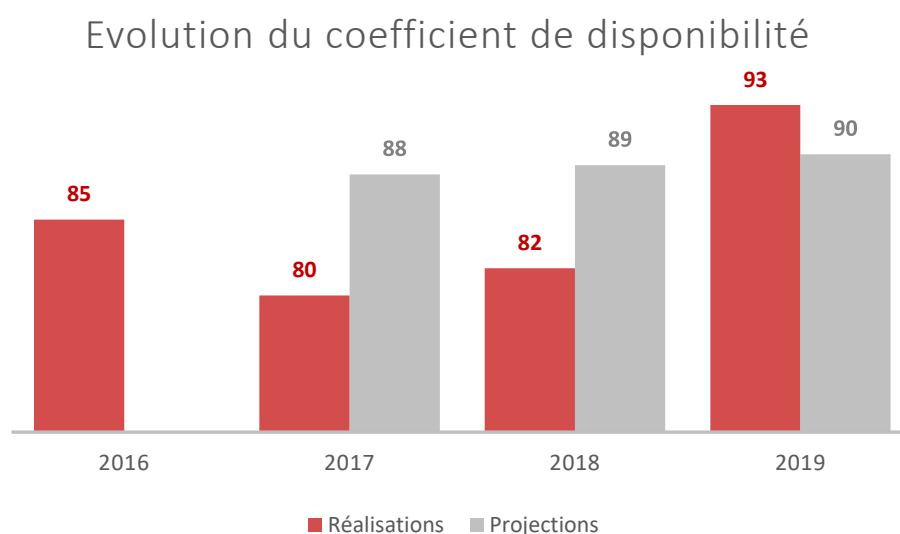
II.2.1.3. Taux de disponibilité

Les taux de disponibilité du parc de production ne cessent de s'améliorer sur toute la période 2017-2019 malgré la très forte baisse observée en 2017. En effet, il y a eu un retard de 7 points en 2018 contre 8 points de retard en 2017. La tendance s'inverse en 2019 car il est noté un dépassement de 3 points par rapport aux projections.

Les variations importantes notées des taux de disponibilité des groupes de Senelec s'expliquent comme suit :

- la mise en place des contrats de maintenance (signés avec Man Diesel, Wartsila, ABB, Alfa laval, Cummins et Senemeca) avec comme effet la levée des contraintes d'approvisionnement qui pesaient sur les pièces de rechange (les arrêts par manque de pièces qui prolongeaient la durée des visites),
- la diminution des temps de visite : les visites qui traditionnellement se faisaient en 30 jours sont maintenant réalisées en 2 semaines, avec la mise en place de 2 quarts,
- la forte disponibilité des TAG 4 et TAG 2,
- le remplacement de l'économiseur du groupe 303 de C3 vapeur,
- la délégation de signature ramenée au niveau de la Direction Production permet d'agir plus vite et de lever les contraintes qui pouvaient conduire à des indisponibilités,
- la centrale de Kahone 1 qui tourne en secours n'a pas connu d'indisponibilité pour cause de visite (les heures de marche pour les visites n'ont pas été atteintes),
- dans le Réseau Non Interconnecté (Boutoute, Tamba, Centrales secondaires), un vaste programme de sécurisation de la qualité de service a été mené avec comme moyen l'acquisition de 33 groupes Perkins d'une puissance totale de 21,74 MVA et 09 groupes Saudequip d'une puissance totale de 2,01 MVA.

Graphique 5 : Taux de disponibilité - Comparaison par rapport aux projections



II.2.1.4. Taux d'utilisation

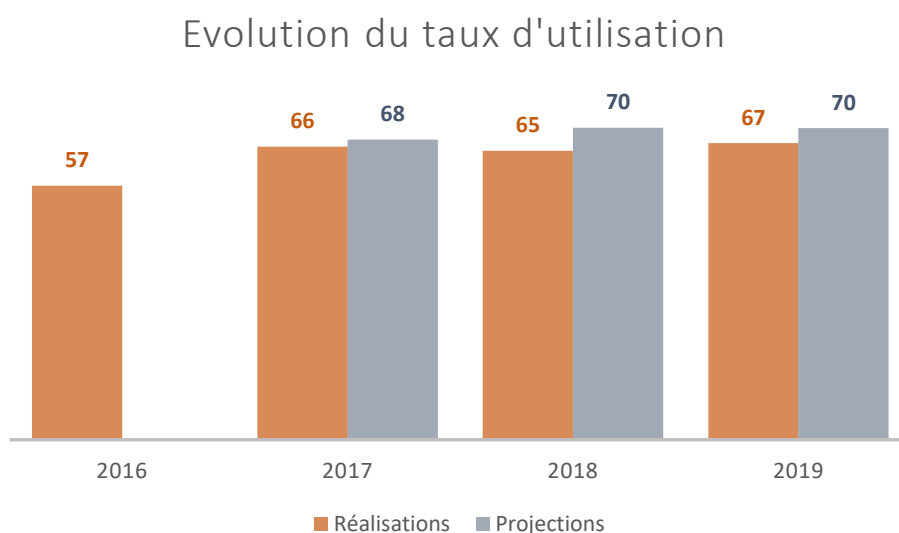
Le taux d'utilisation reflète le niveau d'utilisation de la puissance disponible. En effet une puissance disponible peut ne pas être sollicitée du fait d'une demande faible ou d'arrêt pour maintenance programmée des ouvrages d'évacuation.

Sur la période 2017-2019, le taux d'utilisation est passé de 57% en 2016 à 67% budgétisé en 2019. Sur l'année 2018, le taux d'utilisation réalisé est de 65% contre des projections de 70% soit un retard de 5 points. Dans les projections, pour l'année 2019, il était prévu un taux d'utilisation de 70% soit un retard de 3 points dû :

- au retard de l'IPP Eolien Taiba Ndiaye,
- à la centrale de Sendou utilisée à 58% contre 72% projeté
- au faible taux d'utilisation de la location mis en place pour faire face aux défaillances des IPP.

En plus d'avoir accusé un retard par rapport à la mise en service projetée, il a été noté plusieurs indisponibilités et des limitations de puissance de la centrale de Sendou pendant la période de fonctionnement.

Graphique 6 : Taux d'utilisation - Comparaison par rapport aux projections



II.2.1.5. Sites de Production

Le réseau interconnecté se concentre principalement dans les parties ouest et nord-ouest du pays et permet d'alimenter les régions de Dakar, Thiès, Louga, Diourbel, Saint-Louis, Matam, Kaolack et Fatick.

a. Les centrales de Senelec

Elles sont classées en deux groupes : celles du réseau interconnecté (RI) et celles alimentant des réseaux isolés.

Les centrales du réseau interconnecté :

Le parc de production du RI est actuellement composé des centrales Senelec de Bel Air (C6 et TAG 4), Cap des Biches (C3, C4 et TAG 2), Kahone (1 et 2).

Sur la période 2017-2019, aucune nouvelle mise en service n'a été notée dans le parc Senelec du Réseau Interconnecté. Le tableau ci-après fait l'inventaire du parc de production du RI de Senelec.

Tableau 4 : Parc de production RI au 31 décembre 2018

Sites	Centrales	Unités	Type	Année de mise en service	Puissance nominale (MW)
Bel Air	C6	601	Diésel	2006	16,45
		602	Diésel	2006	16,45
		603	Diésel	2006	16,45
		604	Diésel	2006	16,45
		605	Diésel	2013	16,45
		606	Diésel	2013	16,45
	TAG 4	TAG 4	Turbines combustion à	1999	35
Cap des Biches	C3 Vapeur	301	Vapeur	1966	27,5
		303	Vapeur	1978	30
	C3 TAG	TAG2	Turbines combustion à	1984	20
		TAG3	Turbines combustion à	1995	22
	C4	401	Diésel	1990	21
		402	Diésel	1990	21
		403	Diésel	1997	23
		404	Diésel	2003	15
		405	Diésel	2003	15
	Kahone	Kahone 1	93	Diésel	1982
94			Diésel	1982	3,6
149			Diésel	1988	3,6
150			Diésel	1988	3,6
Kahone 2		701	Diésel	2008	16,9
		702	Diésel	2008	16,9
		703	Diésel	2008	16,9
		704	Diésel	2008	16,9
		705	Diésel	2013	16,9
		706	Diésel	2013	16,9
CICAD		PV-CICAD		Solaire	2014

Les centrales du réseau non interconnecté :

Il s'agit de deux réseaux alimentés par la centrale de Boutoute au Sud et celle de Tamba au centre-est et, d'une multitude de petits réseaux limités à des villes ou des villages de l'intérieur du pays, alimentés par des centrales diesel secondaires ou des centrales solaires rétrocédées à Senelec.

Pour renforcer et sécuriser l'alimentation électrique dans les centres secondaires, Senelec a installé une puissance additionnelle de 1,6 MW en 2017 et 17,36 MW en 2018 sur le réseau non interconnecté. Ces actions ont également permis d'augmenter la durée de fourniture de 8h à 12h ou de 12h à 24h selon les centres secondaires.

Tableau 5 : Centrales du RNI au 31 décembre 2018

Sites	Groupes Installés		Groupes Disponibles	
	Nombre	Puissances nominales (MW)	Nombre	Puissances Nominales
Boutoute	12	25,73	9	21,75
Tamba	15	14,99	7	7,12
Kédougou	9	8,58	6	6
Kolda	7	6,80	7	6,80
Velingara	7	6,56	4	3,41
Gounass	9	5,27	4	3,05
Kidira	10	5,06	5	3,82
Goudiry	8	3,00	3	0,96
Dionewar	6	1,24	5	0,88
Marsassoum	4	0,96	4	0,96
Bettenty	6	1,50	6	1,01
Djirnda	5	0,59	4	0,54
Saraya	7	0,55	5	0,39
Medina Yoro Foula	3	0,48	3	0,48
Dabo	3	0,37	3	0,37
Bassoul Bassar	4	0,36	3	0,16
Pakour	3	0,23	3	0,23
Fongolimby	5	0,23	5	0,23
Salemata	5	0,16	3	0,09
Bandafassy	4	0,16	3	0,12

b. IPP - Importation, Autoproduction et Location

Pour faire face à la demande, Senelec a également recours à :

- des centrales de production indépendante (Kounoune Power, Tobène Power, Contour Global, CES , centrales solaires et locations) ;
- des centrales hydroélectriques de Manantali et Félou ;
- des auto-producteurs (ICS, Dangoté) ;
- et de l'importation sur la Mauritanie.

En 2017, il a été noté la mise en service de deux centrales photovoltaïques, TenMérina-Mérina Dakhar et Santhiou Mékhé, suivie de deux autres en 2018, Kahone et Sakal. Il y a également eu la mise en service de la centrale à Charbon de Sendou dont le Contrat d'Achat d'Energie a été signé le 24 janvier 2008. En effet, la Centrale a été mise en service le 27 juin 2018 à 21h23. Toutefois la date d'achèvement est constatée le 21 octobre 2018 à 11h30 à l'issue des essais de capacité qui se sont déroulés du 18 octobre à 11h30 au 21 octobre 2018 à 11h30 pour une durée de 72 heures.

Cependant, il faudra noter que depuis la mise en service, la Centrale a enregistré plusieurs déclenchements entraînant des puissances délestées dans le réseau de 187 MW le 03 septembre et 331 MW le 05 septembre. Elle a été à l'origine de 32 délestages sur 5 mois de fonctionnement : Sendou, par sa taille, constitue l'unité de production la plus grande du réseau. A défaut d'une réserve synchrone importante, pour la pointe de charge, le déclenchement de Sendou à pleine charge induit un délestage 1er stade et pour le creux de charge, une perte de synchronisme des groupes du réseau interconnecté.

Tableau 6 : Centrales IPP, Importation, Autoproduction et Location

Centrales	Unités	Type	Année de mise en service	Puissance nominale (MW)
Félou	4 groupes	Hydraulique	2013	15
Manantali	5 groupes	Hydraulique	2002	60
Mauritanie		Diésel		20
Kounoune Power	9 groupes	Diésel	2007	67,5
Tobène Power	7 groupes	Diésel	2016	115
Contour Global	6 groupes	Diésel	2016	85,9
PV-Bokhol		Solaire	2016	20
PV-Malicounda		Solaire	2016	22
PV-Santhiou Mékhé		Solaire	2017	30
PV-TenMérina		Solaire	2017	29
PV-Kahone		Solaire	2018	20
PV-Sakal		Solaire	2018	20
Sendou		Charbon	2018	125
Dangoté & ICS		Charbon	2016	16
Aggreko		Diésel	2018	60
APR		Diésel	2018	30

II.2.2. Réseau de Transport

Le réseau de transport haute tension est beaucoup plus dense dans la zone Ouest du pays, principalement dans la région de Dakar, il se développe actuellement vers le centre du pays. Le réseau de Senelec est interconnecté avec le réseau de l'OMVS à travers le RIO (Réseau interconnecté de l'OMVS) et les perspectives de l'interconnexion avec le futur réseau 225 kV de l'OMVG et du WAPP se profilent à l'horizon 2020.

Par ailleurs, le réseau de transport de Senelec est constitué de 2 niveaux de tension 225 kV et 90 kV. Senelec dispose de 20 postes HTB à fin 2018.

La période 2017-2019 a été marquée entre autres par la mise en service des projets suivants :

- Remplacement et mise en service du transformateur TR3 du poste de HANN (90/30 kV, 80 MVA) à la suite de l'avarie du transformateur existant ;
- Prolongement du jeu de barres 90 kV au poste de Mékhé pour la connexion de 2 centrales solaires ;
- Réhabilitation des armoires de commande des travées 90 kV et du tableau 30 kV de Thiona, remplacement des cellules HTA de type AIS ouvert par des cellules AIS fermées duplex, et remplacement du transformateur TR2 de 40 MVA par un transformateur de puissance de 80 MVA ;
- Mise en service du poste de Fatick avec le prolongement du jeu de barres 225 kV du poste de Kahone et le raccordement de la ligne 225 kV Fatick-Kaolack ;
- Mise sous tension du poste 225 kV de Bargny, avec les lignes Kounoune-Bargny et Bargny-Diass ;
- Mise en service d'un nouveau transformateur 80MVA 90/30 kV au poste de Bel Air en remplacement du transformateur TR2 2X 10MVA et création d'un nouveau poste 30 kV de type GIS dans le cadre du projet de changement de tension pour le passage des départs 6,6 kV en 30 kV du poste de Bel Air ;
- Renouvellement de la ligne 90 kV Mbao-Cap des Biches ;
- Rehaussement des pylônes 20 et 21 de la ligne double terne Hann-Kounoune, Hann-Patte d'Oie 2 et Patte d'oie 2-Cap des biches 2 pour le passage du TER ;
- Réhabilitation du tableau 30 kV de Tobène avec le remplacement des cellules HTA de technologie type AIS par des cellules GIS ;
- Remplacement des deux transformateurs 225/30 kV, 40 MVA par deux autres de 80 MVA au poste de Touba ;
- Remplacement du TR2 90/30kV, 20/25 MVA de Mbao par un transformateur 80 MVA ;
- Mise en service du nouveau poste de type GIS de Cap des Biches ;
- Réhabilitation du tableau 30 kV de Kahone.

II.2.2.1. Lignes HTB

En 2018, le réseau de transport est constitué de 580 km de lignes HTB avec 253 km de lignes en 90 kV et 327 km de lignes en 225 kV. La période 2017-2019 a été marquée par la mise en service de la ligne Kaolack – Fatick exploitée en 225 kV d’une longueur de 46 km.

Tableau 7 Lignes HTB du réseau interconnecté

Tronçon		Tension nominale	Longueur	Longueur en 90 kV	Longueur en 225 kV	Année de mise en service
Bel Air	Hann	90	5,0	5,0		1978
Bel Air	Hann	90	5,5	5,5		1991
Bel Air	Hann	90	5,5	5,5		1991
Cap des Biches	Patte d'Oie	90	16,2	16,2		1959
Hann	Patte d'Oie	90	1,0	1,0		1959
Cap des Biches	Patte d'Oie	90	20,0	20,0		1990
Hann	Patte d'Oie	90	1,0	1,0		1990
Patte d'Oie	Aéroport	90	8,0	8,0		2012
Aéroport	Université	90	13,0	13,0		2014
Université	Bel Air	90	3,8	3,8		2014
Cap des Biches	Mbao	90	7,2	7,2		1979
Cap des Biches	Kounoune	90	6,5	6,5		2000
Cap des Biches	Sococim	90	6,5	6,5		1959
Hann	Mbao	90	11,0	11,0		1979
Hann	Kounoune	90	23,0	23,0		1989
Kounoune	Sococim	90	4,7	4,7		2000
Sococim	Olam	90	11,7	11,7		1959
Olam	Thiona	90	23,7	23,7		1959
Thiona	Tobene	90	31,4	31,4		1959
Tobene	Taiba	90	13,0	13,0		1993
Tobene	Mekhe	90	35,8	35,8		2005
Kounoune	Tobene	225	55,4		55,4	2014
Kounoune	Bargny	225	10,5		10,5	2006
Bargny	Diass	225	11,5		11,5	2006
Diass	Malicounda	225	28,5		28,5	2006
Tobene	Touba	225	105,0		105,0	2009
Touba	Kaolack	225	70,0		70,0	2008
Kaolack	Fatick	225	46,0		46,0	2018
Total			580,1	253,3	326,9	

II.2.2.2. Postes HTB/HTA

A fin décembre 2018, le réseau de Transport comprend 20 postes dont 4 postes clients privés. Les transformateurs de distribution des postes sont présentés ci-après :

Tableau 8 Inventaires des postes HTB/HTA de Senelec au 31 décembre 2018

Poste	Transfo	Nbre	P. inst. Unitaire (MVA)	Puissance totale (MVA)	Nb. départs MT
Bel Air	90/6,6 kV	1	36	291	2
	90/30 kV	3	80		22
	30/6,6 kV	1	15		
Hann	90/30 kV	3	80	240	19(+4réserve)
Cap des Biches	90/30 kV	2	65	130	10(+5réserves)
Thiona	90/30 kV	2	80	160	10
Mbour	225/30 kV	2	40	80	5
Mbao	90/30 kV	1	80	105	9 (+1service)
	90/30 kV	1	25		
Sococim	-				
Kounoune	225/90/30 kV	2	75	190	
	90/30 kV	1	40		2
Tobène	90/30 kV	1	33	33	2
Touba	225/30 kV	2	40	80	5(+1réserve)
Kaolack	225/30 kV	2	40	80	7
Patte D'Oie	-				
Aéroport	90/30 kV	2	40	80	10
Université	90/30 kV	2	40	80	10
Diass	225/30 kV	2	40	80	6
Fatick	225/30 kV	1	40	40	2
TOTAL		31		1 669	132

II.2.3. Réseau de Distribution

Le réseau de distribution de Senelec est alimenté principalement à partir des postes sources ou injecteurs (90/30 kV, 225/30 kV). Il est composé du :

- Réseau **HTA**, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publics, mixtes et clients avec deux niveaux de tension 30 kV et 6.6 kV ;
- Réseau **BT** qui assure la distribution de l'énergie à partir des postes de transformation HTA/BT vers la clientèle.

On retrouve aussi dans ce réseau des postes HTA/HTA (30/6.6kV, 6.6/30kV) et des postes de répartition 30kV.

L'inventaire des réseaux de distribution au 31 décembre 2017 donne :

- 07 Sous-stations 30/6,6kV,
- 08 postes de répartition 30kV,
- 10 181 km de lignes HTA aériennes et souterraines confondues (6,6 kV et 30 kV),
- 9 513 km de lignes BT aériennes et souterraines confondues (0,4 kV),
- 6 245 postes HTA/BT clients, publics et mixtes confondus.

Le réseau HTA souterrain est très maillé et exploité en boucle ouverte. Les postes sources (90/30 kV, 225 /30 kV) et les sous stations (30/6,6 kV) représentent ses points de départ.

La distribution se fait en trois phases (neutre non distribué) par des lignes aériennes et souterraines qui constituent ainsi les départs ou feeders du réseau HTA. Ceux-ci alimentent les postes HTA/BT en antenne et en coupure d'artère.

II.2.3.1. Réseaux de distribution HTA

Les lignes HTA sont issues des postes de transformation 90 kV/30kV et 225kV/30kV et constituent les réseaux de distribution HTA. Les postes sources délivrent l'électricité à toutes les régions du pays exceptées celles de Ziguinchor, Sédhiou, Kolda et Tambacounda qui sont alimentées par des centrales régionales et des centres secondaires.

a. Réseaux de Distribution Moyenne Tension de Dakar

En 2017, la longueur totale des lignes de distribution HTA de la région de Dakar est de 1 332,6 km dont 318,7 km de lignes aériennes, 2,8 km de câbles sous-marins et 1013,9 km de lignes souterraines. Les lignes aériennes 30 kV et 6,6 kV sont réalisées avec des poteaux en bois, métalliques ou en béton. A Dakar, un réseau de répartition 30 kV alimente 2 sous stations (Centre-Ville et Thiaroye) 30/6,6 kV pour distribuer l'énergie.

Tableau 9 : Répartition des transformateurs par sous-station 30/6,6kV de Dakar

Sous Stations	Transformateurs installés	Nombre	Puissance Totale installée (MVA)
Centre-Ville	1x 16,1MVA	2	31,10
	1x15 MVA		
Thiaroye	1x20MVA	2	27,90
	1x7,9 MVA		

À Dakar, le nombre de postes de transformation MT/BT est de 2 580. Ces postes comprennent les postes clients (933), les postes mixtes (40) et les postes publics (1 607).

b. Réseaux de Distribution HTA des régions

Hormis la région de Dakar, les réseaux HTA sont principalement alimentés par les postes Haute tension de Thiona, Diass, Malicounda, Kaolack, Fatick, Touba, Tobéne, Sakal, Bakel, Dagana et Matam sur le Réseau Interconnecté (RI) et par les centrales de Tambacounda, Kolda, Ziguinchor et à partir de quelques centrales secondaires sur le Réseau Non Interconnecté (RNI).

Au niveau des régions, la longueur totale des lignes HTA en 2017 est de 8 845,6 km dont 8 602,1 km de lignes aériennes, 236,1 km de câbles souterrains et 7,4 km de câbles fluviaux.

Le nombre de postes de transformation est de 3 665 répartis entre les postes clients (1 191), les postes mixtes (85) et les postes publics (2 389).

Dans les régions, le réseau alimente les sous-stations suivantes pour distribuer l'énergie en 6,6 kV :

Tableau 10 : Transformateurs installés dans les sous-stations des régions

Sous-stations	Transformateurs installés	Nombre	Puissance Totale installée (MVA)
Richard Toll	1x7,9 MVA	1	7,90
Kaolack	1x15 MVA	2	20,00
	1x5 MVA		
Ziguinchor	1x7,5 MVA	2	15,00
	1x7,5 MVA		

II.2.3.2. Réseau de distribution Basse Tension

Au 31 décembre 2017, la longueur du réseau de distribution basse tension est de 9 512,9km. Elle est constituée de :

- 8792,4 km de lignes aériennes nues et préassemblées confondues,
- 720,5 km de lignes souterraines.

La distribution en basse tension aux consommateurs finaux se réalise en 380/220 V. La tension B1 (220/127 V) qui assurait historiquement l'alimentation des clients est en cours de remplacement par la tension B2 (380/220 V).

Tableau 11 Répartition des lignes BT par délégation au 31 décembre 2017

Exploitation	Lignes Aériennes (km)	Lignes Souterraines (km)	Total (km)
Dakar	2 262,45	668,04	2 930,48
DRCO	2 458,04	14,18	2 472,22
DRCE	1 307,41	2,03	1 309,44
DRN	1 814,20	32,20	1 846,40
DRS	950,30	4,09	954,39
Total	8 792,40	720,54	9 512,94

Tableau 12 Répartition des lignes HTA par délégation au 31 décembre 2017

Exploitation	Lignes Aériennes (km)	Lignes Souterraines (km)	Lignes Fluviales (km)	Total (km)
Dakar	318,74	1 013,90	2,68	1 332,64
DRCO	2 436,52	123,20	0,00	2 559,72
DRCE	2 232,30	28,50	2,50	2 263,30
DRN	2 947,86	57,90	2,40	3 008,16
DRS	985,45	26,51	2,54	1 014,50
Total	8 920,87	1 250,02	10,11	10 181,00

Tableau 13 Répartition des postes HTA/BT par délégation au 31 décembre 2017

Exploitation	Postes Secteurs	Postes Privés	Postes Mixtes	Total
Dakar	1 607	933	40	2 580
DRCO	1 001	397	46	1 444
DRCE	588	305	9	902
DRN	537	358	29	924
DRS	263	131	1	395
Total	3 996	2 124	125	6 245

Une croissance du réseau de distribution a été notée en 2017. Les postes de distribution ainsi que les lignes HTA et BT ont connu une augmentation de 15% par rapport à 2016. Le tableau ci-après montre l'évolution des ouvrages du réseau de distribution.

Ouvrages	Effectif en 2016	Effectif en 2017	Taux d'évolution (%)
Postes HTA/BT	5 429	6 245	15,03%
Lignes HTA (km)	9 585	10 181	6,22%
Lignes BT (km)	9 164	9 513	3,81%

Les statistiques pour l'année 2018 ne sont pas encore disponibles

III. Bilan des Activités de l'exploitation sur la période 2017-2019

III.1. Clientèle

La clientèle globale de Senelec est passée de 1 199 156 clients en 2016 à 1 447 427 clients à fin 2018 soit 248 271 clients supplémentaires enregistrés. Il est projeté d'alimenter 115 782 clients en 2019 soit une clientèle globale de 1 563 209 Clients attendus à la fin de la période. La clientèle Basse Tension a connu une forte croissance sur la période (+9,23% de plus par an). Parallèlement, la croissance de la clientèle Moyenne Tension est plus prononcée, boostée par les activités du Guichet Unique, mis en place par Senelec et réduisant considérablement le temps de traitement des demandes de raccordement et de fourniture d'électricité.

Concernant la clientèle Haute Tension, il a été noté la résiliation d'une police d'abonnement et le passage en secours d'une autre police des ICS, passant ainsi le nombre de client HT de 6 en 2016 à 5 en 2017.

En 2019, il est attendu la fourniture d'électricité à 2 clients HT supplémentaires ; il s'agit du TER et d'une usine sidérurgique et métallurgique FABRIMETAL.

Dans le cadre des relations de collaboration et d'échanges entre Senelec et les Sociétés d'électricité voisines et compte tenu de l'existence d'excédents de production sur le réseau interconnecté du Sénégal, Senelec a cédé en 2017 de l'électricité à Energie du Mali-SA et à National Water and Electricity Company Limited (NAWEC) pour leur aider à combler leur déficit de production. Toutefois, l'exportation vers EDM s'est étalée sur la période du 01 mars 2017 au 11 juin 2017.

Tableau 14 : Evolution de la clientèle par niveau de Tension

Tension	2016	2017	2018	2019	TCAM 2017-2019
Basse Tension	1 197 226	1 329 911	1 444 773	1 560 196	9,23 %
Moyenne Tension	1 924	2 157	2 648	3 005	16,02 %
Haute Tension	6	5	5	7	5,27 %
Exportations	0	2	1	1	-
Total	1 199 156	1 332 075	1 447 427	1 563 209	9,24 %

Globalement, Senelec aura raccordé plus de clients que prévus durant toute la période 2017-2019. En effet, pour une cible de 1 276 615 clients en 2017, nous avons comptabilisé

1 332 073 soit 55 458 de plus. Pour l'année 2018, ce surplus est de 128 244 et il est prévu de dépasser la cible en 2019 de 117 772.

Toutefois, il est noté un retard sur l'arrivée des clients HT :

- La Zone Economique Spéciale dont le démarrage a été initialement prévu en 2018 a été reportée en 2020,
- Le client FABRIMETAL ne sera alimenté que sur la dernière année de la période au lieu de 2018.

Tableau 15 : Clientèle hors exportation : Comparaison avec les projections

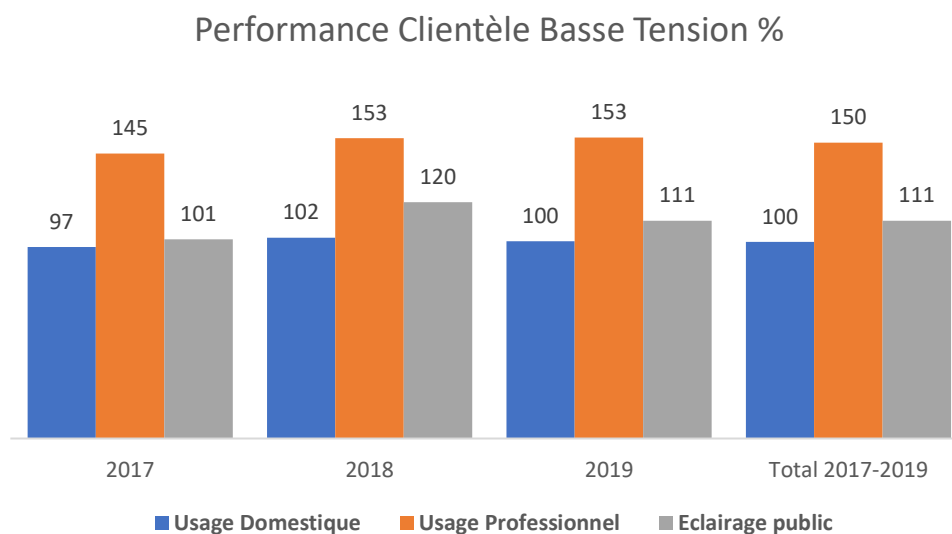
Clientèle	Tension	2017	2018	2019
Réalizations*	Basse Tension	1 329 911	1 444 773	1 560 196
	Moyenne Tension	2 157	2 648	3 005
	Haute Tension	5	5	7
	Total	1 332 073	1 447 426	1 563 208
Projections	Basse Tension	1 274 585	1 317 044	1 443 187
	Moyenne Tension	2 025	2 131	2 241
	Haute Tension	5	7	8
	Total	1 276 615	1 319 182	1 445 436

*2019 Budget validé

Au 31 décembre 2018, le nombre de clients domestiques de Senelec est de 1 052 896 pour une cible de 1 082 922 soit 97% de taux de réalisation. Quant aux clients professionnels, ils se chiffrent à 305 008 au 31 décembre 2018 pour un objectif de 199 866 soit un dépassement de 50%.

Globalement, le nombre de clients raccordés dépasse la cible de 117 009 en 2018.

Graphique 7 : Clientèle Basse Tension - Performance par rapport aux projections



Il est à signaler que jusqu'en 2016, Senelec considérait l'ensemble de la clientèle Woyofal comme des clients domestiques. Dans les réalisations, la clientèle Woyofal est segmentée par usage et par puissance, n'empêche les réalisations dépassent largement les projections. En effet, pour un nombre de clients domestiques de 326 578 en 2019, Senelec devrait alimenter 523 449 clients, en plus des 163 441 clients professionnels prépayés.

Tableau 16 : Clientèle Woyofal : Comparaison avec les projections

Clientèle Woyofal	Type	2017	2018	2019
Réalisations	Usage Domestique	284 973	401 794	523 449
	Usage Professionnel	88 700	126 880	163 441
	Total	373 673	528 674	686 890
Projections	Usage Domestique	290 088	323 343	326 578
	Total	290 088	323 343	326 578

Vu les avantages du prépaiement, Senelec a mené une campagne de promotion du produit avec :

- Une incitation tarifaire (les clients Woyofal paient le même tarif sur la 2^{nde} et la 3^{ème} tranche) et une prise en charge des travaux lors de la reconversion ;
- Le lancement du Woyofal social dans plusieurs régions du Sénégal ;
- Programme de sécurisation des marchés...

En accord avec le Règlement de Service, Senelec a choisi d'installer un compteur Woyofal à tous nouveaux clients éligibles dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kW.

Ces actions ont permis une forte pénétration de la clientèle Woyofal, accompagnée d'une baisse du nombre de clients classiques. En effet, le nombre de clients classiques à usage domestique est passé de 803 406 en 2016 à 703 199 en 2019 soit une baisse de 4,34% en moyenne par an. La baisse a été plus forte pour la clientèle à usage professionnel qui passe de 193 782 en 2016 à 162 838 en 2019, soit une baisse de 5,63% en moyenne par an.

Tableau 17 : Clientèle classique : Comparaison avec les projections

Clientèle Classique	Type	2016	2017	2018	2019
Réalisations	Usage Domestique	803 406	767 310	736 092	703 199
	Usage Professionnel	193 782	182 329	172 892	162 838
	Total	997 188	949 639	908 984	866 037
Projections	Usage Domestique		792 234	792 111	897 858
	Usage Professionnel		185 946	194 992	211 764
	Total		978 180	987 103	1 109 622

III.2. Ventes et Chiffre d'affaires

III.2.1. Ventes

Sur la période 2017-2019, Senelec devrait enregistrer des ventes globales de 10 130 GWh. En considérant l'énergie exportée, les ventes globales s'établissent à 10 178GWh sur la période 2017-2019. Ces ventes ont augmenté de 8,47% en moyenne par an par rapport à 2016 passant ainsi de 2 882 GWh à 3 678 GWh attendu en 2019.

Ce sont les ventes Haute Tension qui connaissent la progression la plus forte avec une hausse de 15,95% en moyenne par an sur la période 2017-2019. Les ventes Moyenne Tension ont aussi augmenté avec un taux de croissance de 7,26%.

Comparé à 2018, les ventes de 2019 vont augmenter de 10,63% ; cette croissance sera en grande partie portée par les ventes Basse Tension. En effet, Senelec a mis en place une stratégie en partenariat avec Akilee pour faire face aux ruptures récurrentes de compteurs. Une stratégie de lutte contre le Pertes Non Techniques déclinée à travers un contrôle systématique des compteurs prépaiement et une digitalisation du suivi des consommations par poste de distribution devrait contribuer également à la forte croissance des ventes.

L'enlèvement de EDM sur Senelec s'est étalé sur la période du 01 mars 2017 au 11 juin 2017. L'énergie livrée est de 24,83 GWh. La cession d'énergie de Senelec à NAWEC a été effective suite à la construction des ouvrages de raccordement de Keur Ayib qui a permis de connecter les réseaux HTA de Senelec et de NAWEC. Senelec a cédé de l'énergie à NAWEC du 22 aout au 31 décembre 2017 d'une quantité globale de 1,87 GWh. En 2018, le volume d'énergie cédé à NAWEC est de 10,66 GWh. Il n'y a pas eu de cession avec EDM en 2018 ni en 2019. Cependant, l'exportation vers NAWEC est maintenue en 2019 avec une quantité d'énergie budgétisée de 10,10GWh.

Tableau 18 : Evolution des ventes en énergie

Ventes (GWh)	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019	TCAM 2017-2019
Basse Tension	1 849	2 041	2 096	2 334	6 471	8,08%
Moyenne Tension	851	952	1 015	1 050	3 016	7,26%
Haute Tension	182	156	204	284	643	15,95%
Exportations		27	11	10	47	
Total	2 882	3 175	3 325	3 678	10 178	8,47%

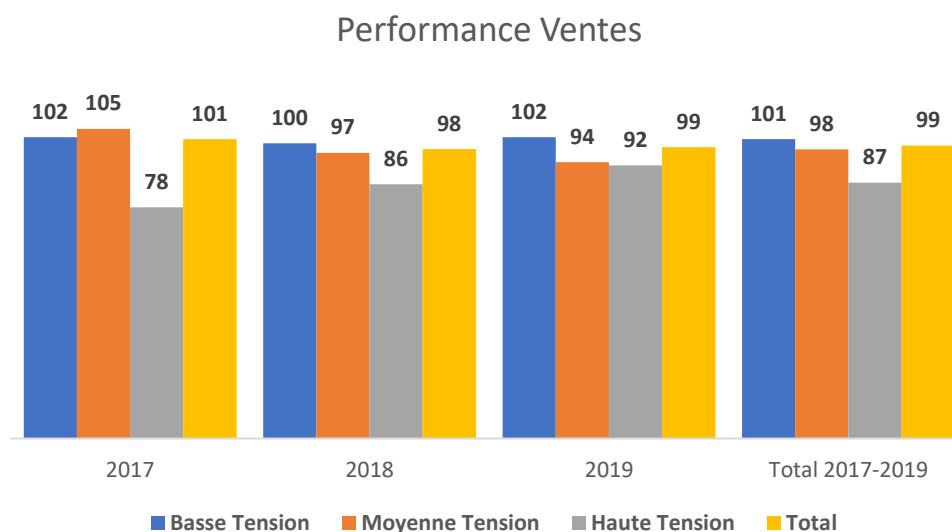
L'écart entre les projections et les réalisations est faible : pour une cible de 10 205 GWh initialement fixée, les ventes globales sur la période 2017-2019 ont atteint 10 130 GWh soit un retard de 0,74%. La performance a été principalement supportée par les ventes Basse Tension et dans une moindre mesure par les ventes Moyenne Tension. Au niveau de la Haute Tension pour des projections de 742 GWh, Senelec n'a pu vendre que 643 GWh. Ce déficit est entièrement imputable aux retards sur les grands projets et au passage en secours des ICS.

Tableau 19 : Ventes d'énergie - Comparaison par rapport aux projections

Ventes (GWh)	Tension	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019
Réalisations	Basse Tension	1 849	2 041	2 096	2 334	6 471
	Moyenne Tension	851	952	1 015	1 050	3 016
	Haute Tension	182	156	204	284	643
	Exportations		27	11	10	47
	Total		2 882	3 175	3 325	3 678
Projections	Basse Tension		2 000	2 096	2 288	6 384
	Moyenne Tension		907	1 050	1 122	3 079
	Haute Tension		199	237	307	742
	Exportations					
	Total		3 106	3 382	3 717	10 205

Le graphique ci-dessous montre que les niveaux les plus faibles de réalisation des projections des ventes ont été enregistrés au niveau de la Haute Tension avec un niveau record de 78% en 2017.

Graphique 8 : Ventes hors exportation – Taux de réalisations des projections



En moyenne, la consommation d'un client Haute Tension a été très faible en 2017, 31 GWh contre 40 GWh prévue par les projections. Cette consommation unitaire a augmenté en 2018 et devrait rester au même niveau en 2019 (40 GWh par an et par client en moyenne) avec comme conséquence le rattrapage du retard accusé lors de la 1^{ère} année. La consommation moyenne d'un client HT sur la période 2017-2019 serait ainsi de 37 GWh : le niveau fixé par les projections.

Au niveau de la basse Tension, il y a eu une baisse de la consommation unitaire qui passe de 1,54 MWh/an/client à 1,45 MWh/an/client. Avec le budget 2019, la consommation moyenne unitaire des clients Basse Tension sera plus faible que le niveau prévu d'environ 6% (1,50 MWh contre 1,59 MWh par les projections). Cette baisse peut être justifiée par les actions d'économies d'énergie et la pénétration du Woyofal.

En 2017, sur les consommations unitaires des clients Moyenne Tension, l'écart était relativement faible (441 MWh/client/an contre 448 MWh/client/an). En 2018, une baisse de 13% a été notée confirmant la tendance baissière qui devrait se poursuivre en 2019. En définitive, la consommation unitaire des clients Moyenne Tension devrait être de 391 MWh/client/an sur la période 2017-2019 contre 480 MWh prévus soit un écart d'environ de 20%.

Tableau 20 : Consommation Unitaire hors exportation: Comparaison avec les projections

MWh/Client	Tension	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2017-2019
Réalisations	Basse Tension	1,54	1,53	1,45	1,50	1,49
	Moyenne Tension	442	441	383	349	391
	Haute Tension	30 349	31 119	40 741	40 552	37 471
	Total	2,40	2,36	2,29	2,35	2,33
Projections	Basse Tension		1,57	1,59	1,59	1,58
	Moyenne Tension		448	493	501	481
	Haute Tension		39 744	33 803	38 369	37 305
	Total		2,43	2,56	2,57	2,52

III.2.2. Chiffres d'affaires

Le chiffre d'affaires issu des ventes d'énergie hors exportations sur la période 2017-2019 a été de 1 078 milliards de FCFA. Comparé à 2016, l'accroissement moyenne annuelle n'est que de 4,40%. Rappelons que les ventes ont augmenté sur la même période de 8,37% en moyenne par an : cela s'explique par la baisse des tarifs qui est intervenue au 1^{er} trimestre de l'année 2017. En intégrant les exportations, le chiffre d'affaires atteint 1 083 milliards de FCFA sur la période 2017-2019 soit une hausse annuelle de 4,50% comparée à 2016. En effet le chiffre d'affaires issu de l'exportation a atteint 4 milliards de FCFA dont la moitié pour l'année 2017.

Tableau 21 : Evolution du Chiffre d'affaires

CA (millions de FCFA)	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019	TCAM 2017-2019
Basse Tension	225 713	225 349	228 588	252 115	706 052	3,76%
Moyenne Tension	97 718	100 783	107 892	112 015	320 690	4,66%
Haute Tension	15 970	12 855	16 574	22 108	51 537	11,45%
Total	339 401	338 986	353 054	386 238	1 078 279	4,40%

CA (millions de FCFA)	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019	TCAM 2017-2019
Basse Tension	225 713	225 349	228 588	252 115	706 052	3,76
Moyenne Tension	97 718	100 783	107 892	112 015	320 690	4,66
Haute Tension	15 970	12 855	16 574	22 108	51 537	11,45
Exportations		2 164	1 040	1 074	4 279	
Total	339 401	341 151	354 094	387 313	1 082 557	4,50

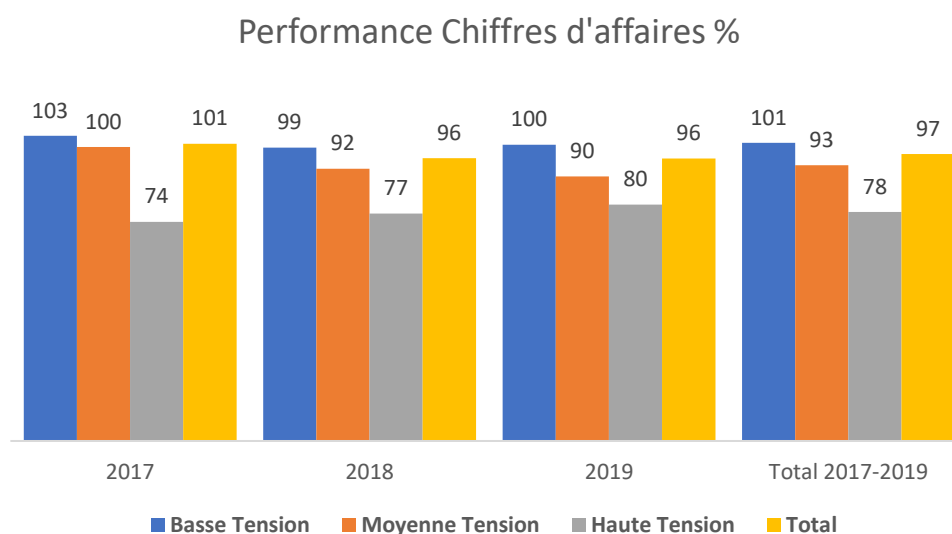
Par rapport aux projections, le chiffre d'affaires global de la période 2017-2019 affiche un retard de 26 489 millions de FCFA correspondant à 2,45%. Ce retard est entièrement imputable à la Haute Tension et dans une moindre mesure à la Moyenne Tension. Concernant la Basse Tension, nous avons noté un dépassement de 6 668 millions de FCFA.

Tableau 22 : Chiffre d'affaires : Comparaison avec les projections

CA (millions de FCFA)	Tension	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019
Réalisations	Basse Tension	225 713	225 349	228 588	252 115	706 052
	Moyenne Tension	97 718	100 783	107 892	112 015	320 690
	Haute Tension	15 970	12 855	16 574	22 108	51 537
	Exportations		2 164	1 040	1 074	4 279
	Total	339 401	341 151	354 094	387 313	1 082 557
Projections	Basse Tension		218 110	230 086	251 187	699 384
	Moyenne Tension		101 200	116 965	125 047	343 212
	Haute Tension		17 316	21 521	27 614	66 450
	Exportations					
	Total		336 626	368 572	403 848	1 109 046

Le graphique ci-dessous permet de visualiser les taux de réalisation des chiffres d'affaires par niveau de tension entre 2017 et 2019. Le plus faible taux de réalisation a été noté au niveau de la Haute Tension en 2017 avec un chiffre d'affaires réalisé de 12 855 millions de FCFA pour une projection de 17 316 millions de FCFA, ce qui représente 74% seulement de la cible.

Graphique 9 : Chiffres d'affaires - Performance par rapport aux projections



Le prix moyen de la Basse Tension est globalement en phase avec les projections. Sur la Moyenne Tension, il est noté un écart de 5% en moins sur le prix moyen (106,3 FCFA/kWh contre des projections de 111,5 FCFA/kWh). Cet écart est encore plus important au niveau de la Haute Tension (80,1 FCFA/kWh contre 89,5 FCFA prévu). Cette baisse s'explique par une meilleure compréhension de la tarification de l'électricité et une optimisation de la consommation des industriels et de l'administration. Nous pouvons citer la mise en œuvre du programme d'analyse, de suivi et de réduction des dépenses d'électricité du secteur public (SARDEL). Beaucoup de clients MT se sont abonnés à Akilee ou d'autres sociétés spécialisées dans les audits énergétiques pour rationaliser leur consommation.

Tableau 23 : Prix Moyen: Comparaison avec les projections

Prix moyen (FCFA/kWh)	Tension	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019
Réalisations	Basse Tension	122,1	110,4	109,1	108,0	109,1
	Moyenne Tension	114,8	105,9	106,3	106,7	106,3
	Haute Tension	87,7	82,6	81,4	77,9	80,1
	Total	117,8	107,7	106,5	105,3	106,4
Projections	Basse Tension		109,1	109,8	109,8	109,6
	Moyenne Tension		111,5	111,4	111,4	111,5
	Haute Tension		87,1	90,9	90,0	89,5
	Total		108,4	109,0	108,6	108,7

III.3. Production et Achats d'énergie

III.3.1. Production brute

La production brute devrait augmenter de 7% sur la période 2017-2019. Globalement 12 347 GWh ont été nécessaires pour satisfaire la demande de la clientèle. La production propre de Senelec a été stable entre 2016-2018 et tournait autour de 2 100 GWh en moyenne par an. Une légère baisse est attendue en 2019. En effet, les centrales propres de Senelec devront injecter 2 055 GWh sur le réseau. Pendant ce temps, les achats devront augmenter en moyenne de 17% par an passant ainsi de 1 454 GWh en 2016 à 2 334 GWh en 2019.

Tableau 24 : Evolution de la Production brute

Production brute (GWh)	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019	TCAM 2017-2019
Achats d'énergie	1 454	1 781	1 924	2 334	6 039	17%
Production brute Senelec	2 144	2 140	2 114	2 055	6 309	-1%
	3	3	4	4		
Total	599	921	038	389	12 347	7%

Malgré cette forte croissance, les Achats sont en dessous du niveau fixé dans les projections : sur la période 2017-2019, les achats affichent 6 039 GWh contre des projections de 6 375 GWh soit un retard de 5%. Ce retard est en grande partie imputable à l'IPP Eolien Taiba Ndiaye prévu dès 2018 avec une production de 199 GWh sur la période et à Kaleta qui devait contribuer à hauteur de 236 GWh en 2019.

Malgré une mise en exploitation en juin 2018, la production de l'IPP Sendou affiche un retard de 196 GWh par rapport aux projections. L'IPP Sendou n'a produit que 64 GWh en 2018 à cause de nombreux incidents qui se sont traduits parfois par de longues indisponibilités.

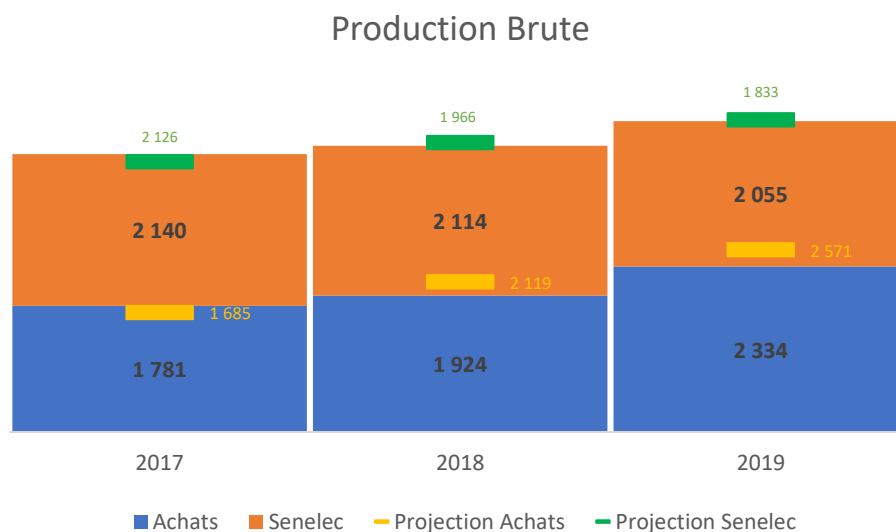
La production brute de Senelec devrait être de 6 309 GWh contre des prévisions de 5 926 GWh soit une avance de 6%. Pour pallier les retards des IPPs, Senelec a pu compter sur la centrale C4. En effet, sa production sur la période 2017-2019 devra dépasser de 318 GWh les projections.

Tableau 25 : Production brute: Comparaison avec les projections

Production brute (GWh)	Réalizations				Projections			
	2017	2018	2019	Total	2017	2018	2019	Total
Achats d'énergie	1 781	1 924	2 334	6 039	1 685	2 119	2 571	6 375
Senelec	2 140	2 114	2 055	6 309	2 126	1 966	1 833	5 926
Totale	3 921	4 038	4 389	12 347	3 811	4 085	4 404	12 301

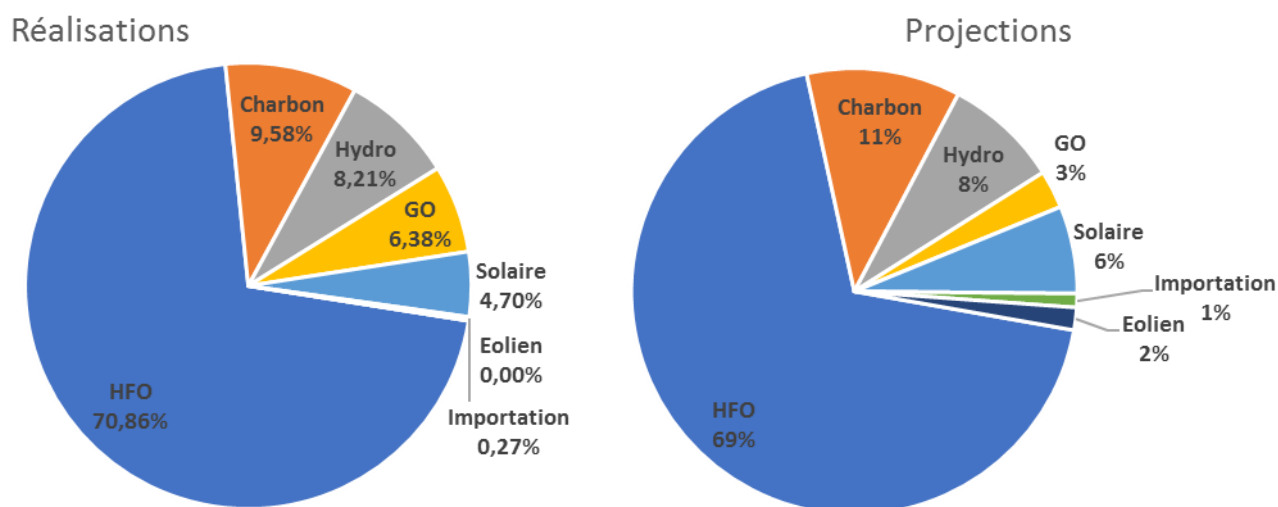
Le graphique ci-dessous nous permet de visualiser que globalement l'écart entre la production brute réalisée (Achats et production propre) et les projections est relativement faible sur toute la période : en moyenne, 16 GWh de dépassement par an soit 0,38%. Il confirme également la baisse de la part des Achats qui représente 48,90% de la production brute totale au lieu des 51,83% prévus dans les projections.

Graphique 1 : Production brute - Comparaison avec les projections



Les graphiques ci-dessous nous permettent de comparer le mix énergétique prévu et réalisé. Il n'y a pas eu d'électricité produite à partir de l'éolien sur la période alors qu'il devrait représenter 2% de la production brute totale ; la part de l'importation a connu une baisse de 1 point. Le même constat est fait également sur la participation du charbon et du solaire. Aussi, les parts du GO utilisé principalement par les turbines à gaz et du HFO utilisé par les groupes Diesel ont augmenté pour combler ce manque : respectivement 3 points et 2 points de plus.

Graphique 1 : Mix énergétique - Comparaison avec les projections



III.3.2. Production nette

Pour passer de la production brute à la production nette, il faut considérer les consommations des auxiliaires des centrales propres de Senelec. Sur la période 2017-2019, la production nette a été de 12 191 GWh dont 6 152 GWh par les centrales Senelec.

Tableau 26 : Evolution de la production nette

Production Nette (GWh)	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019	TCAM 2017-2019
Achats d'énergie	1 454	1 781	1 924	2 334	6 039	17%
Production nette Senelec	2 091	2 087	2 065	2 000	6 152	-1%
Total	3 545	3 868	3 989	4 334	12 191	7%

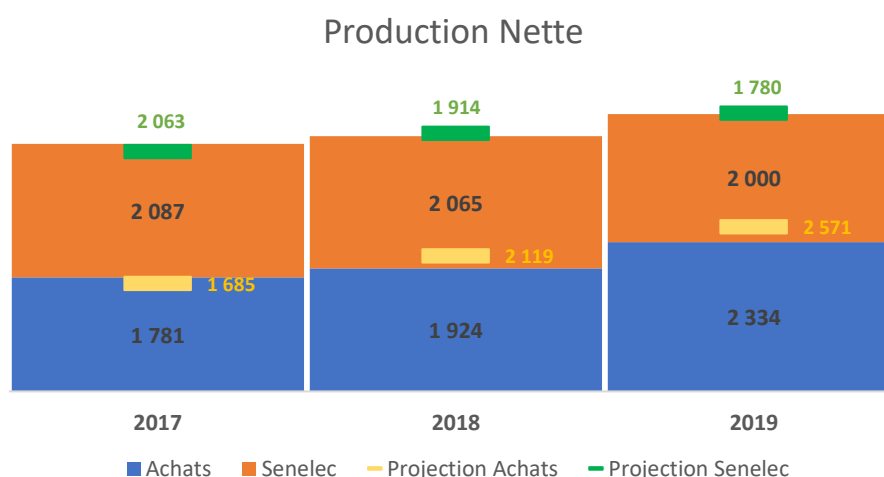
Cette production nette a dépassé les projections de 59 GWh soit 0,5%. Cela traduit une performance des centrales propres de Senelec car, malgré ce dépassement, les consommations des auxiliaires ont baissé ; elles se chiffrent à 156 GWh contre des projections de 169 GWh.

Tableau 27 : Production nette: Comparaison avec les projections

	Réalizations				Projections			
	2017	2018	2019	Total	2017	2018	2019	Total
Achats d'énergie	1 781	1 924	2 334	6 039	1 685	2 119	2 571	6 375
Production nette Senelec	2 087	2 065	2 000	6 156	2 063	1 914	1 780	5 757
Total	3 868	3 989	4 334	12 194	3 748	4 033	4 352	12 132

Le graphique ci-dessous nous permet de visualiser que globalement l'écart entre la production nette (Achats et production propre) est relativement faible sur toute la période. En moyenne 20 GWh de dépassement par an soit 0,48%.

Graphique 1 : Production nette - Comparaison avec les projections



L'interconnexion du RNI aurait dû être effective dès le dernier trimestre de l'année 2018. Du fait du retard de la réalisation des projets de l'OMVG, Senelec sera obligée d'exploiter le RNI (Tamba, Boutoute et tous les autres Centres Isolés) en plus du RI. Comme nous pouvons le voir dans le tableau ci-dessous, la production du RNI a augmenté de 264 GWh soit 83% de plus par rapport aux projections. Le RNI a des coûts de production très élevés ; le cout de revient du kWh du RNI était de 153,5 FCFA contre 82,4 FCFA pour le RI en 2017.

Tableau 28 : Production nette par réseau: Comparaison avec les projections

	Réalizations					Projections					Ecart
	2017	2018	2019	Total	2017-2019	2017	2018	2019	Total	2017-2019	
RI	3 686	3 792	4 131		11 609	3 578	3 883	4 352		11 813	-2%
RNI	182	197	204		583	170	150	0		319	83%
Total	3 868	3 989	4 334		12 192	3 748	4 033	4 352		12 132	0,5%

III.4. Consommations de combustibles

Nous avons noté un dépassement sur les quantités de combustibles projetées pour tous les types de combustible sauf le charbon. Le niveau de dépassement global est du même ordre que celui observé pour la quantité d'énergie produite, ce qui signifie que les consommations spécifiques projetées ont été respectées.

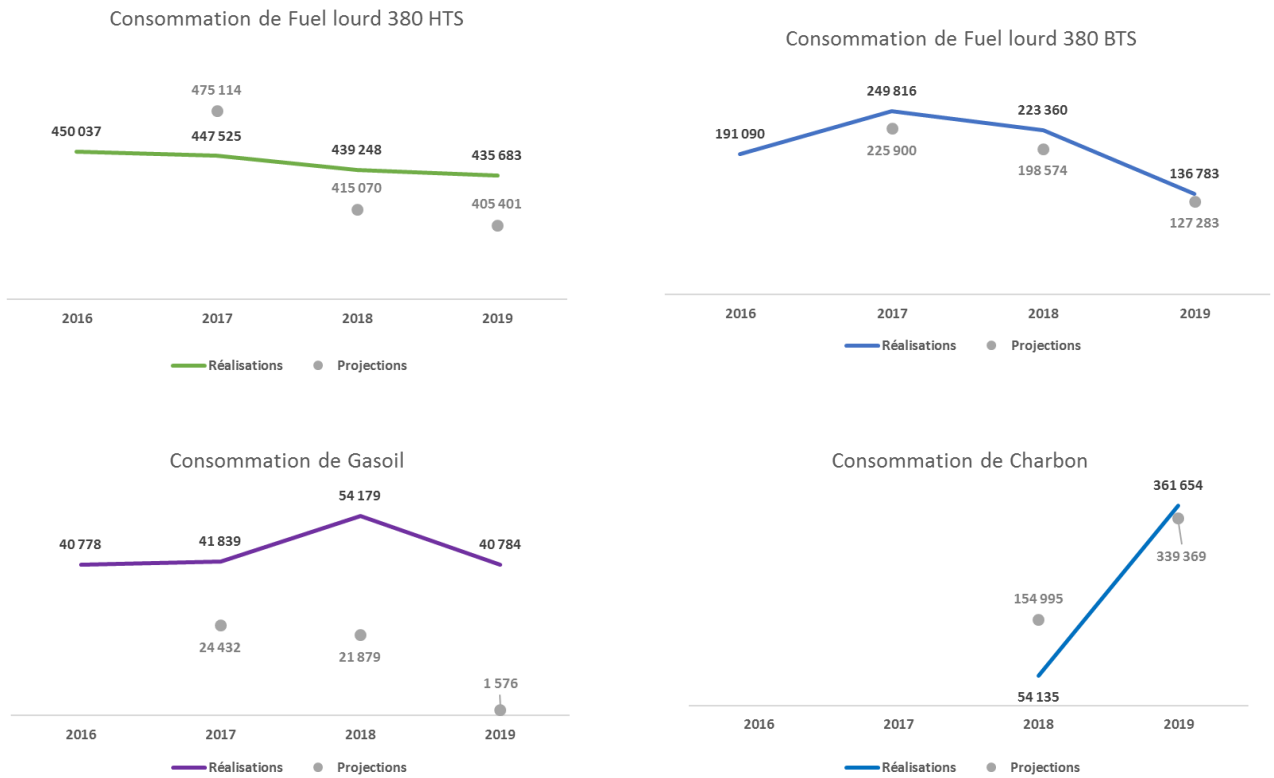
Le plus fort taux de dépassement a été observé pour la quantité de Gasoil consommée ; en effet, pour des consommations projetées de 47 887 tonnes sur la période 2017-2019, la consommation devrait être de 136 802 tonnes soit une hausse de 185,7%. Le dépassement est de 10,5% pour le FO 380 BTS et seulement 2,1% pour le FO 380 HTS sur la même période.

En plus d'avoir accusé un retard par rapport à la mise en service projetée, il a été noté plusieurs indisponibilités et des limitations de puissance de la centrale de Sendou pendant la période de fonctionnement. Aussi, pour satisfaire la demande, Senelec a eu recours à un niveau de location plus important que prévu (jusqu'à 90 MW) d'où la consommation importante de Gasoil.

Tableau 29 : Quantité de combustibles : Comparaison avec les Projections

Consommations (tonnes)		2017	2018	2019	Total 2017-2019
Fuel lourd 380 HTS	Réalisations	447 525	439 248	435 683	1 322 456
	Projections	475 114	415 070	405 401	1 295 585
Fuel lourd 380 BTS	Réalisations	249 816	223 360	136 783	609 959
	Projections	225 900	198 574	127 283	551 757
Gasoil	Réalisations	41 839	54 179	40 784	136 802
	Projections	24 432	21 879	1 576	47 887
Charbon	Réalisations		54 135	361 654	415 789
	Projections		154 995	339 369	494 364

Graphique 1 : Quantité de combustibles (tonnes) - Comparaison avec les Projections

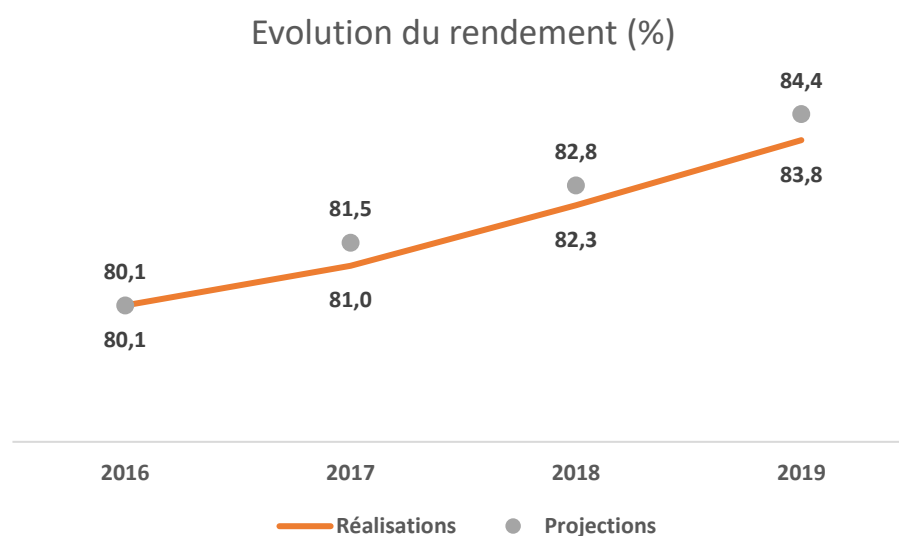


III.5. Rendement

Entre 2016 et 2018, le rendement global de Senelec a connu une amélioration de plus de 2 points. Une augmentation de 1,5 point est attendue en 2019, ce qui devrait porter le rendement à 83,8%.

Sur toute la période, le rendement ainsi obtenu a été en dessous des projections entre 0,4 et 0,6 point en moins. En le rapportant aux ventes, cette contre-performance implique une surproduction annuelle moyenne d'environ 26 GWh sur la période 2017-2019.

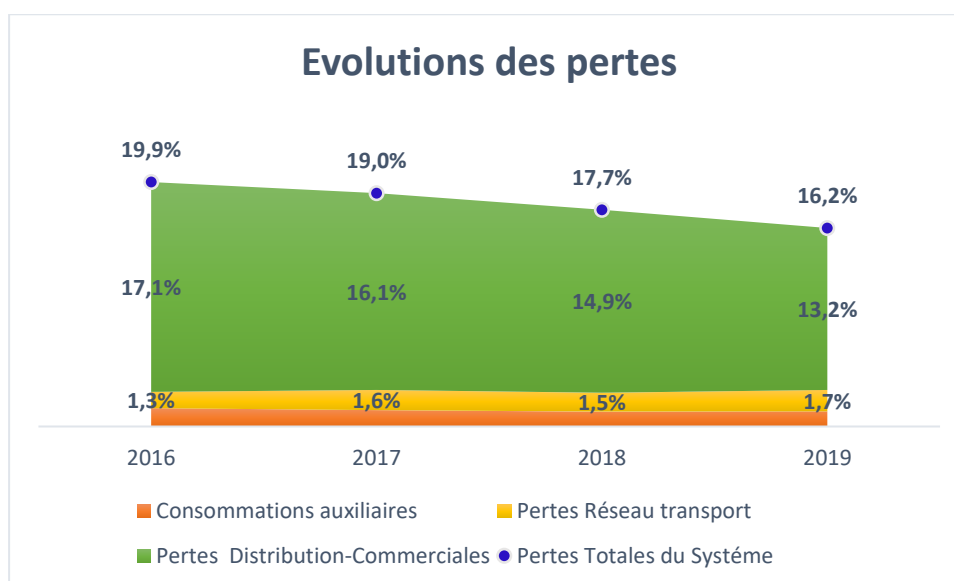
Graphique 10 : Rendement - Comparaison avec les projections



Cette amélioration du rendement est essentiellement due à la baisse des pertes distribution et commerciales qui sont passées de 17,1% en 2016 à 14,9% en 2018. Il est attendu une baisse de 1,7% en 2019. C'est l'effet combiné du programme de la lutte contre les Pertes Non Techniques et le programme de réduction des pertes techniques par notamment le changement de tension 6,6 en 30kV, la conduite automatique du réseau et l'optimisation du schéma de distribution.

Les pertes du réseau de transport enregistrées sont passées de 1,6% en 2017 à 1,5% en 2018.

Graphique 11 : Evolution des pertes entre 2016 et 2019



III.6. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont passées de 341 830 millions de FCFA en 2016 à 464 941 millions de FCFA en 2019 soit une augmentation annuelle moyenne de 10,80% sur la période 2017-2019. Globalement les charges prévues sur la période étaient fixées à 1 202 577 millions de FCFA ; le dépassement est donc de 7,99% car elles devraient atteindre 1 298 654 millions de FCFA.

Tableau 30 : Charges d'exploitation: Comparaison avec les Projections

Charges d'exploitation	2016	2017	2018	2019	Total 2017-2019
Réalisations	341 830	408 645	425 068	464 941	1 298 654
Projections		384 046	403 484	415 047	1 202 577

Alors que les dépenses fixes et variables d'achats d'énergie, de même que les autres dépenses, sont en retard par rapport aux projections de respectivement 12,69% ; 18,60% et 13,33% ; les dépenses en combustibles quant à elles ont dépassé les projections de 24,83%. Cela s'explique par le retard de l'arrivée du charbon et la hausse des prix des combustibles par rapport aux hypothèses. Une hausse plus forte encore est notée au niveau des dépenses de personnel (45,09%) ; les charges de personnel ont atteint 162 892

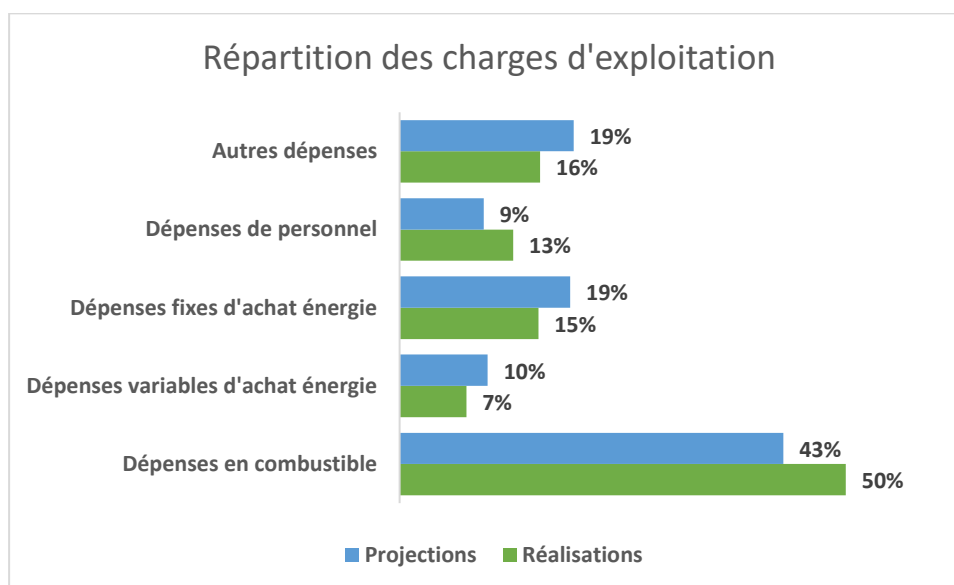
millions de FCFA contre des projections de 112 273 milliards de FCFA soit un dépassement de 50 619 millions de FCFA.

Tableau 31 : Charges d'exploitation par nature : Comparaison avec les Projections

Charges d'exploitation 2017-2019	Réalisations	Projections	Ecart absolu	Ecart relatif
Dépenses en combustible	639 668	512 450	127 218	24,83%
Dépenses variables d'achat énergie	95 750	117 631	-21 881	-18,60%
Dépenses fixes d'achat énergie	198 836	227 736	-28 900	-12,69%
Dépenses de personnel	162 892	112 273	50 619	45,09%
Autres dépenses	201 508	232 488	-30 979	-13,33%
Total	1 298 654	1 202 577	96 077	7,99%

Les dépenses de combustibles représentent la moitié des charges de Senelec.

Graphique 1 : Poids des différents postes de charges



Le dépassement sur les charges de personnel s'explique par :

- L'externalisation de l'Indemnité de fin de Carrière depuis 2017, qui a eu un impact significatif sur les charges de personnel. Le poste « Assurance retraite Indemnité de fin de carrière enregistre des réalisations pour un montant de 11 milliards en 2017 et 5 milliards en 2018.

- L'augmentation des dons et secours aux agents en activité qui passent de 697 millions à 1,04 milliards.

Tableau 32 : Evolution des Charges impactant les charges de personnel

COMPTES	DESCRIPTION COMPTE	2016	2017	2018
667100	REMUNERATION TRANSFEREE DU PERS	2 802 128 776	2 182 343 327	2 457 869 111
668320	DONS SECOURS AGTS EN ACTIVITES	697 337 330	1 037 594 984	1 250 809 774
668601	ASSURANCES RETRAITE IFC	-	11 088 100 704	4 835 160 649
668602	ASSURANCES RETRAITE COMPLEMENTA	-	-	3 031 802 095
TOTAL		3 499 466 106	14 308 039 015	11 575 641 629

Il y a eu également une hausse de l'effectif, en effet le personnel en 2019 devrait dépasser de plus de 200 agents par rapport aux projections. Le tableau ci-dessous présente l'effectif de la Senelec entre 2016 et 2019, il met en évidence les départs à la retraite ainsi que les embauches durant cette période.

Tableau 33 : Composition du personnel

EFFECTIFS	2016	2017	2018	2019*
Départs à la Retraite - Sortie	79	84	93	93
Embauches - Entrée	324	505	286	120
<i>dont Régul</i>	264	415	231	
Effectifs Réalisés au 31/12/N	2 550	2 948	3 118	3 188
Projections		2 763	2 970	2 977
ECART		185	148	211

*le montant renseigné en réalisation correspond au Budget validé par la direction générale

Il est important de tenir compte du nombre important de régularisation des contractuels entraînant une hausse conséquente de l'effectif surtout en 2017 et cela malgré les départs à la retraite.

Dans le but de minimiser le risque de poursuites aux prud'homme, Senelec a envisagé une nouvelle approche qui consiste à recourir à une société d'intérim pour le personnel intérimaire.

III.7. Incidents majeurs

Sur la période 2017-2018, les incidents majeurs suivants ont été enregistrés sur le réseau :

- 04 juin 2017 à 10h41, un incident majeur causé par le déclenchement de la ligne HTB SOCOCIM – CAP DES BICHES à la suite de la rupture d'un conducteur HTB avec pour conséquence la perte en énergie électrique des postes Bel Air, Aéroport Université, Hann, Mbao, Cap des Biches. L'incident a duré 01h04mn avec une puissance totale coupée de 166 MW et une estimation de l'END totale de 119 MWh.
- 11 juin 2017 un semi Black-out a été observé suite à une explosion d'un Transformateur de Potentiel (TP) au poste Sococim.
- 29 juillet 2017 : A 19h34, un incident généralisé causé par des perturbations sur le Réseau Interconnecté de l'OMVS a été enregistré. Il a entraîné la perte de la tension dans tous les postes de l'OMVS avec le fonctionnement des relais de délestage de charge au 1er stade, 2ème stade et 3ème stade. L'incident a duré 04h26min avec une puissance totale coupée de 256 MW et une estimation de l'END de 512 MWh.
- 17 novembre 2017 : A 06h15, un incident est survenu sur le réseau HTB. Il a été causé par un incendie au Parc Lambaye de Pikine ayant entraîné des conducteurs coupés et la perte de la tension dans les postes HANN, AEROPORT, UNIVERSITE, BEL AIR en ilotage avec MBAO, CDB avec le fonctionnement des relais de délestage de charge au 1er stade, 2ème stade et 3ème stade. L'incident a duré 01j 07h 26 min avec une puissance coupée de 176 MW et une END de 837 MWh. Le temps de réparer les conducteurs HTB coupés, un plan de délestage tournant a été mis en place avec une puissance totale coupée de 780 MW et une END de 2 GWh.
- 29 avril 2018 : A 13h19min, un incident majeur causé par le déclenchement de la ligne HTB Patte d'Oie-Cap des biches a été enregistré. Il a eu pour conséquence la perte en énergie électrique des postes de Bel Air, Aéroport Université, Hann, Mbao, Cap des Biches. L'incident a duré 02h55min avec une puissance totale coupée de 185 MW et une estimation de l'END totale de 188 MWh avec le fonctionnement du délestage automatique du 1er au 4ème stade.
- 22 mai 2018 à 13h58min, il a été enregistré un incident généralisé causé par la Perte interconnexion OMVS et de la Centrale C6 ayant entraîné la perte de la tension dans les postes Bel Air, Aéroport, Université, Hann, Mbao avec le fonctionnement des relais de délestage de charge du 1er stade au 4ème stade. L'incident a duré 55 min avec une puissance totale coupée de 183 MW et une estimation de l'END de 107 MWh.

- 27 mai 2018 à 11h49min, un incident a été enregistré sur le réseau HTB. Il a été causé par une manœuvre au poste Touba ayant entraîné la perte de la tension dans les postes Bel Air, Aéroport, Université, Hann, Mbao, Cap des Biches, Cabine Mobile Kounoune avec le fonctionnement des relais de délestage de charge du 1er au 4ème stade. L'incident a duré 01h21min avec une puissance coupée de 193 MW et une END de 146 MWh.
- 07 août 2018 à 16h03min, nous avons noté l'ouverture de tous les départs à la suite d'un incendie déclaré au poste Hann. L'incendie a duré 01h33min avec une puissance coupée de 94 MW et une END de 144 MWh.

Malgré la stabilité notée dans le nombre d'interruptions sur les années 2017-2018 comparé à 2016 (autour de 27 000 par an), l'END résultant de ces microcoupures ne cesse de baisser ; en effet, elle passe de 30 GWh en 2016 à 21 GWh en 2018. Ces perturbations sont dues à l'intermittence des centrales solaires mais aussi à la défaillance des autres sociétés d'électricité de l'OMVS. Le nombre d'heures moyen de coupures passe de 77 h en 2016 à 72 h en 2017.

L'END globale est de 22 GWh pour l'année 2018, soit 0,6% des ventes pour la même année.

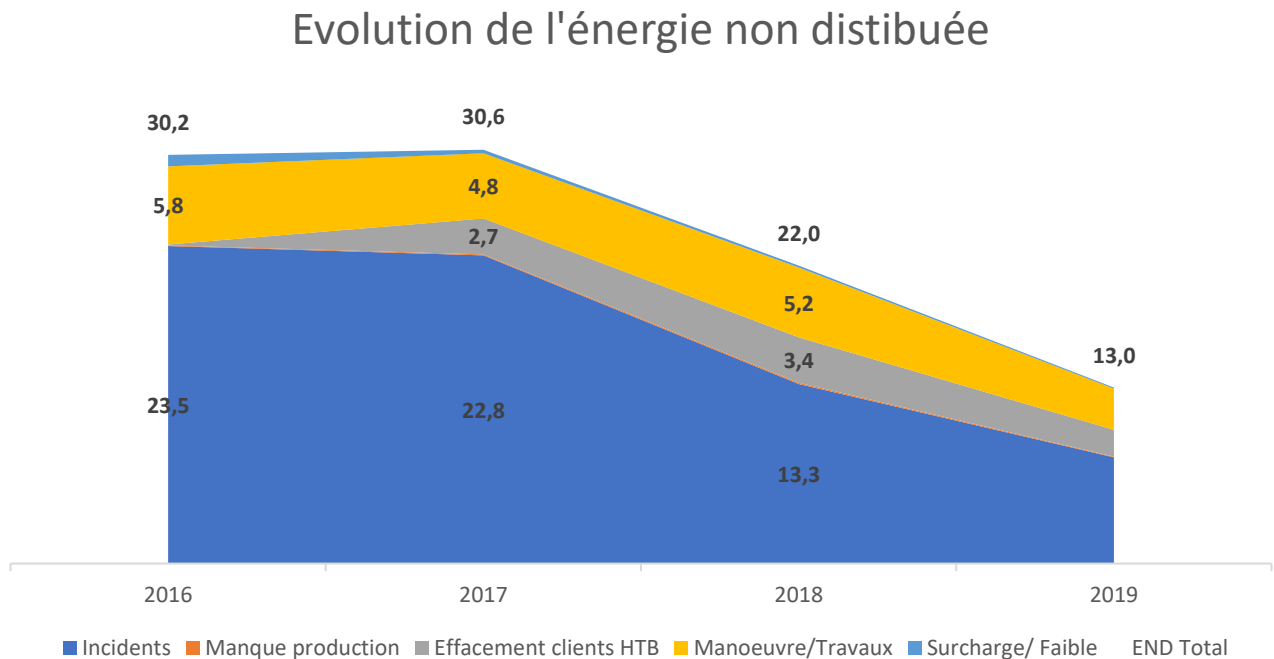
La part de l'END Incidents et Manœuvres/Travaux a baissé sur la période passant de 97% en 2016 à 83% en 2018. L'END par manque de production est presque nulle.

Tableau 34 : Interruption de services par nature

Nature	Interruptions 2018		Interruptions 2017		Interruptions 2016	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
Incidents	23 400	13,28	22 118	22,79	18 193	23,48
Manque production	69	0,10	52	0,08	1 322	0,04
Effacement clients HTB	112	3,35	66	2,65	216	0,08
Manoeuvre/Travaux	6 469	5,16	5 559	4,83	3 503	5,78
Surcharge/ Faible	74	0,13	82	0,25	2407	0,85
TOTAL interruptions	30 124	22,00	27 877	30,61	25 641	30,23

En 2019, la cible pour l'END est fixée à 13GWh.

Graphique 12 : Evolution de l'énergie non distribuée entre 2016 et 2019



Afin d'évaluer la qualité de service de son système électrique, Senelec se base sur des indicateurs standards internationaux (SAIFI et SAIDI) utilisés par les plus grandes sociétés d'électricité. Le SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) désigne le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client et par an. Quant au SAIDI (System Average Interruption Duration Index), il évalue la durée cumulée moyenne d'interruptions ressenties par un client et par an.

Le SAIFI est passé de 50,44 en 2016 à 19,03 en 2018 soit une baisse annuelle de 39% sur cette période. Le SAIDI affiche une baisse beaucoup plus importante à savoir 57% de moins par an entre 2016 et 2018 passant ainsi de 95h38 en 2016 à 17h22 en 2018. Senelec a également réduit le temps moyen d'attente de ses clients de moitié par an entre 2016 et 2018. Le temps moyen d'attente a été de 2h06 en 2018 contre 8h22 en 2016.

Ces améliorations découlent des projets majeurs et des dispositions mises en place qui concernent notamment :

- La maintenance préventive avec la thermographie infrarouge, l'ultrason et le diagnostic des câbles pour diminuer les incidents ;
- L'installation de relais de détecteurs de défauts, de ITI (Interface de Télécommande des Interrupteurs), de IAT (Interrupteurs Aériens Télécommandés) pour réduire les durées d'interruptions ;
- La mise en place d'équipes suffisantes pour le dépannage, l'absence d'arrêt de dépannage.

Tableau 35 : Indicateurs SAIFI, SAIDI et Temps moyen d'attente entre 2016 et 2018

INDICATEURS	2016	2017	2018
SAIFI (interruptions/client/an)	50,44	30,45	19,03
SAIDI (durée/client/an)	95h38	53h18	17h22
Temps moyen d'attente (heures)	8h22	04h03	02h06

Le temps moyen d'attente fixé dans le cadre du contrat de performance est de 7h00 en 2019 ; pour les indicateurs SAIFI et SAIDI, Senelec en fait le suivi de manière volontariste : aucune cible n'a été imposée en 2019.

III.8. Investissements sur la Période 2017-2019

III.8.1. Cadre Contextuel

Les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019 coïncide avec la mise en œuvre de son Plan Stratégique dénommé « Yeesal Senelec 2020 », étalé sur la période 2016-2020 et précisément aux deux étapes :

- ✓ Phase 1 (2016 – 2017) de la mobilisation actée par le début de la mise en œuvre du Plan de Transformation PT2018
- ✓ Phase 2 (2018 – 2019) de la consolidation actée par la fin de la mise en œuvre du PT2018.

Cette nouvelle orientation amplifie la démarche de la gestion axée sur les résultats, déjà instaurée par le Contrat de performance renouvelé pour la période 2017-2019 et le Règlement du service de l'électricité approuvé par arrêté du 03 aout 2017, avec son annexe des Normes et obligations contractuelles de Senelec pour la période 2017-2019.

Les effets de la mobilisation de la phase 1 du Yeesal Senelec 2020 reposant sur une réorganisation des structures d'exécution des projets sont perceptibles à travers le relèvement significatif du taux d'exécution du Budget des Investissements des Travaux (BIT) ci-dessous en millions de francs (MFCFA) :

Tableau 36 Suivi des investissements sur la période 2013-2018

ANNEES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Budget	112 668	130 838	191 459	213 300	247 301	259 483
Réalisations	31 885	29 831	39 632	86 813	116 825	154 987
Taux Réalisation	28,30%	22,80%	20,70%	40,70%	47,24%	59,73%

¹ Le taux est rapporté au BIT de 2017 sans les projets en doublons.

En résumé, le tableau récapitulatif des livrables selon l'échéancier planifié en début d'année 2017, dans le cadre du Yeesal Senelec 2020 est le suivant :

Tableau 37 Livrables Plan Yeesal 2020

ECHEANCIER LIVRABLES ²	MW	km LIGNE HTB	km LIGNE HTA	Km LIGNE BT	POSTE HTB/HTA	POSTE HTA/BT	COMPTEUR PREPAYE	COMPTEUR INTELLIGENT
2017	316	65	736	406	4	656	300 000	47 000
2018	82	360	1 644	1 781	3	719	560 000	
2019	288	1 275	921	70	4	461		
2020	60	108			2			
TOTAL	745	1 808	3 302	2 257	13	1 836	860 000	47 000

Les indicateurs de performance clés (KPI) à impacter par les livrables de chaque projet, sont récapitulés au tableau ci-après :

Tableau 38 Indicateurs de Performance Plan Yeesal

	Rendement Production	Disponibilité Production	Rendement Transport	END Transport	END Distribution	Délai Moyen d'Attente BT	Rendement Global	Client Domestique Urbain	Client Domestique Rural
2017	11	10	2	6	14	14	21	15	9
2018	8	8	2	12	23	17	17	20	20
2019	2	4	3	10	15	14	13	3	
2020	2	2	2	4	6	5	3	1	1
Total	23	24	9	32	58	50	54	39	30

² Les quantitatifs indiqués sont ceux des dossiers d'Appel d'offres objet des commandes de marchés, l'année indiquée est celle de la date prévisionnelle de la mise en service. Le périmètre est au niveau pays, des ouvrages projetés et suivis par Senelec et qui impactent son exploitation.

L'impact des investissements et le renforcement des capacités de la mise en œuvre des projets pourraient justifier essentiellement les tendances positives dans l'amélioration des indicateurs de synthèse sensibles à l'effort d'investissement, suivant tableau ci-dessous :

Tableau 39 Evolution des KPI entre 2017 et 2016

INDICATEURS DE PERFORMANCE IMPACTES PAR LIVRABLES 2017	2016	2017	VARIATION
Rendement Production	97,49%	97,54%	0,05%
Disponibilité Production	82,92%	85,82%	3,50%
Rendement Transport	98,61%	98,26%	-0,35%
END Transport	0,83	2,69	224,49%
END Distribution	29,8	23,4	-21,55%
Délai Moyen d'Attente Client en cas de panne basse tension	08:22:00	03:41:00	-55,98%
Rendement Global	80,09%	80,22%	0,16%
Client Domestique Urbain nouveau	52 920	115 660	118,56%
Client Domestique Rural nouveau	16 878	50 368	198,42%

L'évolution dans la bonne tendance constatée dans la colonne « Variation » des 7 sur les 9 indicateurs clés de performance de synthèse, dénote l'impact de l'effort d'investissement enclenchés depuis le BIT de 2016-2018 avec le Programme d'Action Prioritaire (PAP) des investissements.

Les indicateurs restés encore au rouge par rapport à leur valeur cible prédéfinie dans le Contrat de Performance, le Règlement de Service et/ou le Yeesal Senelec 2020, illustre le besoin de la poursuite des investissements pour résorber le gap sur le niveau de la qualité du service requise à travers des indicateurs clé de performance définis dans ces documents.

Les investissements de Senelec qui ont permis d'obtenir ces résultats au-delà des investissements intégrés dans la base tarifaire de la période, sont récapitulés au tableau suivant.

Tableau 40 Suivi des investissements sur la période 2017-2018

INVESTISSEMENTS	PREVISION RMA 2017- 2019	PREVISION RMA ETAPE 2017-2018	REALISATIONS AU 31/12/2018 ³			AVANCEMENT SUR DECAISSEMENTS
			BUDGET ⁴	MARCHES ⁵	DECAISSEMENTS ⁶	
Rémunéré	510 741	330 939	546 385	391 179	195 436	59%
Non Rémunéré	180 728	129 548	220 610	89 636	48 774	38%
Autre	0	0	101 692	13 900	9 082	
TOTAL	691 469	460 487	868 687	494 716	253 291	55%

Voir détail en annexe

Les autres investissements au-delà de ceux intégrés dans la base tarifaire de la période sont les initiatives de Senelec en réponse aux besoins d'atteinte des objectifs stratégiques, suivant les opportunités offertes en cours de période.

Le détail de leur décomposition sous la lecture de l'éligibilité ou non suivant les conditions d'évaluation du RMA est donné en ci-dessous :

Tableau 41 Suivi des investissements sur la période 2017-2019 selon l'éligibilité

Investissements	Prévision 2017	Réalisation 2017	Prévision 2018	Réalisation 2018	Prévision 2019	Budget 2019
Eligible	120 027	64 795	210 912	127 435	179 802	331 002
Rémunéré	120 027	64 387	210 912	118 622	179 802	234 252
Non Rémunéré		250		432		23 990
Autre		158		8 381		72 760
Non Eligible	72 746	23 686	56 801	19 083	51 180	63 779
Non Rémunéré	72 746	23 228	56 801	18 998	51 180	46 989
Autre		458		85		16 790
Partiellement		6 955		11 338		36 998
Rémunéré		5 136		7 291		35 885
Non Rémunéré		1 819		4 046		1 113
Total général	192 774	95 436	267 713	157 856	230 982	431 778

³ Le décomptes des réalisations au 31/12/2018 en décaissements sont provisoires.

⁴ Le montant du Budget est la répartition sur la période, selon l'échéancier des décaissements annuels, sur la base de l'estimation du coût des investissements.

⁵ Le montant des marchés correspond au montant de l'attribution cumulée des projets suivis dans la période, à l'issue du processus de passation de marché.

⁶ Les décaissements correspondent provisoirement à la facturation comptabilisée au 31/12/2018 des projets à immobiliser

Les projets partiellement éligibles et non rémunérés sont donnés au tableau ci-après :

Tableau 42 Situation des projets partiellement éligibles et non rémunérés

Projet	Coût du projet (M. FCFA)	FINANCEMENTS	Réalisé 2017	Réalisé 2018	Bailleurs changés
Acquisition et Installation de 15 000 compteurs intelligents et un système de gestion informatique+ Avenant	1 578	BM(PASE1)	107	0	BM(PASE1)
Acquisition et installation de compteurs (compteurs, sécurisation, reclassement) (Situation du Reste à faire	2 500	FONDS PROPRES		1 308	FONDS PROPRES
Acquisition d'un système de gestion clientèle	6 815	BM(PASE1)	1 712	1 564	BM(PASE1) et Fonds Propres pour Avenant
Acquisitions de compteurs modulaires prépayés et de bancs d'essai portatifs	1 500	AR (Emprunt O)	0	1 174	FSE

En excluant les financements des bailleurs BM et FSE non rémunérés, sur un décaissement total de 5 865 MFCFA, un volume d'un montant de 4 584 MFCFA compte une partie d'investissement éligible à la rémunération.

La projection sur la base du dernier BIT de réalisation sur la période RMA est donnée ci-dessous :

Tableau 43 Projection sur la base des investissements validés pour la période 2017-2019

	Cumul 2017-2018	Projection 2019	Total Période 2017-2019
Prévision	460 487	230 982	691 469
Réalisation	253 291	431 778	685 069
Ecart	207 196	-200 796	6 400
Taux de Réalisation %	55,01%	186,93%	99,07%

Cette projection de justification du RMA tient du taux d'exécution du BIT 2019- 2021 sur l'année 2019, suivant la maturation du portefeuille ci-dessous :

Tableau 44 Niveau de maturité des Projets de 2019

MATURITE PROJETS	BUDGET FP 2019	BUDGET FE 2019	BUDGET TOTAL 2019	POIDS (%)
Arrêt décidé	15		15	0,00%
Clôture	200	678	878	0,20%
Elaboration CDC	3 675	138	3 463	0,80%
Mise en attente	1 350	34 326	34 776	8,05%
Mise en demeure	119		119	0,03%
Mise en vigueur (2)	5 633	12 824	18 457	4,27%
Passation Marché (4)	1 165	45 450	46 615	10,80%
Prise en charge	22 219	68 368	89 787	20,79%
Réalisation (1)	34 698	167 974	202 653	46,93%
Résiliation	442		442	0,10%
Signature Contrat (3)	1 289	33 285	34 575	8,01%
Total général	70 805	363 042	431 778	100,00%
Total des projets en phase d'engagement effective ((1) + (2) + (3) + (4))	42 785	259 533	302 300	70,01%

Toutefois, l'enthousiasme dans l'exécution du BIT est refroidi par les instructions de la Direction Générale, pour la révision des priorités en fonction des retards dans le recouvrement de la compensation des revenus.

Il convient de remarquer que les fonds propres de Senelec comptent pour les 70 Milliards de FCFA.

Le poids de chaque domaine métier est donné au tableau ci-après :

Tableau 45 Suivi des Projets de 2019 par métier

	BUDGET FP 2019	BUDGET FE 2019	BUDGET TOTAL 2019	POIDS (%)
Transport	5 446	157 234	162 680	37,68%
Production	12 347	16 723	28 671	6,64%
Distribution	31 751	145 398	175 849	40,73%
Autres	21 260	43 686	64 578	14,96%
Total	70 805	363 042	431 778	100,00%

III.8.2. Suivi des Investissements : Approche Méthodologique

Le besoin consiste à rapprocher le document de Programme d'investissement triennal intégré dans la base tarifaire de Senelec pour la période 2017-2019 au BIT triennal glissant de Senelec.

Le caractère glissant du BIT est une nécessité liée au besoin de ré arbitrage des priorités en réaligement sur la stratégie actualisée, en rapport avec le Budget des ressources financières devant s'équilibrer en revenus et en charges.

Le bilan de la situation de l'avancement par projets rémunérés se trouve confronter à des contraintes de deux ordres :

- Le regroupement en une seule ligne d'investissements rémunérés qu'il convient de justifier par un rapprochement avec des réalisations détaillées ;
- Les réaménagements dans la configuration des projets (îlotage et/ou regroupage) d'un exercice budgétaire à l'autre dans le cadre de l'élaboration annuelle de chaque BIT et aussi aux demandes de regroupement parfois demandés par la DCPM

Les codes d'identification de chaque ligne des deux documents ont servi de clé de rapprochement pour aligner les éléments de bilan rapportés par Senelec, pour chaque ligne d'actif rémunérés ou non dans la Base Tarifaire de la période 2017-2019 (voir annexe « INVESTISSEMENTS ALIGNES »).

Le fichier annexe est au format Excel, il donne le détail des éléments de synthèse rapportés dans ce document.

Nota : tous les montants sont donnés en millions de francs CFA (MFCFA).

III.8.3. BILAN GLOBAL DES INVESTISSEMENTS D'ETAPE DE LA PÉRIODE

L'étendue des investissements rémunérés ou non qui sont retenus par la CRSE sur la période 2017-2019, à l'étape des deux premières années s'établit suivant le tableau ci-dessous :

Tableau 46 Suivi des projets sous l'axe de l'intégration dans la base tarifaire

Investissements	Prévision 2017	Réalisation 2017	Prévision 2018	Réalisation 2018 ⁷	Prévision 2019	Budget 2019
Rémunéré	120 027	69 523	210 912	125 913	179 802	270 137
FINANCEMENT	120 027	69 523	210 912	125 913	179 802	270 137
TRANSPORT	30 503	32 836	99 747	59 595	96 797	102 848
PRODUCTION	23 036	10 410	7 257	14 155	400	28 231
DISTRIBUTION	31 757	22 202	78 196	37 153	64 093	113 841
AUTRES	34 732	4 074	25 712	15 010	18 512	25 217
Non Rémunéré	72 746	25 297	56 801	23 477	51 180	72 091
COMPTAGE	7 692	1 263	4 100	2 670	8 200	12 813
AUTRES	7 692	1 263	4 100	2 670	8 200	12 813
ETAT ET DON	46 495	20 920	33 950	10 749	38 733	31 834
TRANSPORT	15 451	11 283	6 855	3 478	12 526	13 672
PRODUCTION	3 752	1 202	272	26	0	0
DISTRIBUTION	11 417	3 003	16 272	5 402	23 885	8 578
AUTRES	15 875	5 432	10 550	1 843	2 323	9 584
FINANCEMENT	13 560	3 114	13 252	10 058	4 247	27 445
TRANSPORT	1 080	549	1 720	947	0	15 854
PRODUCTION		0		0		
DISTRIBUTION	11 480	2 305	11 032	9 101	4 247	7 187
AUTRES	1 000	260	500	9	0	4 404
IMMOBILIERS	5 000	0	5 500	0	0	
AUTRES	5 000	0	5 500	0	0	
Autre		615		8 466		89 550
COMPTAGE		0		0		8 000
AUTRES		0		0		8 000
ETAT ET DON		277		85		14 642
TRANSPORT		0		85		9 782
PRODUCTION		277		0		
DISTRIBUTION		0		0		4 860
FINANCEMENT		339		8 381		66 908
TRANSPORT		0		0		20 525
PRODUCTION		0		0		440
DISTRIBUTION		158		8 381		41 383
AUTRES		181		0		4 560
Total général	192 774	95 436	267 713	157 856	230 982	431 778

⁷ La mise à jour des réalisations au 31/12/2018 ne tient pas compte de l'arrêté des comptes de l'exercice.

L'étendue des investissements rémunérés ou non qui sont retenus par la CRSE sur la période 2017-2019, à l'étape des deux premières années s'établit suivant la nature d'extension ou réhabilitation selon le tableau ci-dessous :

Tableau 47 Suivi des projets suivant la nature (Réhabilitation, Extension)

Investissements	Prévision 2017	Réalisation 2017	Prévision 2018	Réalisation 2018 ⁸	Prévision 2019	Budget 2019
TRANSPORT	47 034	44 668	108 322	64 105	109 323	162 680
Extensions	43 165	38 211	105 889	60 486	109 323	149 775
Réhabilitation	3 868	6 457	2 434	3 619	0	12 905
PRODUCTION	26 788	11 889	7 528	14 181	400	28 671
Extensions	23 708	8 688	6 381	12 296	400	23 868
Réhabilitation	3 079	3 201	1 147	1 886	0	4 803
DISTRIBUTION	54 654	27 668	105 500	60 037	92 225	175 849
Extensions	44 280	25 802	94 579	58 079	89 681	168 408
Réhabilitation	10 374	1 866	10 921	1 958	2 544	7 441
AUTRES	64 299	11 210	46 362	19 532	29 035	64 578
Extensions	64 299	11 178	46 362	11 708	29 035	58 401
Réhabilitation		32		7 824		6 177
Total	192 774	95 436	267 713	157 856	230 982	431 778

⁸ La mise à jour des réalisations au 31/12/2018 ne tient pas compte de l'arrêté des comptes de l'exercice.

Le niveau de l'avancement de la mise en œuvre du portefeuille des projets des investissements rémunérés ou non qui sont retenus par la CRSE sur la période 2017-2019, à l'étape des deux premières années s'établit en fin d'année 2018, selon le tableau ci-dessous :

Tableau 48 Suivi des Investissements selon le Niveau de maturité

JALON DE PROCESSUS	REALISATION 2017	REALISATION 2018	REALISATION 2019
Arrêt décidé	197	-121	15
Clôture	19 032	6 204	878
Elaboration CDC	0	0	3 463
Mise en attente	0	0	34 776
Mise en demeure	0	0	119
Mise en vigueur	25	578	18 457
Passation Marché	0	0	46 615
Prise en charge	49	73	89 787
Réalisation	76 097	151 121	202 653
Résiliation	35	0	442
Signature Contrat	0	0	34 575
Total	95 436	157 856	431 778

Tableau 49 Description des Indicateurs de Jalon de Processus

Début	Fin	INDICATEUR DE JALON DE PROCESSUS
Ordre DG ou Logique	Ordre DG ou Logique	Mise en attente
Validation Yeesal 2020 et/ou BIT	Evaluation et Organisation mise en œuvre	Prise en charge
Prise en charge	1 ^{er} envoi Cellule Passation Marché (CPM)	Elaboration Cahier des charges (CDC)
1 ^{er} envoi CPM	Attribution Marché	Passation Marché
Attribution	Signature finale autorisée	Signature Contrat
Signature finale autorisée	Signature Ordre de Service	Mise en vigueur
Signature Ordre Service	Signature PVRP ou Equivalent	Réalisation
Signature PVRP ou Equivalent	Avis Fin de Travaux	Clôture

Les situations exceptionnelles sont :

- ✓ Arrêt décidé : si pour une raison quelconque le projet est arrêté ;
- ✓ Mise en demeure : en application des dispositions contractuelles en cas de retard non justifié ;
- ✓ Résiliation : en application des dispositions contractuelles en cas de non achèvement non justifié ;
- ✓ Contentieux : dans les cas de défaut d'accord à l'amiable pour surmonter les difficultés.

III.9. Normes et Obligations Contractuelles

Senelec n'est pas encore dans les dispositions de fournir les informations sur les normes tels que fixé par le Ministère en charge de l'Energie. Toutefois, il sera mis en place un système performant de Reporting dans NSIC, disponible au courant de l'année 2019 et devrait permettre, à l'avenir, de suivre l'ensemble des normes. Ci-dessous, les informations disponibles :

III.9.1. Obligation de raccordement

Sur la période 2015-2019, Senelec devrait raccorder 328 371 nouveaux clients (en considérant le budget clientèle 2019 et sous l'hypothèse que toute la région de Dakar est urbaine) pour un objectif de 310 705 clients à raccorder soit un dépassement de 17 666 clients.

En zone rurale, le nombre de clients à raccorder était de 67 513 pour la même période ; 55 032 nouveaux clients devraient être raccordés soit un retard de 12 481 clients. Cependant une avance de 30 147 clients est constatée sur la cible de la clientèle urbaine.

Tableau 50 Evolution du nombre de clients ménage entre 2015 et 2019

Clients Ménage	2015	2016	2017	2018*	2019**	Objectif	Réalisations
Rural	194 574	216 295	226 105	237 859	249 606	67 513	55 032
Urbain	704 277	755 902	826 791	900 639	977 616	243 192	273 339
Total	898 851	972 197	1 052 896	1 138 498	1 227 222	310 705	328 371

*Réalisations provisoires

** Budget validé

Tableau 51 Evolution du nombre de clients ménage par région et par zone entre 2015 et 2019

Clients Ménage	2015	2016	2017	2018*	2019**	Cible 2019	Objectif	Taux de réalisation (%)
Rural	194 574	216 295	226 105	237 859	249 606	262 087	67 513	95
Diourbel	65 780	81 479	84 704	89 106	93 508	84 840	19 060	110
Fatick	9 973	11 688	12 397	13 042	13 686	14 352	4 379	95
Kaffrine	1 028	3 021	2 968	3 122	3 276	3 737	2 709	88
Kaolack	6 096	9 959	11 328	11 917	12 505	9 171	3 075	136
Kédougou	93	97	93	98	103	980	887	11
Kolda	1 858	2 434	2 570	2 704	2 837	4 601	2 743	62
Louga	14 754	18 863	18 370	19 325	20 279	20 567	5 813	99
Matam	13 127	15 370	16 295	17 142	17 989	16 820	3 693	107
Saint louis	16 518	13 960	14 239	14 979	15 719	21 167	4 649	74
Sédhiou	2 575	2 736	2 711	2 852	2 993	4 611	2 036	65
Tambacounda	4 794	5 701	5 762	6 062	6 361	7 611	2 817	84
Thiès	49 141	39 938	43 267	45 516	47 764	62 155	13 014	77
Ziguinchor	8 837	11 049	11 401	11 994	12 586	11 475	2 638	110
Urbain	704 277	755 902	826 791	900 639	977 616	947 469	243 192	103
Dakar	424 939	429 793	490 018	533 145	579 408	550 610	125 671	105
Diourbel	24 246	21 511	22 038	24 048	26 058	29 830	5 584	87
Fatick	10 685	12 308	12 755	13 919	15 082	14 879	4 194	101
Kaffrine	5 918	6 509	6 386	6 969	7 551	9 167	3 249	82
Kaolack	34 289	35 884	37 465	40 882	44 299	46 733	12 444	95
Kédougou	2 689	3 085	3 111	3 395	3 679	4 504	1 815	82
Kolda	11 284	12 244	12 810	13 979	15 147	18 859	7 575	80
Louga	20 531	20 508	21 374	23 324	25 273	25 619	5 088	99
Matam	6 705	9 136	9 510	10 378	11 245	10 660	3 955	105
Saint louis	36 969	44 971	46 209	50 424	54 638	55 656	18 687	98
Sédhiou	4 712	5 741	5 734	6 257	6 780	7 676	2 964	88
Tambacounda	15 007	17 874	17 893	19 525	21 157	22 660	7 653	93
Thiès	83 104	112 324	116 559	127 191	137 822	115 780	32 676	119
Ziguinchor	23 199	24 014	24 929	27 203	29 477	34 836	11 637	85
Total	898 851	972 197	1 052 896	1 138 498	1 227 222	1 209 556	310 705	101

III.9.2. Normes d'approbation MT, HT, CER

Sur 253 demandes MT reçues en 2017, seules 3 ont été traitées en dehors des délais réglementaires avec un délai de réponse moyen de 11 jours. En 2018, toutes les demandes MT reçues ont été traitées dans les délais.

A cette date, une seule demande d'approbation HT a été reçue et traitée dans les délais.

Concernant les concessionnaires d'électrification rurale, le nombre de demande d'approbations reçues depuis janvier 2017 est de 123 ; la durée moyenne de traitement est de 4,29 jours. La norme était fixée à 10 jours.

III.9.3. Normes de disponibilité et sécurité

L'END globale est estimée à 21 GWh pour l'année 2018, soit 0,6% des ventes pour la même année, alors que la norme était fixée à 1,0%.

III.9.1. Normes de visite suite demande de branchement

Le délai moyen de visite réalisé est de 8 jours en 2017 et 9 jours en 2018. Sur les 205 611 visites de 2017-2018, 73% ont été effectuées dans les 5 jours suivants la date d'enregistrement de la demande. La norme est de 5 jours.

Tableau 52 Suivi des visites suite demande de branchement entre 2017 et 2018

	En 5 jours ou moins	Plus de 5 jours	Délai Moyen
2017	92 868	35 997	8,0
2018	56 277	20 469	9,0

III.9.1. Normes de Branchement Mise en Service

Les délais de branchement ont été de 20 jours en 2017 et ont dépassé 30 jours en moyenne en 2018. Cependant 40% des demandes ont été traitées en moins de 8 jours. La norme est fixée à 5 jours en zone urbaine et 10 jours en zone rurale. Face à ce constat, Senelec a décidé d'externaliser une partie des activités de mise en service ; il y a également eu la restructuration des agences marquée par l'extraction des activités techniques et la création des services techniques.

Toutefois, du fait notamment des ruptures fréquentes de stocks de compteurs liées à des contraintes de marchés publics, l'accumulation des instances persiste. Des dispositions sont en cours pour résorber les instances et réorganiser l'activité de mise en service.

Tableau 53 Suivi des travaux de branchement entre 2017 et 2018

	En 7 jours ou moins	Plus de 7 jours	Délai Moyen
2017	39 382	44 119	20,4
2018	10 836	30 411	34,6

III.9.2. Normes d'émission Première Facturation

Sur l'année 2017, 82 824 clients ont reçu leur 1^{ère} facture non estimée et 24 306 sur le 1^{er} trimestre de l'année 2018. Sur toute cette période, 95% des 1^{ères} factures ont été émises au plus 60 jours après la mise en service. Le délai moyen d'émission est de 66,5 jours en 2017 et 65,9 jours sur le 1^{er} trimestre 2018. La norme était fixée à 90 jours.

Le système de suivi de l'émission des 1^{ères} factures a présenté des défaillances à compter du mois d'avril 2018. L'information pour le reste de l'année n'a pu être disponible.

Tableau 54 Suivi de la 1^{ère} facturation entre 2017 et 2018

	En 60 jours ou moins	Plus de 60 jours	Délai Moyen
2017	78 824	3 940	66,5
1 ^{er} trimestre 2018	23 119	1 187	65,9

III.9.3. Normes d'édition de factures bimestrielles (estimées)

Sur l'année 2017, 141 factures bimestrielles ont été estimées. Aucun client n'a reçu 3 factures estimées sur l'année. Parmi les 10 clients qui ont eu 2 factures estimées en 2017, aucun n'a reçu de factures estimées successives.

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

III.9.4. Délai de traitement des réclamations

La gestion des réclamations est quasiment manuelle et les statistiques disponibles ne permettent pas une stratification selon la nature, la durée de traitement, etc.

Cependant, les réclamations sont bien prises en charge au niveau des Grands Comptes conformément aux exigences de la certification.

En 2017, le département Grands Comptes a enregistré 116 réclamations venant de ses clients ; 102 réclamations ont porté sur la facturation et 14 sur la qualité de service. Le nombre de réclamations des clients est passé en 2018 à 50 ; les 48 ont porté sur la facturation et les 2 sur la qualité de service.

Le délai moyen de traitement des réclamations portant sur la facturation a été de 8 jours en 2017 et de 11 jours en 2018. L'objectif fixé pour le délai de traitement d'une réclamation sur la facturation est de 10 jours.

Tableau 55 Suivi des réclamations (Grands Compte) entre 2017 et 2018

	Nbre demande	Nbre jours traitement	Délai Moyen
Facturation	150	1348	9
2017	102	827	8
2018	48	521	11
Qualité de service	16	110	7
2017	14	81	6
2018	2	29	15
Total général	166	1458	9

Il est à noter aussi qu'un réseau de Service Après-Vente a été mis en place pour l'amélioration de la qualité de service à la clientèle. En effet, une cellule commerciale a été installée au Bureau Centrale de Conduite (BCD) pour une prise en charge diligente des réclamations reçues à travers le Centre d'Appels.

Sur les 299 504 appels reçus en 2017, 292 377 appels ont été traités soit 98% répartis comme suit :

- 221 704 appels sont liés aux réclamations des clients ;
- 70 673 déclarations de pannes sont envoyées au bureau central de dépannage.

En 2018, sur les 344 114 appels enregistrés, 329 896 ont été traités soit 99% et sont répartis comme suit :

- 264 906 appels concernent les réclamations des clients ;
- 64 990 déclarations de pannes sont transmises au bureau central de dépannage.

Certaines réclamations sont traitées immédiatement par les répartiteurs en poste, tandis que les autres nécessitant un déplacement sont envoyées aux correspondants positionnés au niveau des agences. Aussi, une permanence est désormais assurée au niveau de toutes les agences les jours ouvrables de 16h30 à 22h et le week-end de 8h à 16h30.

III.10. Résultats Financiers de l'exploitation de Senelec

Dans cette partie, les données de l'année 2017 sont des réalisations ; pour l'année 2018, il a été considéré les réalisations provisoires et enfin pour 2019, les données se basent sur le budget validé par le Conseil d'Administration.

III.10.1. Soldes Intermédiaires de Gestion

Les soldes caractéristiques de Gestion se présentent comme suit sur la période 2017-2019 :

Tableau 56 : Soldes caractéristiques de Gestion

Libellés	Réel	Réel	Budget	Ecarts (R18-R17)	Ecarts (B19-R18)
	2017	2018	2019	Valeur	Valeur
Ventes de Produits Fabriqués	337 141	353 038	387 313	15 897	34 275
Chiffres d'Affaires	431 097	512 687	522 769	81 590	10 082
Consommations de matières et fournitures liées	277 922	324 443	360 010	46 521	35 567
Valeur Ajoutée	104 488	128 794	104 743	24 306	-24 051
Frais de Personnel	57 271	53 613	52 008	-3 658	-1 605
Excédent Brut d'Exploitation	47 217	75 181	52 735	27 964	-22 446
Résultat d'Exploitation	41 495	42 799	39 849	1 304	-2 950
Résultat Financier	-6 772	-13 089	-12 310	-6 317	779
Résultat Net	36 376	25 997	26 520	-10 379	523

L'analyse des résultats en 2018, fait apparaître, un résultat net provisoire bénéficiaire de 25,99 milliards contre un bénéfice prévisionnel de 14,88 milliards. Cette situation qui correspond à une amélioration de 11,12 milliards, résulte de l'augmentation des produits de 81,17 milliards combinée à une hausse moins importante des charges de 70,05 milliards.

Le résultat net prévu en 2019 est de +26,52 milliards, soit une de 13,77 milliards par rapport au résultat provisoire 2018

L'écart sur le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de 2018 est de 148,65 milliards contre un prévisionnel de 123 milliards en 2019.

Le chiffre d'affaires (CA), considéré comme le montant hors taxes des ventes de produits et services liés aux activités ordinaires de l'Entreprise est 512,69 milliards FCFA contre une prévision de 429,14 milliards soit une hausse de 83,45 milliards.

Comparé aux réalisations de 2017, ce chiffre d'affaires estimé enregistre une croissance de 18,9%.

Concernant le budget 2019, le CA se situe à 522,77 milliards, soit une évolution de 10,08 milliards par rapport aux réalisations 2018.

La valeur ajoutée est définie comme étant la richesse brute créée par l'entreprise. La valeur ajoutée est de 128,74 milliards FCFA en 2018, d'où une hausse de 45,97 milliards par rapport au budget soit une variation de +55,5%.

Par rapport aux réalisations de 2017, la valeur ajoutée affiche une progression de 24,31 milliards F CFA (+23,3 %).

L'excédent brut d'Exploitation (EBE) est le solde généré par l'activité courante de l'entreprise. Il passe d'un budget de 36,85 milliards à une réalisation de 75,18 milliards en 2018, soit une hausse de 39,33 milliards. Cet écart s'explique par l'impact positif de la Valeur ajoutée.

Comparées aux réalisations 2017, cet EBE affiche une hausse de 27,96 milliards soit une variation de 59,22%.

Le Résultat d'Exploitation enregistre un montant de 42,79 milliards soit un écart favorable de 22,35 milliards F CFA par rapport à une prévision de 20,45 milliards. Ce résultat s'explique par une hausse des produits d'exploitation de 86,18 milliards toutefois atténuée par la hausse des charges d'exploitation de 51,93 milliards, elles-mêmes impactées par la hausse du prix du combustible.

Par rapport aux réalisations de 2017, le résultat d'exploitation augmente de 1,30 milliard.

Le Résultat financier de 2018 est de -13,09 milliards, enregistre une amélioration de 817 millions comparativement au budget de -12,27 milliards.

Cela s'explique principalement par une légère hausse des produits financiers face à des charges financières en hausse comparées aux prévisions.

Par rapport aux réalisations 2017, le résultat financier s'est dégradé de 93%, soit -6,32 milliards.

Le Résultat net s'est amélioré de 11,12 milliards par rapport au budget. Il passe ainsi d'un résultat prévisionnel de 14,87 milliards à un bénéfice réalisé de 25,99 milliards F CFA pour 2018.

III.10.1. Compte de résultat

Globalement le compte d'exploitation de 2017 2019 se présente comme suit :

Tableau 57 Compte d'exploitation

Compte d'exploitation	Réalisations 2017	Réalisations 2018	Budget 2019	2018/2017	2019/2018
PRODUITS	482 108	547 087	530 768	13,48%	-2,98%
CHARGES	445 732	521 090	504 248	16,91%	-3,23%
RESULTAT NET (+ ou -)	36 376	25 997	26 520	-28,53%	2,01%

Les produits passent de 482,11 milliards en 2017 à un réalisé de 547,09 milliards en 2018 soit une hausse de 64,98 milliards (+13,48%).

Les charges réalisées pour 521,09 milliards en 2018 augmentent de 75,36 milliards en valeur absolue soit 16,91% en valeur relative.

III.10.1.1. Evolution des Produits

Les ventes d'énergie en 2018 s'établissent à 353,04 milliards de F CFA hors taxes contre 371,05 milliards prévues et 339,84 milliards de F CFA réalisées en 2017 ; soit un retard budgétaire de 18,01 milliards (-4,8%) et une hausse de 12,12 milliards (+3,62%) par rapport à 2017.

Les ventes d'énergie prévues en 2019 s'élèvent à 387,13 milliards de FCFA hors taxes contre 353,04 milliards réalisées en 2018 ; soit une hausse de 34,27 milliards (+9,6%).

Les travaux & services vendus réalisés en 2018 atteignant 11,08 milliards de F CFA, affichent par rapport au budget une baisse de 2,55 milliards résultant notamment de la « pose location et entretien compteurs MT/BT » (-2,18 milliards). Par ailleurs, la « redevance Woyofal » a enregistré une hausse de +700,5 millions ; soit (+66,02%) par rapport à 2017.

Le poste « Travaux & services vendus » budgétisé en 2019 devrait augmenter de 7,7% (+858 millions) par rapport au réalisé 2018, passant ainsi de 11,08 milliards en 2018 à 11,94 milliards en 2019. Cet accroissement résulterait principalement des hausses sur la pose « location entretien compteurs BT » (+511 millions) et sur les « redevances Woyofal » (+199 millions).

Les autres produits : par rapport aux réalisations de 2017, des baisses successives sont notées respectivement par rapport aux réalisations 2018 et au budget 2019 de 1,72 milliards

et 23,35 milliards. Ces baisses concernent principalement les reprises de provisions sur les débiteurs divers ainsi que sur les créances.

Tableau 58 Evolution des produits

PRODUITS en K FCFA	Réel	Réel	Budget	ECARTS %	
	2017	2018	2019	R18/R17	B19/R18
Ventes de produits fabriqués	340 913 850	353 038 007	387 312 792	3,62%	9,65%
Travaux, services vendus	11 827 726	11 083 282	11 941 484	-8,81%	10,72%
Produits accessoires	221 607	194 285	0	-43,68%	-100,00%
CHIFFRE D'AFFAIRES	431 097 088	512 687 000	522 769 276	21,04%	0,19%
Subvention d'exploitation		38 780			
Autres produits	24 110 036	22 390 624	763 195	-86,66%	-76,28%
VALEUR AJOUTEE	104 863 113	128 793 922	104 742 933	25,95%	-20,69%
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	47 496 101	75 181 212	52 734 532	69,56%	-34,52%
Reprises de provisions	0	10 584 298	0		
Transferts de charges	278 756	62 631	0	-66,18%	-100,00%
RESULTAT D'EXPLOITATION	47 283 382	56 732 957	39 849 247	40,42%	-39,98%
ACTIVITE FINANCIERE					
Revenus financiers	1 157 936	699 451	0	-49,60%	-100,00%
Gains de change	843 120	0	0	-100,00%	
Reprise de provisions	1 104 566	606 341	0	-100,00%	
RESULTAT FINANCIER (+ ou -)	-6 771 631	-13 088 722	-12 309 515	4,67%	73,68%
Produits des activités ordinaires	482 108 356	547 069 124	530 768 186	10,55%	-0,41%
RESULTAT ACTIVITES ORDINAIRES	40 511 752	29 710 491	26 539 733	46,40%	-55,25%
RESULTAT H.A.O. (+ ou -)	-122 500	18047,225	0	-100,00%	
TOTAL GENERAL DES PRODUITS	482 108 356	547 087 171	530 768 186	10,55%	-0,41%
RESULTAT NET (+ ou -)	36 376 377	25 996 937	26 519 733	34,90%	-45,96%

III.10.1.2. Composition et évolution des principaux postes de charges

Charges variables de production

En 2018, les charges variables (matières premières, fournitures et autres frais liés aux achats de matières) réalisées se chiffrent à 324 milliards de F CFA avec une prévision budgétaire de 360 milliards pour 2019. Par rapport à 2017, ces charges ont augmenté de 17,3%.

Ces charges variables de production rapportées aux charges totales d'exploitation représentent 67,08% en 2018 contre 73,18% prévues en 2019 et 64,13% réalisées en 2017

Tableau 59 Charges d'exploitation

LIBELLE	Réel 2017	Réel 2018	Budget 2019	Ecart R18-R17		B19/R18
				Valeur	%	
Matières Premières consommées	140 335	230 036	228 270	89 701	63,92%	-0,77%
Achats d'énergie	80 023	40 721	39 760	-39 302	-49,11%	-2,36%
Frais de capacité	53 620	53 155	89 822	-465	-0,87%	68,98%
Lubrifiants consommés	2 512	2 163	2 157	-349	-13,91%	-0,26%
Total Mat. Premières et autres consommés	276 490	326 075	360 010	49 585	17,93%	10,41%
Total Charges d'exploitation	431 130	486 074	491 919	54 944	12,74%	1,20%
Mat. 1ères /Total Charges Exploit	64,13%	67,08%	73,18%			

Le poste « achats de matières et fournitures » se décompose comme suit :

- **Les achats de combustible** : en 2018, ces achats de combustible sont estimés à 175 milliards contre 217,76 milliards de FCFA prévus et 140,34 milliards réalisés en 2017 ; soit une baisse de 42,79 milliards par rapport au budget et une progression de 34,64 milliards comparativement à 2017. Cependant, il faut noter que les consommations de combustible des nouveaux IPP à savoir Contour Global et Tobene Power sont considérées comme des achats de combustibles (principe comptable : l'accessoire suit le principal).
- **Les achats d'énergie et frais de capacité** : Le niveau des achats et frais de capacité s'établit à 148,94 milliards en réalisations 2018 contre 133,64 milliards en 2017 du fait que les consommations de combustible des 2 nouveaux IPP sont comptabilisées en achat de combustibles .
- **Les consommations des lubrifiants** se chiffrent à 2,16 milliards de F CFA contre 2,25 milliards prévus et 2,51 milliards de F CFA réalisés en 2017, soit une baisse par rapport

au budget et comparativement à 2017 de 90 millions (-0,04%) et 349 millions (-13,91%) respectivement.

Les Consommations Directes en 2018 ont été réalisées à hauteur de 15,82 milliards contre des réalisations de 10,93 milliards en 2017, soit une hausse de 4,89 milliards due au niveau des achats de matériel de réseaux stockés ainsi que des pièces électromécaniques utilisées dans les centrales.

Elles s'élèvent en 2019 à 13,20 milliards contre des réalisations de 15,81 milliards, soit une baisse de 2,6 milliards qui s'explique notamment par l'évolution des postes suivants :

- Matériel de Réseau Distribution -1,33 milliard ;
- Matériel de réseau transport pour - 0,90 milliard ;
- Pièces électromécaniques +0,38 milliard.

Les Frais de Transports réalisés en 2018 ont augmenté de 624 millions par rapport aux réalisations de 2017, soit +28,5% en valeur relative.

Une diminution de ces frais de 66 millions est également prévue en 2019.

Les Services Extérieurs réalisés en 2018 ont atteint 38,35 milliards contre un réel 2017 de 33,11 milliards ; soit une hausse de 5,18 milliards (13,5%).

Elle s'explique pour l'essentiel par :

- Une baisse des services bancaires de 2,86 milliards ;
- Une non – reconduction des frais d'émission emprunt obligataire à hauteur de 1,84 milliards ;
- Une baisse des prestations d'expertise pour 1,75 milliards.

En 2019, les services extérieurs seront à 35,34 milliards contre 38,35 milliards ; soit une baisse de 3 milliards (-8,51%).

Les Impôts et Taxes en 2018 s'élèvent à 12,12 milliards contre 7,18 milliards en 2017. Le budget 2019 est de 5,81 milliards pour un niveau de 12,12 milliards en 2018 ; soit une baisse de 6,31 milliards (-108%) impacté notamment par les postes « Autres amendes et pénalités fiscales » et « Pénalités, recouvrement et impôts indirects » pour 4,26 milliards et 2,14 milliards respectivement.

Les Autres Charges réalisées à hauteur de 13,46 milliards ont enregistré une baisse de 6,44 milliards par rapport à 2017 ; soit -48% qui s'explique principalement par une diminution des « Dotations, provisions, dépréciations pour autres comptes ».

Les autres charges prévues en 2019 vont baisser de 11,08 milliards par rapport à 2018, due notamment aux :

- Provisions dépréciation autres comptes pour -6,19 milliards
- Dotations provisionnées S/ créances clients pour -3,47 milliards ;
- Charges et pertes diverses pour -792 millions ;
- Pertes assainissement compte client pour -338 millions ;

Les Charges de Personnel en 2018 sont de 53,61 milliards pour un budget de 45,97 milliards ; soit une hausse de 7,64 milliards. Cette situation s'explique principalement par les 2 postes ci-dessous :

- Assurance retraite IFC +4,83 milliards ;
- Assurance retraite complémentaire +2,37 milliards.

D'autre part, l'effectif recruté est de 505 agents dont 415 prestataires régularisés contre 83 départ à la retraite .

Par rapport à 2017, la variation de ces charges du Personnel est de 3,75 milliards.

Les prévisions de 2019 sont presque au même niveau que 2018 et s'élèvent à 52 milliards contre des réalisations de 53,61 milliards en 2018 ; soit une légère baisse de 3,08%.

Les Charges Financières en 2018 s'élevant à 14,39 milliards sont en hausse de 5,36 milliards par rapport à 2017 (9,03 milliards).

Par rapport au réalisations 2018, le budget 2019 prévu de 12,31 milliards entraine une hausse de 2,08 milliards du fait principalement de l'accroissement des intérêts sur emprunts Ordinaires (+1,6 milliard).

Tableau 60 Evolution des charges

CHARGES	Réel	Réel	Budget	ECARTS %	
	2017	2018	2019	R18/R17	B19/R18
ACTIVITE D'EXPLOITATION					
Achats de Matières premières & fournitures liées	276 911 406	326 074 618	360 009 965	15%	9,43%
- Variation de stocks	1 010 726	-1 632 076	0	162%	
Autres achats	14 167 972	14 634 181	13 119 100	3%	-11,55%
- Variation de stocks	-3 237 482	1 182 852	0	374%	
Transports	1 568 472	2 192 852	2 126 900	28,5%	-3,10%
Services extérieurs	33 111 947	38 348 035	35 340 261	13,7%	-8,51%
Impôts et taxes	7 186 684	12 119 702	5 809 151	41%	-108,63%
Autres charges	19 903 043	13 464 949	2 384 162	-48%	-464,77%
Charges de personnel (1)	57 367 012	53 612 710	52 008 401	-7%	-3,08%
Dotations aux amortissements et aux provisions	24 572 693	42 966 297	21 121 000	43%	-103,43%
TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	432 562 472	502 964 119	491 918 939	14%	-2,25%
ACTIVITE FINANCIERE					
Frais financiers et charges assimilées	9 034 133	14 394 514	12 309 515	37%	-16,94%
TOTAL DES CHARGES FINANCIERES	9 034 133	14 394 514	12 309 515	37%	-16,94%
TOTAL DES CHARGES ACTIVITES ORDINAIRES	441 596 605	517 358 633	504 228 454	15%	-2,60%
TOTAL DES CHARGES H. A. O.	122 500	-	0		
Impôts sur le résultat	4 012 875	3 731 601	20 000	-8%	-18558,01%
TOTAL GENERAL DES CHARGES	445 731 980	521 090 234	504 248 454	14%	-3,34%

III.11. Perspectives de développement 2019-2022

Pour satisfaire la demande en électricité au moindre coût avec une bonne qualité de service, Senelec a élaboré un programme de développement aussi bien sur les moyens de production que sur les réseaux.

III.11.1. Perspectives de développement du parc de production entre 2019-2022

Dans le cadre du développement du parc de production, avec les hypothèses de mise en service, conformément aux contrats signés et ceux en cours de négociation, il est prévu les mises en service des centrales ci-après :

- Malicounda (120 MW) en 2020
- Centrale EPC 150 MW (respect des 40% part Senelec)
- Importation de Kaléta (48 MW) en Octobre 2019 selon le planning de l'OMVG
- Importation de Gouina (35 MW) en 2020 selon le planning de l'OMVS
- Importation de Souapiti (~100 MW) à partir de 2020 selon le planning de l'OMVG et le protocole d'accord à signer avec la partie guinéenne.

Les projets à énergie renouvelable se présentent comme suit :

- Centrale éolienne de Taïba Ndiaye sur la période 2019-2021 (50 MW par année)
- Centrale solaire de Diass en 2019 (23 MW)
- Centrales hybrides (Iles du Saloum, Kidira, Goudiry et Medina Gounass)

Dans le souci d'accroître le taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes tout en assurant la stabilité du réseau électrique, l'intégration de batteries de stockage d'énergie au réseau, est identifiée comme une solution viable par les conclusions de différentes études. Le développement de tel projet est envisageable dans le court et moyen terme à travers l'accompagnement de l'AFD, la Banque Mondiale, la KfW et le MCC. Il faut par ailleurs rappeler les négociations en cours avec le promoteur de Bokhol (10 MW – 20 MWh).

III.12. Perspectives de développement des Réseaux

Dans le court terme (2019), le développement et le renforcement du réseau de transport s'intensifient par les mises en service des infrastructures suivantes :

- La liaison aérienne 225 kV Tambacounda – Kolda – Tanaff – Ziguinchor qui est financée par EXIM BANK INDE et exécutée par KALPATARU, permettra de sécuriser la fourniture de l'électricité au Centre et dans le Sud du pays, en plus des infrastructures de réseau de transport attendues de l'OMVG ;
- La liaison aérienne 225 kV Tambacounda – Kayes est aussi attendue pour la sécurisation de l'alimentation autour du poste de Tambacounda, diminuant de ce fait les charges d'exploitation et les pertes techniques élevées, et développant le réseau de distribution électrique ;
- La liaison aérienne double ternes 225 kV Sendou – Kounoune dont le financement est assuré par le Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD) sécurisera ainsi l'évacuation de l'énergie de la Centrale à charbon de Sendou ;
- La liaison aérienne double terna 225 kV Tobène – Kounoune avec l'extension des deux postes financées par BOAD et rentrant à la fois dans le développement de la boucle 225 kV et l'évacuation de l'énergie vers Dakar avec la mise en service future du parc éolien et de la liaison Tobène-Nouakchott ;
- L'extension du poste 225/30 kV de Touba avec la mise en place de deux (02) transformateurs de 80 MVA dont le financement est tiré du Fonds de Soutien à l'Energie ;
- La liaison aérienne monoterne 225 kV Sendou – Diamniadio avec la mise en service du nouveau poste 225 kV de Diamniadio pour couvrir toute la demande émanant du parc Industrielle de DIASS dans sa phase actuelle.

Sur le moyen terme (2020), il est attendu les mises en service des infrastructures de réseau de transport financées entre autres par la Banque Islamique de Développement (BID) à savoir :

- La liaison souterraine 225 kV Kounoune – Patte-d'oie s'inscrivant dans le développement de la boucle 225 kV et l'évacuation de l'énergie vers Dakar ;
- La liaison aérienne 225 kV Malicounda – Fatick prolongeant la boucle Tobène – Touba – Kaolack sécurisant aussi l'alimentation électrique de la zone Centre et les importations venant de la boucle OMVG ;
- La liaison aérienne transfrontalière 225 kV Mauritanie – Sénégal avec la création du poste de Saint-Louis 225 kV et l'extension du poste de Tobène 225 kV, développant

ainsi le réseau de l'OMVS et permettant le cas échéant d'assurer les échanges d'énergie avec Somelec ;

- La boucle 225 kV du Ferlo Ndioum – Linguère – Touba avec les mises en service des nouveaux postes 225 kV des dites localités. Cette boucle 225 kV renforcera l'interconnexion avec le RIMA en prévision de la mise en service des ouvrages de l'OMVS 2^{nde} génération et l'alimentation en qualité des dorsales de la zone en perspective de l'électrification universelle horizon 2025.

Toujours dans l'atteinte des objectifs du Plan Yeesal, le développement du réseau électrique de transport et de distribution s'accélère avec la réalisation des ouvrages suivantes :

- La mise en service du poste 225/30 kV de Thiès avec le raccordement au réseau interconnecté par les liaisons 225 kV Diass – Thiès – Tobène,
- Les mises en service respectives des postes 90/30 kV de Sicap, Centre-ville, Mamelles (SDE), Sococim et Guédiawaye. La boucle 90 kV se verra ainsi renforcer avec à la clé, un réseau de transport de plus en plus maillé pour répondre avec une bonne qualité de service à la demande sans cesse croissante de Dakar et sa banlieue.

Dans le long terme, l'OMVG mettra en service des postes 225/30 kV notamment à Kédougou, Tambacounda et Kounghoul occasionnant ainsi le développement des réseaux de distribution dans ces zones en réduisant les longueurs des dorsales pour diminuer les pertes techniques et accentuer l'électrification rurale.

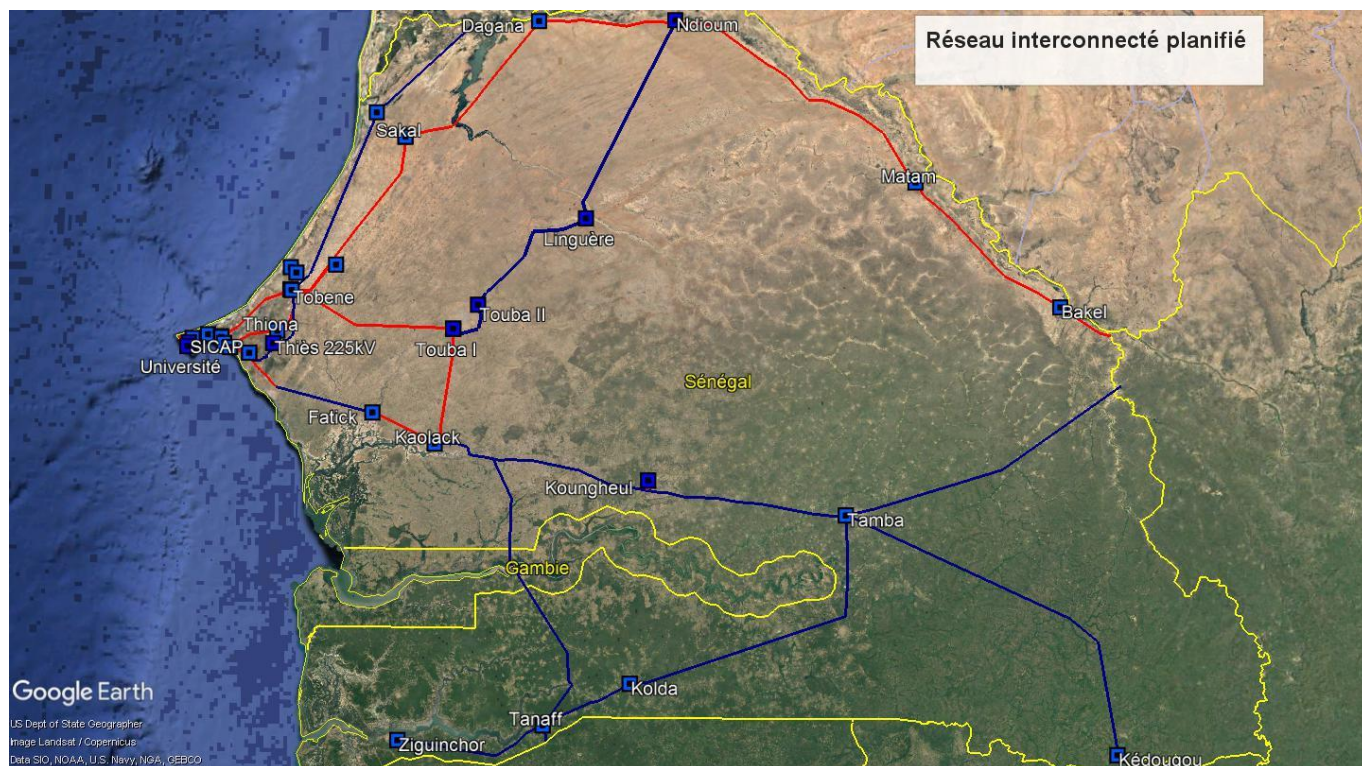
Le **Compact** dans la période **2020 – 2025** consacrera beaucoup d'ouvrages au transport et à la distribution d'électricité.

Il sera réalisé la seconde boucle 225 kV avec la liaison sous-marine Cap des biches – Bel-Air et les liaisons souterraines Cap des biches – Kounoune – Patte-d'oie. Il y aura alors l'érection des postes 225 kV de Cap des biches, Bel-Air et Patte-d'oie.

Le Compact prévoit aussi le renforcement des transformateurs 225/30 kV à Touba et Diass et des transformateurs 90/30 kV à Hann et Aéroport.

Pour l'accroissement du taux d'électrification rurale, les activités du Compact concernent les zones de Tambacounda, Foundiougne, Niore du Rip, Médina Yoro Fouta et Vélingara.

Graphique 13 : Réseau Interconnecté planifié



IV. Appréciation De La Formule De Contrôle Des Revenus

IV.1. Contexte

La Régulation des revenus par les prix plafonds est dictée par la recherche de l'efficacité économique. Or, le contexte de Senelec est caractérisé d'une part, par une demande en forte croissance et une forte volatilité des prix des produits pétroliers et d'autre part, par la nécessité d'investir pour le renouvellement et l'extension des installations.

IV.2. Décisions portant Révision des Conditions Tarifaires 2017-2019

Aux conditions économiques de 2016 (sans inflation), l'application de la Formule de Contrôle des revenus détermine sur la période 2017-2019, un Revenu Maximum autorisé, de 1 257 049 millions de FCFA ainsi réparti :

- RMA 2017 : 369 540 millions de FCFA ;
 - RMA 2018 : 427 994 millions de F CFA ;
 - RMA 2019 : 459 514 millions de FCFA.
- ✓ Revenu Maximum Autorisé 2017

L'application de la nouvelle formule a abouti à un Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 Décembre 2017 de 407 407 millions de francs CFA pour des ventes réalisées de 3 147,89 GWh en 2017 et correspondant à des recettes de 338 396 millions de F CFA. Il en découle un manque à gagner de 68 421 millions.

Suite au versement par l'Etat d'une compensation de 57 215 millions pour gel des tarifs, le manque à gagner par rapport au RMA 2017 de 11 205 millions majorés d'un taux d'intérêt de 5,54% soit 11 826 millions a été intégré au RMA 2018 par l'intermédiaire du facteur de correction.

- ✓ Revenu Maximum Autorisé 2018

Le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 décembre 2018 s'élève à 501 704 millions de francs CFA pour 3 314 GWh vendus au détail contre des recettes de 353 057 millions de FCFA avec les tarifs actuels. Cela correspond à un manque à gagner global annuel de 148 647 millions de francs CFA.

- ✓ Revenu Maximum Autorisé 2019

Le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 1er janvier 2019 s'élève à 519 186 millions de francs CFA pour 3 668 GWh vendus au détail contre des recettes de 386 238 millions de FCFA avec les tarifs actuels. Cela correspond à un manque à gagner global annuel de 132 948 millions de francs CFA.

IV.3. Suggestions pour la Nouvelle Formule

Senelec est soumis à un régime de prix plafonds basé sur une détermination de « revenus autorisés » futurs qui doivent garantir sa viabilité financière ou plutôt économique-financière. Ce régime, qui est un mix de « prix plafonds » et « revenus plafonds », se base sur une détermination des revenus requis et sur l'utilisation d'une formule d'ajustement dynamique de ces revenus requis. La méthode régulatoire est jugée globalement satisfaisante et la formule est conceptuellement correcte étant donné qu'elle contient tous les éléments de coûts de l'entreprise.

Cependant, l'application de la formule de contrôle des revenus durant la période 2017-2019 suscite des remarques et observations qui nécessitent d'être prises en compte dans le futur paramétrage de la formule de contrôle des revenus, il s'agit de :

- Revoir la durée des amortissements pour respecter la durée des financements,
- Séparer les paramètres de la formule par niveau de tension, notamment le facteur d'économie d'échelle,
- Rémunérer le besoin en fonds de roulement.

IV.3.1. Le facteur d'économie d'échelle θ

Le facteur d'économie d'échelle θ reflète la proportion de coûts fixes et variables. L'utilisation d'un seul facteur d'économie d'échelle pour toutes les catégories tarifaires est une simplification qui ne reflète pas entièrement la véritable structure de coût de l'entreprise. Une analyse de la proportion des coûts fixes et variables selon le niveau de tension devrait être menée pour comparer les résultats avec la valeur moyenne (actuellement utilisée) et ainsi effectuer une analyse des coûts et bénéfices associés à la répartition de ces valeurs et de leur impact sur la formule de contrôle des revenus.

L'évaluation du coût de revient du kWh en 2017 a montré une différence notable entre la HT et le MT/BT. En effet le coût de revient du kWh en HT est de 83,2 FCFA contre 95,7 FCFA pour la MT/BT soit un écart de 12,5FCFA.

L'analyse de la structure de coût du kWh transporté et distribué, en 2017, a montré un écart très important en effet au niveau de la HT nous avons 22% charges fixes contre 41% sur le réseau MT/BT.

Tableau 61 : Structure des couts de revient du kWh en 2017

	Energie	Charges totales	Cout unitaire	Fixe	Variable
kWh produit	2 138 246 640	188 489 849 177	88,15	38%	62%
kWh transporté	3 620 883 000	301 348 926 165	83,23	22%	78%
kWh distribué	2 998 869 601	287 042 311 898	95,72	41%	59%

IV.3.2. Durée des Amortissements

Senelec demande la révision de la durée des amortissements parce que la loi 98-29, dans son article 28 permet la modification des taux d'amortissement futur, la rétroactivité étant impossible. La durée des amortissements des actifs de la base tarifaire est différente de la maturité moyenne des emprunts de Senelec. Ceci induit un décalage dans la rémunération des actifs de Senelec qui sont censés rembourser le service de la dette des emprunts nécessaires à leurs réalisations. L'idée est de réduire le décalage pour refléter fidèlement la réalité économique de Senelec.

IV.3.3. La rémunération du Besoin en Fonds de Roulement (BFR)

La rémunération du BFR se justifie par la distorsion entre le délai de paiement des fournisseurs, et le délai de paiement des clients et le temps de consommation avant facturation (2 mois) combiné au délai de la date limite de paiement des factures (1 mois) ; Senelec doit financer son activité pendant 3 mois avant que les clients ne paient leurs factures. Pendant ce temps, Senelec doit payer ses fournisseurs notamment les IPPs (frais de capacité, O&M et combustible). Ces mêmes IPPs nous facturent leur BFR en incluant les frais financiers qui y sont liés. Rémunérer le BFR nous paraît financièrement et économiquement justifié parce que la politique de facturation et la politique de recouvrement de Senelec accentuent les tensions de trésorerie. L'exploitation et les charges financières s'en trouvent négativement impacté.

Conclusion

Senelec a élaboré un Plan Stratégique Yeesal Senelec 2020 dont la vision est celle « d'une entreprise performante, attractive, toujours au service de la satisfaction de ses clients et du développement économique et social du Sénégal ».

Sur la période 2017-2019, Senelec a travaillé à la satisfaction de sa clientèle tout en assurant une gestion efficace et transparente des ressources de l'entreprise. En effet, il a été noté une amélioration de la qualité de service avec une baisse de l'END qui est passée de 30 GWh en 2016 à 21 GWh en 2018. Par ailleurs, ces performances sont reflétées par les indicateurs standards internationaux SAIFI (19 coupures par client) et SAIDI (17 heures de temps de coupures moyen par client) en 2018. Rappelons qu'en 2016, le SAIFI était de 50 et le SAIDI 95 heures.

Par ailleurs, la pointe annuelle enregistrée en 2018 est de 646 MW le 9 octobre à 21h30 contre une pointe de 2017 de 606 MW notée le 24 octobre à 21h, soit une hausse de 7%.

Concernant l'électrification des ménages en zone rurale, Senelec a dépassé les objectifs assignés qui étaient de 67 517; en effet 82 894 nouveaux clients ruraux ont été raccordés sur la période soit un dépassement de 23%. Des difficultés ont été notées dans le suivi des normes, toutefois la mise en production du Nouveau Système d'Information Clientèle (NSIC) au cours de l'année 2019 permettra un suivi exhaustif des normes et obligations.

Sur la période 2017-2018, Senelec a connu des tensions de trésorerie liées au retard dans la perception de la compensation pour gel de tarifs. En effet, le reliquat de compensation non encore versé à Senelec à fin décembre 2018 se chiffre à 125,2 milliards FCFA. Cette tension a été accentuée par la prise en charge sur Fonds Propres des projets engagés avec le financement du FSE.

Senelec préconise la mise en place d'un mécanisme lui permettant de disposer de ses revenus à bonne date et le respect des engagements de l'Etat en ce qui concerne les Subventions et Dons.