



Révision des conditions tarifaires de Senelec 2023-2027

Première consultation publique

Document de consultation

Novembre 2022

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1. L'APPLICATION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE LA PERIODE 2020-2022	2
I. CONDITIONS TARIFAIRES DE LA PERIODE 2020-2022	2
1. FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS.....	3
2. INDEXATION DES REVENUS ET AJUSTEMENT DES TARIFS.....	4
3. COMPENSATION DE REVENUS.....	4
4. DUREE DE VALIDITE DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS	5
II. DETERMINATION DU REVENU MAXIMUM AUTORISE	5
1. REVENU MAXIMUM AUTORISE EN 2020	5
2. REVENU MAXIMUM AUTORISE EN 2021	9
3. ELEMENTS RELATIFS AU REVENU MAXIMUM AUTORISE EN 2022	13
III. COUVERTURE DES REVENUS DE LA PERIODE 2020-2022	16
CHAPITRE 2. SYNTHESE DU BILAN DES ACTIVITES DE SENELEC	17
I. SITUATION DE LA PRODUCTION	17
1. L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ.....	17
2. LA DISPONIBILITE ET L'UTILISATION	20
3. L'ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	21
II. SITUATION DU TRANSPORT	23
III. SITUATION DE LA DISTRIBUTION	23
IV. SITUATION DES VENTES	24
1. L'ÉVOLUTION DES VENTES	24
2. L'ÉVOLUTION DU RENDEMENT	24
3. L'ÉVOLUTION DE LA CLIENTELE.....	25
4. L'ÉVOLUTION DES REVENUS ISSUS DES VENTES	27
V. SITUATION DE LA QUALITE DE SERVICE	27
VI. SITUATION DES INVESTISSEMENTS	28
VII. LES COUTS RELATIFS AUX REVENUS REGULES DE SENELEC	30
1. LES CHARGES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE.....	30
2. LES DEPENSES EN CAPITAL	34
3. LES IMPOTS ET TAXES	34
VIII. SITUATION FINANCIERE	35
1. LES PRODUITS D'EXPLOITATION.....	35
2. LES CHARGES D'EXPLOITATION	35
3. LES PERFORMANCES DE SENELEC SUR LA PERIODE 2020-2022.....	36

CHAPITRE 3. APPRECIATION DE L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS	38
1. QUANTITE ET NATURE DES COMBUSTIBLES	38
2. SEPARATION DU REVENU MAXIMUM LIE AUX CHARGES D'EXPLOITATION ET DU REVENU LIE A L'INVESTISSEMENT.....	38
3. INTEGRATION DU NOMBRE DE NOUVEAU CLIENTS COMME LEVIER.....	38
4. INTEGRATION DES IMPOTS ET TAXES COMME PASSTHROUGH.....	38
CHAPITRE 4. SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2020 -2022.....	39
I. SUIVI DES NORMES.....	39
1. NORMES D'APPROBATION	40
2. NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENF)	40
3. NORMES SUR LE NOMBRE DE COUPURES	40
4. NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE.....	40
5. RECLAMATIONS CONCERNANT LES FACTURES	41
6. REMISE DU COURANT APRÈS COUPURE POUR DÉFAUT DE PAIEMENT	41
7. NORMES SUR LA DISPONIBILITE DES SERVICES À PRÉPAIEMENT	41
8. NORMES SUR LA TRANSMISSION PAR VOIE ÉLECTRONIQUE DE LA FACTURE	41
9. NORMES DE QUALITÉ DU COURANT	42
10. NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION SANS MODIFICATION DE RESEAU.....	42
II. SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION.....	44
1. ZONES URBAINES.....	44
2. ZONES RURALES	45
CHAPITRE 5. METHODOLOGIE DE DETERMINATION DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES	46
I. DETERMINATION DU PROFIL DES REVENUS AUTORISES ET DES TARIFS PLAFONDS DE REFERENCE	47
II. PARAMETRAGE DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS.....	49
CHAPITRE 6. NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS POUR LA PERIODE 2023 -2027	52
1. OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION	52
3. ZONES URBAINES.....	52
4. ZONES RURALES	53
2. NORMES ET INCITATIONS CONTRACTUELLES.....	53
NORMES RELATIVES AUX CLIENTS FINAUX	53
NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE.....	57

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : PLANNING DU PROCESSUS DE LA REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC	60
ANNEXE 2 : BILAN DES ACTIVITES DE SENELEC POUR LA PERIODE 2020-2022	63

LISTE DES ILLUSTRATIONS

FIGURE 1 : RMA DE REFERENCE EN RMA FINAL EN 2020 (MILLIONS FCFA)	8
FIGURE 2 : RMA DE REFERENCE ET RMA FINAL EN 2021 (MILLIONS FCFA)	12
FIGURE 3 : RMA DE REFERENCE ET RMA FINAL ESTIME EN 2022 (MILLIONS FCFA)	15
FIGURE 4 : MODALITES DE COUVERTURE DES REVENUS AUTORISES SUR LA PERIODE 2020-2022 (EN MILLIONS DE FCFA)	16
FIGURE 5 : EVOLUTION PUISSANCE INSTALLEE (MW)	18
FIGURE 6 : EVOLUTION PUISSANCE ASSIGNEE (MW)	18
FIGURE 7 : EVOLUTION DE LA STRUCTURE DU PARC DE PRODUCTION SELON LA TECHNOLOGIE	19
FIGURE 8 : EVOLUTION DE LA STRUCTURE DU PARC SELON LA NATURE DU PRODUCTEUR	19
FIGURE 9 : COMPARAISON DES TAUX DE DISPONIBILITE DES REALISATIONS PAR RAPPORT AUX PROJECTIONS	20
FIGURE 10 : EVOLUTION COEFFICIENT D'UTILISATION PAR RAPPORT AUX PREVISIONS	21
FIGURE 11 : EVOLUTION DE L'ENERGIE NON FOURNIE (GWH)	27
FIGURE 12 : EVOLUTION DES COUTS DE PRODUCTION UNITAIRES SUR LA PERIODE 2020-2022 (FCFA/KWH)	30
FIGURE 13 : PROJECTION ET REALISATION DES COUTS DE PRODUCTION UNITAIRES SUR LA PERIODE 2020-2022 (FCFA/KWH VENDU)	31
FIGURE 14 : PROJECTIONS ET REALISATIONS DES CHARGES OPERATIONNELLES SUR LA PERIODE 2020-2022 (FCFA/KWH VENDU) ..	33
FIGURE 15 : COMPOSITION DES CHARGES OPERATIONNELLES SUR LA PERIODE	33
FIGURE 16 : PROJECTIONS ET REALISATIONS DES DEPENSES EN CAPITAL SUR LA PERIODE 2020-2022	34
FIGURE 17 : REPARTITION DES PRODUITS D'EXPLOITATION	35

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : FACTEURS DE PONDERATION	3
TABLEAU 2 : PRIX DES COMBUSTIBLES ET LES INDICES D'INFLATION EN 2020	6
TABLEAU 3 : VARIATION DES PRIX DE COMBUSTIBLES ET DES INDICES DE PRIX EN 2020	6
TABLEAU 4 : VENTES D'ENERGIE ET RECETTES EN 2020	7
TABLEAU 5 : FACTEUR DE CORRECTION DES REVENUS DE 2020 (EN MILLIONS DE FCFA)	7
TABLEAU 6 : DETAILS DU REVENU MAXIMUM AUTORISE DE 2020 AVANT ET APRES INDEXATION	8
TABLEAU 7 : FACTEURS DE PONDERATION EN 2021	9
TABLEAU 8 : PRIX DES COMBUSTIBLES ET LES INDICES D'INFLATION EN 2021	10
TABLEAU 9 : VARIATION DES PRIX DES COMBUSTIBLES ET DES INDICES DE PRIX EN 2021	10
TABLEAU 10 : VENTES D'ENERGIE ET RECETTES EN 2021	11
TABLEAU 11 : FACTEUR DE CORRECTION DES REVENUS EN 2021 (MILLIARDS FCFA)	11
TABLEAU 12 : DETAILS DU REVENU MAXIMUM AUTORISE DE 2021 AVANT ET APRES INDEXATION	12
TABLEAU 13 : FACTEURS DE PONDERATION EN 2022	13
TABLEAU 14 : PRIX DES COMBUSTIBLES ET LES INDICES D'INFLATION ESTIMES EN 2022	13
TABLEAU 15 : VARIATION DES PRIX DES COMBUSTIBLES ET DES INDICES DE PRIX EN 2022	14
TABLEAU 16 : PREVISIONS DE VENTES D'ENERGIE EN 2022	14
TABLEAU 17 : FACTEUR DE CORRECTION DES REVENUS EN 2021 (MILLIARDS FCFA)	14
TABLEAU 18 : DETAILS DU REVENU MAXIMUM AUTORISE DE 2022 AVANT ET APRES INDEXATION	15
TABLEAU 19 : SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DES PUISSANCES INSTALLÉES ET ASSIGNÉES	19
TABLEAU 20 : SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DES COEFFICIENTS DE DISPONIBILITÉ ET D'UTILISATION	21
TABLEAU 21 : EVOLUTION DE L'ENERGIE NETTE LIVREE DE SENELEC ET DES ACHATS D'ENERGIE	22
TABLEAU 22 : ANALYSE COMPARATIVE DES REALISATIONS DE LA PRODUCTION NETTE ET L'ENERGIE LIVREE	22
TABLEAU 23 : EVOLUTION DES VENTES D'ENERGIE PAR NIVEAU DE TENSION	24

TABLEAU 24 : ANALYSE COMPARATIVE DES PREVISIONS ET DES REALISATIONS DES VENTES	24
TABLEAU 25 : ANALYSE COMPARATIVE DES PREVISIONS ET DES REALISATIONS DU RENDEMENT	25
TABLEAU 26 : IMPACT DU RETARD SUR LE RENDEMENT.....	25
TABLEAU 27 : LA CLIENTELE PAR NIVEAU DE TENSION	25
TABLEAU 28 : REPARTITION DE LA CLIENTELE BT	26
TABLEAU 29 : EVOLUTION DE LA CONSOMMATION UNITAIRE DE LA CLIENTELE (MWh).....	26
TABLEAU 30 : REVENUS DE SENELEC ISSUS DES VENTES SUR LA PERIODE 2017-2019	27
TABLEAU 31 : REPARTITION DES INTERRUPTIONS PAR NATURE	28
TABLEAU 32 : EVOLUTION DES INDICATEURS SAIFI & SAIDI	28
TABLEAU 33 : INVESTISSEMENTS REALISES EN 2020 ET INTEGRES DANS LA BASE TARIFAIRE (EN M DE FCFA)	29
TABLEAU 34 : INVESTISSEMENTS REALISES EN 2021 ET INTEGRES DANS LA BASE TARIFAIRE (EN M DE FCFA)	29
TABLEAU 35 : PROJECTIONS ET REALISATIONS POUR LES INVESTISSEMENTS REMUNERES.....	29
TABLEAU 37 : ANALYSE COMPARATIVE DE L'EVOLUTION DE CHARGES DE COMBUSTIBLE	32
TABLEAU 38 : PROJECTIONS ET REALISATIONS DES DEPENSES EN CAPITAL SUR LA PERIODE 2020-2022 (MILLIARDS DE FCFA)	34
TABLEAU 39 : EVOLUTION DES PRODUITS D'EXPLOITATION.....	35
TABLEAU 40 : EVOLUTION DES CHARGES D'EXPLOITATION	36
TABLEAU 41 : RATIO CHARGES D'EXPLOITATION / PRODUITS D'EXPLOITATION	36
TABLEAU 42 : SOLDES DE GESTION	36
TABLEAU 43 : EVOLUTION DES RATIOS DE PERFORMANCE DE SENELEC.....	37
TABLEAU 44 ; SUIVI DES NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE.....	40
TABLEAU 45 : SUIVI DES NORMES DE FACTURATION ETABLIE.....	41
TABLEAU 46 : SUIVI DES NORMES SUR LES RECLAMATIONS CONCERNANT LES FACTURES	41
TABLEAU 47 : NORMES TENSION ET FREQUENCE	42
TABLEAU 48 : VISITES REALISEES AVANT BRANCHEMENT	42
TABLEAU 49 : DEMANDES DE BRANCHEMENT TRAITEES	43
TABLEAU 50 : TABLEAU RECAPITULATIF DU SUIVI DES NORMES POUR LA PERIODE 2020 -2021	43
TABLEAU 51 : SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU URBAIN	44
TABLEAU 52 : SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU RURAL.....	45
TABLEAU 53 : NOUVELLES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU URBAIN	52
TABLEAU 54 : NOUVELLES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU RURAL.....	53
TABLEAU 55 : NORMES D'APPROBATION DES DEMANDES DES CLIENTS FINAUX	53
TABLEAU 56 : NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE*) POUR LES CLIENTS FINAUX	54
TABLEAU 57 : NORMES SUR LE NOMBRE DE COUPURE (SAIFI) POUR LES CLIENTS FINAUX.....	54
TABLEAU 59 : NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS DES CLIENTS FINAUX	55
TABLEAU 60 : NORMES SUR LA DISPONIBILITE DU SERVICE PREPAIEMENT	55
TABLEAU 61 : NORMES RELATIVES AU CHANGEMENT DE TARIFS	55
TABLEAU 62 : NORME SUR LA TRANSMISSION PAR VOIE ELECTRONIQUE DE LA FACTURE	55
TABLEAU 63 : NORMES DE QUALITE DU COURANT DELIVRE AUX CLIENTS FINAUX.....	56
TABLEAU 65 : NORMES DE BRANCHEMENT DES CLIENTS FINAUX EN BASSE TENSION SANS MODIFICATION DU RESEAU EXISTANT	56
TABLEAU 66 : NORMES DE BRANCHEMENT DES CLIENTS FINAUX EN BASSE TENSION AVEC MODIFICATION DU RESEAU EXISTANT	56
TABLEAU 67 : NORMES D'APPROBATION DES PLANS DES CER.....	57
TABLEAU 68 : NORMES DE QUALITE DU COURANT DELIVRE AU CER	57
TABLEAU 69 : NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE DU COURANT DELIVRE AU CER.....	57
TABLEAU 70 : NORMES DE FACTURATION DE LA CONSOMMATION DES CER.....	58
TABLEAU 71 : NORMES DE PREAVIS D'INTERRUPTION PROGRAMMEE DU SERVICE AU CER.....	58
TABLEAU 72 : NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS DES CER	58

INTRODUCTION

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

Il est également prévu que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur sont définies dans les conventions de délégation de service public.

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 après consultation des parties prenantes, notamment Senelec. Sur cette base, la Commission a fixé, par Décision n° 2020-56 du 31 décembre 2020, les conditions tarifaires applicables par Senelec pour la période 2020-2022.

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. La Commission a lancé le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec le 02 mars 2022 par la publication du chronogramme devant conduire à la formulation de nouvelles conditions tarifaires.

Le Ministre du Pétrole et des Énergies, par lettre n° 0246/MPE/SG/DEL/Ine/os du 10 novembre 2022, a transmis à la Commission les normes et obligations d'électrification de Senelec pour la période 2023-2027, 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°01349 du 29 juin 2022 la version finale de son bilan sur la période 2020-2022 ainsi que son appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus 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 2020-2022, la synthèse du bilan des activités 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 2020-2022.

Il expose également, les nouvelles normes et obligations fixées à Senelec par le Ministre chargé de l'Énergie pour la période 2023-2027 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 15 novembre au 16 décembre 2022.

Ainsi, la Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le xx novembre 2022 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 au 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 16 décembre 2022.

CHAPITRE 1. L'APPLICATION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE LA PERIODE 2020-2022

Ce chapitre présente les conditions tarifaires de la période 2020-2022 et les résultats de leurs applications.

I. Conditions tarifaires de la période 2020-2022

Les conditions tarifaires de la période 2020-2022 fixées par la Décision n° 2020-56 du 31 décembre 2020 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 2020 -2022 comme suit :

- 2020 : 559,663 milliards en FCFA de 2019, pour des ventes de 3 918,85 GWh ;
- 2021 : 608,787 milliards en FCFA de 2019, pour des ventes de 4 327,67 GWh ;
- 2022 : 652,036 milliards en FCFA de 2019, pour des ventes de 4 682,80 GWh.

Ces revenus ont été indexés tous les trimestres avec la Formule de contrôle des revenus pour tenir compte de l'évolution des prix des combustibles, des niveaux des indices de prix et des ventes d'énergie par rapport aux données de référence.

A la fin de chaque année, le Revenu Maximum Autorisé est fixé sur la base des conditions économiques constatées.

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

Pour prendre en considération les mutations du secteur et la complexité de plus en plus accrue de l'environnement, les conditions tarifaires de la période 2020-2022 intègrent des évolutions méthodologiques concernant :

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

Ces évolutions prises en compte dans la détermination des revenus requis permettent de renforcer l'efficacité et le caractère incitatif de la régulation au prix-plafond.

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 :

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

Le RMA_t comprend trois parties :

- la partie régulée égale à $(1-\theta)A_t + \theta B_t$;
- une partie redevances regroupant la redevance RTS, la redevance de régulation et la dotation du Fonds de préférence ($RTS_t + RR_t + FP_t$) ;
- une partie corrections de revenus et pénalités ($K_t - P_{t-1}$).

a) 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), fuel oil 380 BTS (IFO_b), gasoil (IGO) et gaz naturel liquéfié (IGNL)) tenant compte de la proportion de charges non indexées.

La formule ci-après montre le mode de calcul de l'indice composite (CI) pour chaque date d'indexation.

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma * \left(a * \frac{IFOa_t}{IFOa_0} + b * \frac{IFOb_t}{IFOb_0} + c * \frac{IGO_t}{IGO_0} + d * \frac{IGNL_t}{IGNL_0} \right) + \Delta$$

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

Tableau 1 : Facteurs de pondération

Facteurs de pondération		2020	2021	2022
Inflation locale	α	0,28	0,29	0,28
Inflation étrangère	β	0,07	0,08	0,08
Inflation combustibles	γ	0,37	0,32	0,28
Charges non indexées	Δ	0,27	0,31	0,37
Fuel lourd 380 HTS	a	0,85	0,63	0,35
Fuel lourd 380 BTS	b	0,09	0,16	0,12
Gasoil	c	0,06	0,02	0,00
Gaz naturel liquéfié	d	0,00	0,19	0,53

b) Les Redevances

Elles sont constituées de :

- la Redevance RTS dépendant de la quantité de fuel consommée (RTS_t) ;
- la Redevance de Régulation due à la Commission (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.

c) Les Corrections de revenus et Pénalités

Les corrections des revenus (K_t) concernent les éléments suivants :

- l'écart de revenus de l'année (n-1) non recouvré correspondant à la différence entre le Revenu Maximum Autorisé de l'année (n-1) et les revenus de Senelec au cours de la même année issus à la fois des ventes d'énergie électrique et de la compensation de revenus décidée par le Gouvernement, majorée d'intérêts ;
- la correction de revenus relative au niveau effectif de réalisation des investissements prévus dans les conditions tarifaires ;
- la correction de revenus relative à la rémunération de la variation du Besoin en Fonds de Roulement (BFR) par rapport au FR de référence.

L'incitation contractuelle (P_{t-1}) exigible à Senelec pour manquement aux normes de qualité et de disponibilité (Energie Non Fournie) durant l'année (n-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 , $IGNl_t$) et du taux de change du FCFA par rapport à l'Euro (TC_t), constatés durant les douze (12) mois de l'année.

En cours d'année, le RMA est estimé périodiquement 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 1er janvier quel que soit le taux d'ajustement ;
- aux conditions économiques du 1er avril, du 1er 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.

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'Energie, 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 dispositions de l'article 36 susvisé, 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 :

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

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 ;

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, décidée par le Gouvernement au titre de la compensation de l'année en cours, à la date d'indexation *i*.

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

La Formule de contrôle de revenus est fixée pour la période 2020-2022 ; soit une durée de validité de trois (03) ans.

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 à la suite à des accords conclus par le Gouvernement en matière d'achat d'énergie et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

II. Détermination du Revenu Maximum Autorisé

Le Revenu Maximum Autorisé d'une année de Senelec est calculé à partir de la Formule de contrôle des revenus fixée par Décision n° 2020-56 du 31 décembre 2020 de la Commission, en considérant :

- le niveau de l'indice composite d'inflation basé sur les prix constatés durant les douze mois de l'année ;
- les ventes réalisées à la fin de l'année ;
- le facteur de correction des revenus intégrant l'écart de revenu de l'année précédente ainsi que les corrections relatives à la variation du besoin en fonds de roulement au niveau de réalisation des investissements projetés de l'année concernée.
- les incitations contractuelles ;
- les redevances.

Durant la période 2020-2022, la Commission a procédé périodiquement à l'estimation du Revenu Maximum Autorisé (RMA). Les montants définitifs sont déterminés pour les années 2020 et 2021 sur la base du niveau de l'indice composite d'inflation, des ventes et des investissements réalisés.

Concernant l'année 2022, la Commission a déterminé le RMA aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril et du 1^{er} juillet.

Il reste à déterminer le RMA au 1^{er} octobre ainsi que le RMA. Ceux-ci seront estimés pour les besoins du Bilan de la période 2020-2022 en considérant les hypothèses du budget 2022 de Senelec et les prix disponibles jusqu'au mois de juillet 2022.

1. Revenu Maximum Autorisé en 2020

a) L'indice composite d'inflation

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) en 2020 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 2020.

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) constaté à la fin de l'année 2020 est de 0,9016, soit une baisse de 9,84% par rapport à la référence de 2019.

Cette baisse du niveau de l'indice composite est expliquée par la diminution sensible des prix des produits pétroliers notés durant l'année avec la pandémie de la COVID 19. En effet, les prix moyens du

fuel lourd HTS et BTS ont reculé respectivement de 28,16% et 26,92% par rapport aux prix moyens de l'année 2019. Au même moment, le prix moyen du gasoil a enregistré une contraction de 32,63% par rapport à son niveau de 2019.

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, référence pour l'inflation étrangère, ont progressé respectivement de 2,52% et de 0,21% par rapport à leurs niveaux de 2019.

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 2020.

Tableau 2 : Prix des combustibles et les indices d'inflation en 2020

Rubrique		Référence	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
		(2019)					
IHPC _t	Indice d'inflation locale	104,7583	106,4333	105,7333	106,2667	108,5333	107,4000
IPC _t	Indice d'inflation étrangère	103,7683	104,1000	103,9067	103,9333	104,1933	103,9833
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 (FCFA/Tonne)	262 375	210 425	223 320	145 493	191 865	188 486
IFOb _t	Prix du fuel oil 380 BTS (FCFA/Tonne)	270 549	229 784	245 968	152 378	195 543	197 714
IGO _t	Prix du gasoil (FCFA/Tonne)	363 477	367 275	357 424	200 573	220 734	244 870
IGNL _t	Prix du Gaz naturel liquéfié	163 998	163 998	163 998	163 998	163 998	163 998
CI _t	Indice composite d'inflation	1,0000	0,9371	0,9521	0,8383	0,9071	0,9016
II _t	Index d'inflation	1,0000	0,9371	0,9521	0,8383	0,9071	0,9016

Tableau 3 : Variation des prix de combustibles et des indices de prix en 2020

Rubrique	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
Inflation locale	1,60%	0,93%	1,44%	3,60%	2,52%
Inflation étrangère	0,32%	0,13%	0,16%	0,41%	0,21%
Evolution taux de change	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Inflation Prix fuel oil 380 HTS	-19,80%	-14,89%	-44,55%	-26,87%	-28,16%
Inflation Prix fuel oil 380 BTS	-15,07%	-9,09%	-43,68%	-27,72%	-26,92%
Inflation Prix gasoil	1,04%	-1,67%	-44,82%	-39,27%	-32,63%
Inflation Prix du Gnl	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Indice composite d'inflation	-6,29%	-4,79%	-16,17%	-9,29%	-9,84%

b) Ventes d'énergie électrique

Les ventes d'énergie se chiffrent à 3 861,25 GWh, soit 57,6 GWh de moins par rapport à la référence de 3 918,85 GWh en 2019, correspondant à un écart de -1,47%. 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 -4,05% et -4,76%. Au niveau de la Basse Tension, les ventes réalisées dépassent les prévisions de 0,06%.

Les recettes qui résultent des ventes d'énergie réalisées en 2020 sont de 438,872 milliards de F CFA soit un écart de -2,060 milliards de FCFA par rapport aux prévisions de 440,832 milliards de FCFA, correspondant à léger décalage de 0,47%.

En considérant les niveaux de tension, le décalage des recettes par rapport à la référence est de -9,99% pour la Haute Tension et de -2,03% pour la Moyenne Tension. Pour la Basse Tension, les réalisations dépassent la référence de 1,05%.

La répartition des ventes d'énergie électrique et les recettes correspondantes en 2020 sont détaillées dans le tableau ci-après.

Tableau 4 : Ventes d'énergie et recettes en 2020

Rubrique	Prévisions		Réalizations		Ecart absolu		Ecart relatif	
	Ventes (GWh)	Recettes (milliards FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (milliards FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (milliards FCFA)	Ventes	Recettes
Basse Tension	2 507,20	286,638	2 509	289,656	1,58	3,017	0,06%	1,05%
Moyenne Tension	1 128,81	129,916	1 083	127,273	- 45,73	- 2,643	-4,05%	-2,03%
Haute tension	282,84	24,378	269	21,944	- 13,45	- 2,434	-4,76%	-9,99%
Total	3 918,85	440,932	3 861	438,872	- 57,60	- 2,060	-1,47%	-0,47%

c) Le facteur de correction des revenus

Le montant du Facteur de correction des revenus de 2020 est de -4,499 milliards de FCFA. Elle prend en compte les corrections relatives :

- à l'écart de revenus de 2019 de 1,380 milliards de FCFA ;
- à la variation du BFR de -644 millions de FCFA ;
- au niveau de réalisation des investissements de - 5,235 milliards de FCFA.

Le tableau ci-dessous présente le détail du facteur de correction de 2020

Tableau 5 : Facteur de correction des revenus de 2020 (en millions de FCFA)

Rubrique	Montant (milliards FCFA)
Rémunération de la variation du BFR	- 0,644
Variation amortissement base des actifs	- 2,232
Variation Rémunération base des actifs	- 3,003
correction écarts de revenus de l'année 2019	1,380
Facteur de correction des revenus	- 4,499

d) Incitations contractuelles et redevances

La norme de disponibilité et de sécurité (énergie non fournie) de l'année 2019 a été fixée par le Ministère en charge de l'Énergie à 1% des ventes de l'année. Au-delà de cette limite, une incitation contractuelle de 1 334 FCFA par kWh non fourni est appliquée à Senelec. Le montant total de cette incitation ne pourra pas dépasser 2% du chiffre d'affaires de l'année concernée.

Avec les ventes de 3 600,88 GWh réalisées par Senelec en 2019, la norme d'énergie non fournie est de 36,0088 GWh. La quantité d'énergie non fournie en 2019 est évaluée à 16,875 GWh. Ainsi, la norme est respectée et l'incitation contractuelle pour manquement à la norme de sécurité et de disponibilité à déduire du RMA en 2020 est nulle.

Les redevances intégrées dans le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020 sont évaluées à 4,191 milliards de FCFA. Elles concernent la redevance de régulation fixée à 1,868 milliards de FCFA ; la redevance RTS de 2,323 milliards FCFA et la dotation du Fonds de Préférence de l'Électricité d'un montant de 1,368 milliards FCFA.

e) Montant définitif du Revenu Maximum Autorisé en 2020

Le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2020, a été fixé par Décision n° 2021-08 du 19 février 2021 à 501,620 milliards de FCFA pour des ventes de 3 861,25 GWh.

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

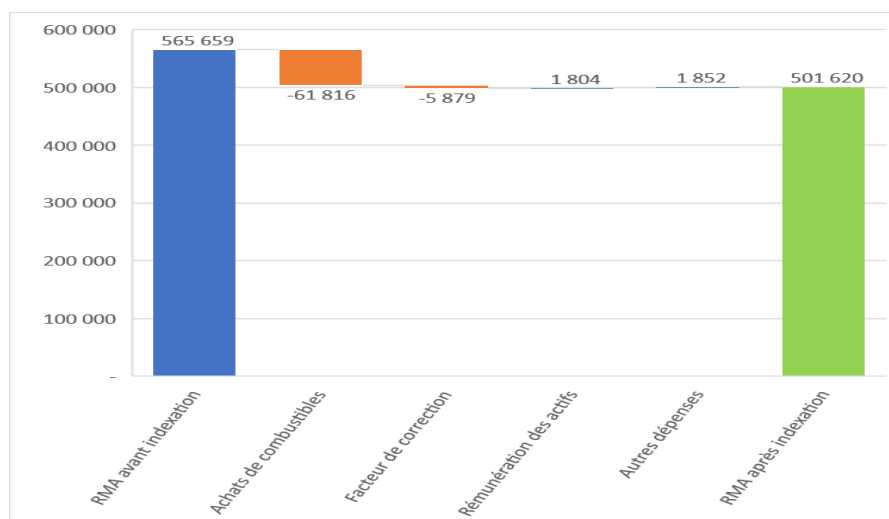
Cette baisse résulte particulièrement de la réduction des dépenses de combustibles.

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

Tableau 6 : Détails du Revenu Maximum autorisé de 2020 avant et après indexation

Rubrique	Référence (milliards de FCFA)	Indexé (milliards de FCFA)	Variation	
Achats de combustibles	213,849	152,033	- 61,816	-29%
Huiles et autres fourniture liées	2,238	2,260	0,023	1%
Dépenses variables d'achat d'énergie	53,116	52,407	- 0,709	-1%
Dépenses fixes d'achat d'énergie	79,809	79,964	0,156	0%
Dépenses de personnel	52,604	53,930	1,326	3%
Autres Achats consommés	12,725	12,854	0,129	1%
Transport Consommé	1,423	1,438	0,014	1%
Transport de combustible	10,568	10,676	0,107	1%
Services extérieurs	22,589	22,303	- 0,286	-1%
Amortissements	44,357	44,357	- 0,000	0%
Impôts et taxes	4,630	4,677	0,047	1%
Rémunération des actifs	71,544	73,348	1,804	3%
Autres charges	3,967	4,067	0,100	3%
Revenus non régulés	- 13,756	- 13,756	-	0%
Revenus Régulé Requis	559,664	500,559	- 59,105	-11%
Facteur de correction	1,380	- 4,499	- 5,879	
Incitation contractuelle	-	-	-	
Redevance RTS	1,379	2,323	0,944	
Redevance CRSE	1,868	1,868	-	
Dotation du Fonds de préférence	1,368	1,368	-	
Revenu Maximal Autorisé	565,659	501,620	- 64,039	-11%

Figure 1 : RMA de référence en RMA final en 2020 (millions FCFA)



2. Revenu Maximum Autorisé en 2021

Dans le cadre de la détermination du Revenu Maximum Autorisé en 2021, il a été constaté que la centrale Karpower initialement prévue pour fonctionner au Gnl à partir du deuxième semestre de l'année 2021 a continué à fonctionner au Fuel Lourd ; entraînant ainsi une modification sensible du schéma de production retenu dans les conditions tarifaires en vigueur.

Dans la mesure où Senelec n'a pas utilisé en 2021 du Gnl pour la production d'électricité, la prise en compte des prix du Gnl proposés par Senelec sur la base des prix du marché et le maintien de leurs impacts dans l'indexation du RMA conduiraient à intégrer dans le RMA des coûts ne tenant pas compte de l'adaptation du schéma de production. Dans ces conditions, Senelec aurait enregistré un surplus de revenus qui ne serait pas lié à une amélioration intrinsèque de sa productivité mais à des facteurs purement exogènes.

Etant donné que l'arrêté relatif à la structure des prix n'intègre pas celui du Gnl, la Commission a saisi le Ministre du Pétrole et des Energies aux fins de disposer des prix officiels. En retour, le Ministre a informé la Commission que le prix officiel à considérer dans l'attente de l'intégration du Gnl dans la structure officielle des prix est de 163 998 F CFA/1000m³. Ce prix correspond au prix de référence du Gnl en 2019.

Toutefois, la prise en compte de ce prix dans la détermination du RMA en 2021 ne permettrait pas de refléter intégralement l'inflation constatée sur le combustible utilisé à la place du Gnl ; alors que l'objet de l'indexation est de répercuter dans les revenus autorisés les baisses ou les augmentations notamment des coûts des combustibles utilisés pour éviter de prendre en compte dans les tarifs des coûts induits mais aussi de pénaliser l'opérateur de façon injustifiée.

Au vu de ces considérations, la Commission a procédé à la reclassification du facteur de pondération du Gnl en 2021 dans le facteur de pondération du Fuel Lourd BTS qui est le principal combustible de substitution.

La reclassification du facteur de pondération du Gnl se traduit ainsi par l'augmentation du facteur de pondération du Fuel lourd BTS qui passe de 0,16 à 0,35.

Le tableau suivant indique les facteurs de pondération après la reclassification du Gnl.

Tableau 7 : Facteurs de pondération en 2021

Facteurs de pondération		2020	2021	2022
Inflation locale	α	0,28	0,29	0,28
Inflation étrangère	β	0,07	0,08	0,08
Inflation combustibles	γ	0,37	0,32	0,28
Charges non indexées	Δ	0,27	0,31	0,37
Fuel lourd 380 HTS	a	0,85	0,63	0,35
Fuel lourd 380 BTS	b	0,09	0,35	0,65
Gasoil	c	0,06	0,02	0,00
Gaz naturel liquéfié	d	0,00	0,00	0,00

a) L'indice composite d'inflation

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) en 2021 est déterminé en considérant les moyennes des prix des combustibles et des indices de prix entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2021.

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) constaté à la fin de l'année 2021 est de 1,0280 ; soit une augmentation de 2,8% par rapport à son niveau de 2019 qui est l'année de référence pour la période tarifaire en cours.

Cette augmentation du niveau de l'indice composite s'explique par les variations sensibles des prix des produits pétroliers. En effet, les prix moyens constatés pour les fuels lourds HTS et BTS en 2021, s'élèvent respectivement à 273 695 FCFA/Tonne et 282 119 FCFA/Tonne contre des prix de référence de 262 375 FCFA/Tonne et 270 549 FCFA/Tonne soit des augmentations respectives de 4,31% et 4,28% par rapport à 2019. Au même moment, le prix du gasoil est de 332 370 FCFA/Tonne contre une référence de 363 477 FCFA/T soit une baisse de 8,56% par rapport à 2019.

L'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation au Sénégal (IHPC), référence pour l'inflation locale, et l'Indice des Prix à la Consommation en France, référence pour l'inflation étrangère, ont progressé respectivement de 4,76% et 1,76% par rapport à 2019.

Concernant le Gaz Naturel Liquéfié (Gnl), le prix de référence de 163 998/1000m³ en 2019 est considéré.

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 2021.

Tableau Erreur ! Signet non défini. : Prix des combustibles et les indices d'inflation en 2021

Rubrique		Référence	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
		(2019)					
IHPC _t	Indice d'inflation locale	104,7583	109,0667	107,0667	107,5333	111,6667	109,7417
IPC _t	Indice d'inflation étrangère	103,7683	103,9000	104,4567	105,2733	105,9100	105,5992
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 (FCFA/Tonne)	262 375	192 137	230 856	266 897	284 641	273 695
IFOb _t	Prix du fuel oil 380 BTS (FCFA/Tonne)	270 549	197 691	238 073	274 653	293 016	282 119
IGO _t	Inflation Prix gasoil (FCFA/Tonne)	363 477	208 794	266 463	315 828	346 884	332 370
IGNLt	Prix du Gaz naturel liquéfié	163 998	163 998	163 998	163 998	163 998	163 998
CI _t	Indice composite d'inflation	1,0000	0,9420	0,9750	1,0121	1,0416	1,0280
II_t	Index d'inflation	1,0000	0,9420	0,9750	1,0121	1,0416	1,0280

Tableau Erreur ! Signet non défini. : Variation des prix des combustibles et des indices de prix en 2021

Rubrique	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
Inflation locale	4,11%	2,20%	2,65%	6,59%	4,76%
Inflation étrangère	0,13%	0,66%	1,45%	2,06%	1,76%
Evolution taux de change	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Inflation Prix fuel oil 380 HTS	-26,77%	-12,01%	1,72%	8,49%	4,31%
Inflation Prix fuel oil 380 BTS	-26,93%	-12,00%	1,52%	8,30%	4,28%
Inflation Prix gasoil	-42,56%	-26,69%	-13,11%	-4,57%	-8,56%
Inflation Prix du Gnl	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Indice composite d'inflation	-5,80%	-2,50%	1,21%	4,16%	2,80%

b) Ventes d'énergie électrique

Les ventes d'énergie électrique sont de 4 141,78 GWh, soit 185,89 GWh de moins par rapport à la référence de 2019, correspondant à un écart de -4,30%. 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 -10,02% et -12,28%. Elle résulte essentiellement des décalages notés dans la mise en service de projets ayant une forte demande en énergies en notamment le Train Express Régional (Ter) et la fourniture d'eau potable. Au niveau de la Basse Tension les ventes réalisées baissent de 0,2% par rapport aux prévisions.

Les recettes résultant des ventes réalisées en 2021, avec les tarifs en vigueur, sont de 467,607 milliards de F CFA soit un écart de -13,401 milliards de FCFA par rapport aux prévisions de 481,009 milliards

de FCFA, correspondant à un décalage de -2,79%. En considérant les niveaux de tension, le décalage des recettes par rapport à la référence est de -13,98% pour la Haute Tension et de -9,12% pour la Moyenne Tension. Pour la Basse Tension le revenu augmente de 1,76%.

Tableau 8 : Ventes d'énergie et recettes en 2021

Rubrique	Prévisions		Réalizations		Ecart absolu		Ecart relatif	
	Ventes (GWh)	Recettes (milliards FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (milliards FCFA)	Ventes (GWh)	Recettes (milliards FCFA)	Ventes	Recettes
Basse Tension	2 629,13	297,820	2 624	303,067	- 5,32	5,248	-0,20%	1,76%
Moyenne Tension	1 237,33	143,107	1 113	130,060	- 123,95	13,047	-10,02%	-9,12%
Haute tension	461,22	40,082	405	34,480	- 56,63	5,603	-12,28%	-13,98%
Total	4 327,67	481,009	4 142	467,607	- 185,89	13,401	-4,30%	-2,79%

c) Le facteur de correction

Le montant du Facteur de correction des revenus de 2021 est de 4,912 milliards de FCFA. Il prend en compte les éléments suivants :

- l'écart de revenus de 2020, d'un montant de 22,603 milliards de FCFA ;
- la rémunération de la variation du BFR de 187 millions de FCFA ;
- la correction concernant le niveau de réalisations des investissements en 2020 et les données provisoires en 2021 pour un montant de 17,877 milliards de FCFA.

Tableau 9 : Facteur de correction des revenus en 2021 (milliards FCFA)

Rubrique	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
Rémunération de la variation du BFR	- 0,301	- 0,042	0,250	0,482	0,187
Variation amortissement base des actifs	- 2,232	- 2,232	- 2,232	- 3,645	- 5,170
Variation Rémunération base des actifs	- 5,875	- 5,875	- 5,875	- 8,677	- 9,852
Ecart de revenus de l'année 2020	22,603	22,603	22,603	22,603	22,603
Ajustement de l'écart de revenus de l'année 2020 résultant de la correction définitive des investissements	-	-	-	- 2,855	- 2,855
Facteur de correction des revenus de Senelec	14,194	14,454	14,746	7,907	4,912

d) Les incitations contractuelles et les redevances

Avec les ventes de 3 861,25 GWh réalisées par Senelec en 2020, la norme d'énergie non fournie est de 38,6125 GWh.

Sur la base des données provisoires transmises par Senelec, la quantité d'énergie non fournie en 2020 est estimée à 15,4 GWh correspondant à 0,38% des ventes. Sur cette base, la Commission considère que la norme est respectée. Ainsi, l'incitation contractuelle pour manquement à la norme de sécurité et de disponibilité à déduire du Revenu Maximum Autorisé de 2021 est nulle.

Les redevances intégrées dans le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2021 sont de 5,455 milliards de FCFA. Elles se décomposent comme suit :

- la redevance de régulation fixée à 1,967 milliards de FCFA ;
- la redevance RTS évaluée à 2,028 milliards de FCFA ;
- la dotation du Fonds de Préférence de l'Electricité d'un montant de 1,460 milliards de FCFA.

e) Montant définitif du Revenu Maximum Autorisé en 2021

Le Revenu Maximum Autorisé final de Senelec en 2021 a été fixé par Décision n°2022-16 du 25 avril 2022 à 622,890 milliards de FCFA pour des ventes de 4 141,78 GWh.

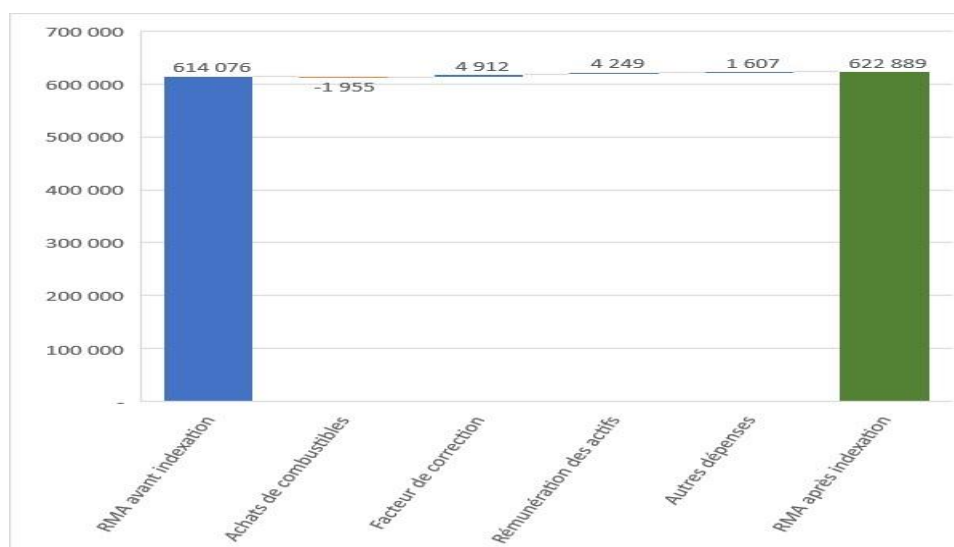
Par rapport à son niveau de référence d'un montant de 608,787 milliards de FCFA, le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2021 a augmenté de 3,512 milliards de FCFA correspondant à une variation de 1%.

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

Tableau 10 : Détails du Revenu Maximum Autorisé de 2021 avant et après indexation

Rubrique	Référence (milliards FCFA)	Indexé (milliards FCFA)	Variation	
Combustibles	199,007	197,052	- 1,955	-1%
Huiles et autres fourniture liées	1,622	1,627	0,004	0%
Dépenses variables d'achat d'énergie	64,634	62,578	- 2,056	-3%
Dépenses fixes d'achat d'énergie	103,202	103,756	0,554	1%
Salaires de personnel	54,060	56,631	2,572	5%
Matériels consommés	14,150	14,187	0,036	0%
Énergie consommée	1,931	1,936	0,005	0%
Coût de combustible	9,753	9,778	0,025	0%
Services extérieurs	25,563	25,629	0,066	0%
Impôts et taxes	51,662	51,662	0,000	0%
Autres taxes	4,778	4,790	0,012	0%
Amortissement des actifs	89,312	93,561	4,249	5%
Autres charges	3,779	3,959	0,180	5%
Charges non régulés	- 14,668	- 14,668	-	0%
Montant Régulé Requis	608,787	612,478	3,512	1%
Facteur de correction	-	4,912	4,912	
Coût contractuelle	-	-	-	
Coût RTS	1,850	2,072	0,222	
Coût CRSE	1,957	1,967	0,010	
Dotation du Fonds de préférence	1,482	1,460	- 0,022	
Maximal Autorisé	614,076	622,890	8,814	1%

Figure 2 : RMA de référence et RMA final en 2021 (millions FCFA)



3. Eléments Relatifs au Revenu Maximum Autorisé en 2022

Dans le cadre de ce bilan, le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2022 est évalué en considérant les prix des combustibles publiés jusqu'à fin juillet 2022 et les niveaux de ventes prévus dans le budget 2022 de Senelec. La reclassification du facteur de pondération du Gnl dans le facteur de pondération du Fuel Lourds BTS retenue en 2021 est également maintenue.

Le tableau suivant indique les facteurs de pondérations après la reclassification du Gnl.

Tableau 11 : Facteurs de pondération en 2022

Facteurs de pondération		2020	2021	2022
Inflation locale	α	0,28	0,29	0,28
Inflation étrangère	β	0,07	0,08	0,08
Inflation combustibles	γ	0,37	0,32	0,28
Charges non indexées	Δ	0,27	0,31	0,37
Fuel lourd 380 HTS	a	0,85	0,63	0,35
Fuel lourd 380 BTS	b	0,09	0,35	0,65
Gasoil	c	0,06	0,02	0,00
Gaz naturel liquéfié	d	0,00	0,00	0,00

a) L'indice composite d'inflation

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) en 2022 est déterminé en considérant les moyennes des prix des combustibles et des indices de prix publiés jusqu'au mois de juillet. Les publications du mois de juillet sont maintenues pour le reste de l'année.

Le niveau de l'indice composite d'inflation (CI) qui en découle est de 1,1857, soit une augmentation de 18,57% par rapport à la référence de 2019.

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 2022.

Tableau 12 : Prix des combustibles et les indices d'inflation estimés en 2022

Rubrique		Référence	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
		(2019)					
IHPC _t	Indice d'inflation locale	104,7583	112,7000	113,5667	115,9000	113,5000	114,1167
IPC _t	Indice d'inflation étrangère	103,7683	106,7567	108,3800	110,9800	109,7000	109,6900
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 (FCFA/Tonne)	262 375	314 652	340 390	457 965	412 524	409 859
IFOB _t	Prix du fuel oil 380 BTS (FCFA/Tonne)	270 549	325 223	351 242	468 779	429 056	423 321
IGO _t	Inflation Prix gasoil (FCFA/Tonne)	363 477	405 818	453 568	724 312	834 058	712 485
IGNLt	Prix du Gaz naturel liquéfié	163 998	163 998	163 998	163 998	163 998	163 998
CI _t	Indice composite d'inflation	1,0000	1,0791	1,1095	1,2393	1,1889	1,1857
II_t	Index d'inflation	1,0000	1,0791	1,1095	1,2393	1,1889	1,1857

Tableau 13 : Variation des prix des combustibles et des indices de prix en 2022

Rubrique	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
Inflation locale	7,58%	8,41%	10,64%	8,34%	8,93%
Inflation étrangère	2,88%	4,44%	6,95%	5,72%	5,71%
Evolution taux de change	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Inflation Prix fuel oil 380 HTS	19,92%	29,73%	74,55%	57,23%	56,21%
Inflation Prix fuel oil 380 BTS	20,21%	29,83%	73,27%	58,59%	56,47%
Inflation Prix gasoil	11,65%	24,79%	99,27%	129,47%	96,02%
Inflation Prix du Gnl	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Indice composite d'inflation	7,91%	10,95%	23,93%	18,89%	18,57%

b) Ventes d'énergie électrique

Les ventes d'énergie électrique de référence de l'année 2022, retenues dans la détermination des conditions tarifaires de la période 2020-2022, s'élèvent à 4 682,80 GWh pour des recettes à percevoir de 517,108 milliards de F CFA avec les tarifs en vigueur.

Les ventes d'énergie électrique prévues par Senelec en 2022 s'élèvent à 4 662,93 GWh, soit 0,42 GWh de moins par rapport aux ventes de référence.

La répartition de ces ventes par niveau de tension est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 14 : Prévisions de ventes d'énergie en 2022

Rubrique	Ventes de référence (GWh)	Ventes prévues (GWh)	Ecart
Basse Tension	2 835,11	2 760,73	-3%
Moyenne Tension	1 342,39	1 180,68	-12%
Haute tension	505,30	721,52	43%
Total	4 682,80	4 662,93	-0,42%

c) Le Facteur de correction

Le montant du Facteur de correction des revenus de 2022 est évalué à - 25,575 milliards de FCFA. Il ne prend pas en compte les réalisations définitives de 2021 et 2022. Il est détaillé comme suit :

- l'écart de revenus de 2021 d'un montant de - 11,570 milliards de FCFA ;
- la rémunération de la variation du BFR de 1,675 milliards de FCFA ;
- la correction concernant le niveau de réalisations des investissements en 2020 et les données provisoires en 2021 pour un montant de 15,680 milliards de FCFA.

Tableau 15 : Facteur de correction des revenus en 2021 (milliards FCFA)

Rubrique	1er janvier	1er avril	1er juillet	1er octobre	Final
Rémunération de la variation du BFR	0,734	0,987	2,070	1,755	1,675
Variation amortissement base des actifs	- 5,170	- 5,170	- 5,170	- 5,170	- 5,170
Variation Rémunération base des actifs	- 10,510	- 10,510	- 10,510	- 10,510	- 10,510
Ecart de revenus de l'année 2020	- 11,570	- 11,570	- 11,570	- 11,570	- 11,570
Facteur de correction des revenus de Senelec	- 26,516	- 26,263	- 25,180	- 25,495	- 25,575

d) Les incitations contractuelles et les redevances

Avec les ventes de 4 141,78 GWh réalisées par Senelec en 2021, la norme d'énergie non fournie est de 41,41 GWh.

Sur la base des données provisoires transmises par Senelec, la quantité d'énergie non fournie en 2021 est estimée à 13,63 GWh correspondant à 0,32% des ventes. Sur cette base, la Commission considère que la norme est respectée. Ainsi, l'incitation contractuelle pour manquement à la norme de sécurité et de disponibilité à déduire du Revenu Maximum Autorisé de 2022 est nulle.

Le montant total des redevances à intégrer dans le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2022 est évalué à 5,220 milliards de FCFA.

e) Montant estimé du Revenu Maximum Autorisé en 2022

Le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2022 est évalué à 748,650 milliards de FCFA pour des ventes de 4 662,93 GWh.

Par rapport à son niveau de référence d'un montant de 656,107 milliards de FCFA le Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2022 a augmenté de 92,543 milliards de FCFA correspondant à une variation relative de 14%.

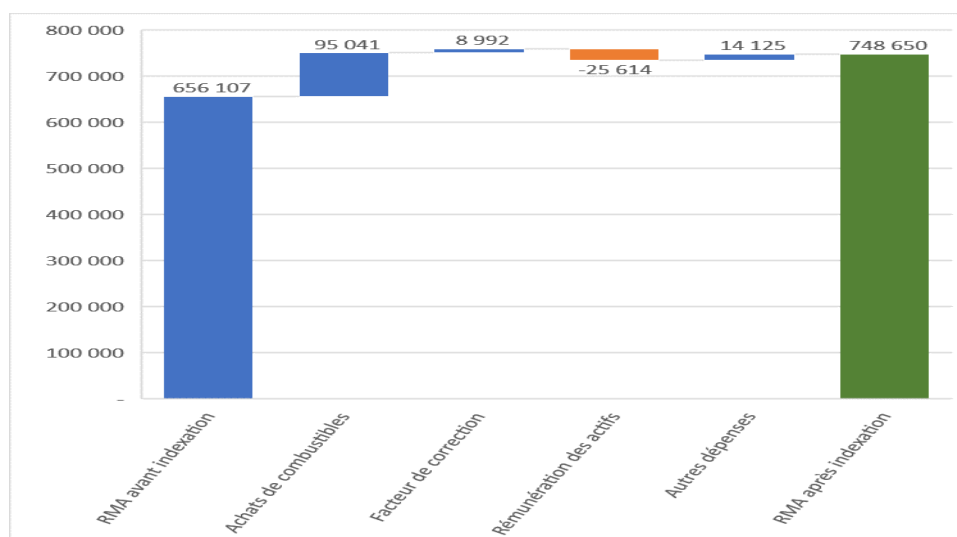
Le tableau ci-après présente le détail des rubriques du RMA estimé de 2022 avant et après indexation.

Tableau 16 : Détails du Revenu Maximum Autorisé de 2022 avant et après indexation

Rubrique	Référence (milliards FCFA)	Indexé (milliards FCFA)	Variation	
Achats de combustibles	184,376	279,417	95	52%
Huiles et autres fourniture liées	1,302	1,412	0	8%
Dépenses variables d'achat d'énergie	69,565	71,879	2	3%
Dépenses fixes d'achat d'énergie	142,896	144,720	2	1%
Dépenses de personnel	55,106	60,029	5	9%
Autres Achats consommés	14,219	15,423	1	8%
Transport Consommé	1,922	2,085	0	8%
Transport de combustible	4,181	4,535	0	8%
Services extérieurs	25,815	27,172	1	5%
Amortissements	57,696	57,696	-	0%
Impôts et taxes	4,855	5,266	0	8%
Rémunération des actifs	100,653	109,644	9	9%
Autres charges	3,544	3,861	0	9%
Revenus non régulés	- 14,094	- 14,094	-	0%
Revenus Régulé Requis	652,035	769,044	117	18%
Facteur de correction	-	- 25,614	- 25,614	
Incitation contractuelle	-	-	-	
Redevance RTS	0,802	1,709	0,907	
Redevance CRSE	1,993	1,975	- 17,950	
Dotation du Fonds de préférence	1,277	1,536	0,259	
Revenu Maximal Autorisé	656,107	748,650	92,543	14%

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 2020-2022.

Figure 3 : RMA de référence et RMA final estimé en 2022 (millions FCFA)



III. Couverture des revenus de la période 2020-2022

Les Revenus Maximum Autorisés à Senelec en 2020 et 2021 s'élèvent à 1 124, 509 milliards de FCFA pour des ventes cumulées de 8 003 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.

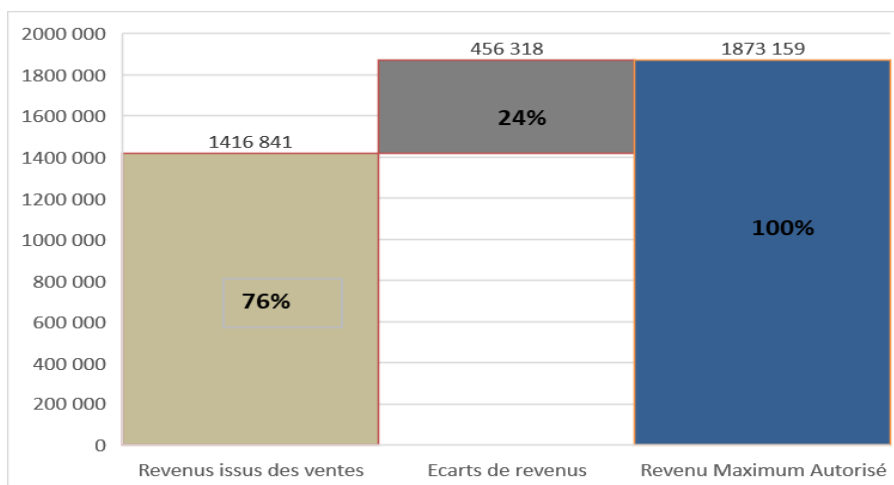
En 2020 et 2021, les revenus de Senelec issus des ventes avec les tarifs en vigueur se sont élevés à 906,479 milliards de FCFA correspondant à 81% des revenus autorisés. Les compensations de revenus décidées par le Gouvernement sur la période se chiffrent à 218,031 milliards de FCFA.

En 2022, le Revenu Maximum Autorisé est évalué à 748,650 milliards de FCFA pour des ventes de 4 663 GWh. Les revenus issus des ventes sont estimés à 510,362 milliards de FCFA soit 68% du Revenu Maximum Autorisé. L'écart entre le Revenu Maximum Autorisé et les revenus issus des ventes est ainsi estimé à 238,287 milliards de FCFA.

Il convient de noter que lors des indexations aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril et du 1^{er} juillet 2022, le Gouvernement a décidé de payer à Senelec des compensations d'un montant total de 203,715 milliards de FCFA au titre de l'année 2022 pour maintenir les tarifs à leur niveau actuel.

Ainsi, sur la période 2020-2022, le montant total des compensations devrait s'établir à 456,318 milliards de FCFA.

Figure 4 : Modalités de couverture des revenus autorisés sur la période 2020-2022 (en millions de FCFA)



CHAPITRE 2. SYNTHÈSE DU BILAN DES ACTIVITÉS DE SENELEC

Senelec a soumis à la Commission le rapport, joint en Annexe 2, présentant le bilan de son activité en 2020, les réalisations provisoires de 2021 et les données budgétaires de 2022. Ces chiffres sont présentés tels que fournis par Senelec.

La synthèse du bilan 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.

I. Situation de la Production

La production d'énergie électrique au Sénégal est assurée par les unités thermiques et les énergies renouvelables. La période a été marquée par une croissance des capacités de production pour satisfaire la demande, avec :

- la mise en service des centrales solaires de Touba et de Kahone ;
- la mise en service de la centrale dual fioul (HFO/GNL) de Malicounda ;
- l'augmentation de la production de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye ;
- l'augmentation de la location de Karpower (HFO/GNL) ;
- le retour de la centrale à charbon de Sendou ;
- la mise en service de la centrale hydroélectrique de GOUINA.

1. L'évolution de la capacité

La capacité installée du parc de production est passée de 1 435,99 MW en 2019 à 1 616,41 MW en 2021 et devrait atteindre 1 732,41 MW en 2022, soit une croissance globale de 296,42 MW sur la période 2020-2022.

L'évolution du parc de production sur la période 2020-2022 s'explique par :

- la capacité additionnelle de la location Karpower de 50 MW en 2020 et de 100 MW en 2021 ;
- la mise en service des centrales solaires de Touba de 25 MW et de Kahone de 35 MW en 2021 ;
- l'augmentation de puissance de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye.

Par rapport à la capacité installée projetée sur le Réseau Interconnecté (RI) de 1 396,50 MW en 2020, un léger dépassement de 1,19 % soit 16,6 MW a été enregistré.

Sur le Réseau Interconnecté (RI), un retard par rapport aux projections est noté. Le décalage est de 9,35% en 2020 correspondant 157,1 MW et de 5,06% en 2021 soit 87,3 MW.

Par ailleurs, il apparaît au niveau du Réseau Non Interconnecté (RNI) un dépassement des projections de 13% en 2020 et de 48% pour 2021 et 2022.

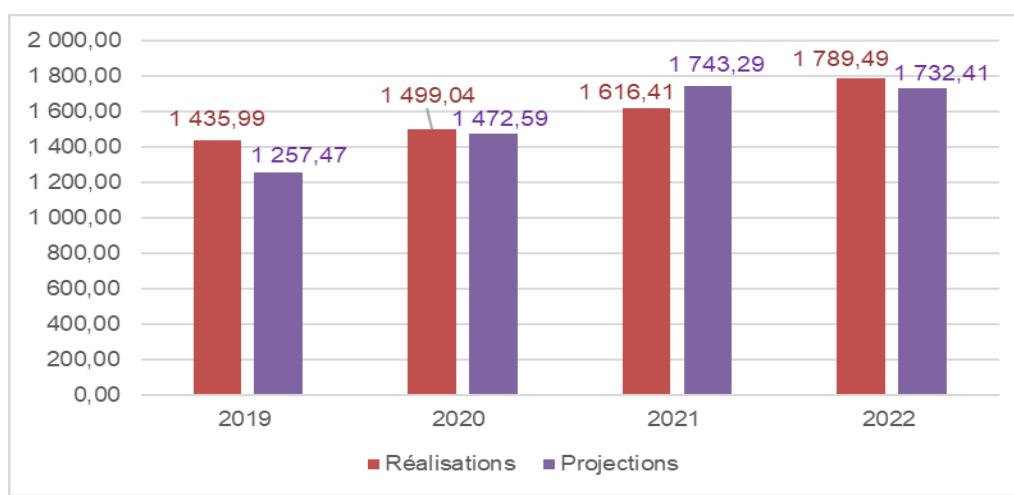
Globalement sur la période 2020-2022, un retard de 157,51 MW est constaté par rapport aux projections, soit 3,15%.

Cette situation résulte essentiellement :

- du retard noté dans la mise en service de Karpower GNL et de la centrale de Malicounda ;
- de l'absence des importations en provenance de la Mauritanie ;
- du retard noté dans la réalisation de la liaison du RI au RNI pour le raccordement des autres centres isolés.

Les graphiques ci-dessous présentent une synthèse de l'évolution de la capacité installée et de la capacité assignée sur la période 2020-2022.

Figure 5 : Evolution Puissance Installée (MW)



Sur la période 2020-2022, la puissance assignée (puissance exploitable) est passée de 1 261 MW en 2019 à 1 350,23 MW en 2021 et devrait atteindre 1 613,23 MW en 2022, soit une croissance globale de 352,23 MW.

Toutefois, la puissance assignée réalisée a connu une baisse de 408,75 MW sur la période par rapport aux projections et correspondant à 9,06%.

Figure 6 : Evolution Puissance Assignée (MW)

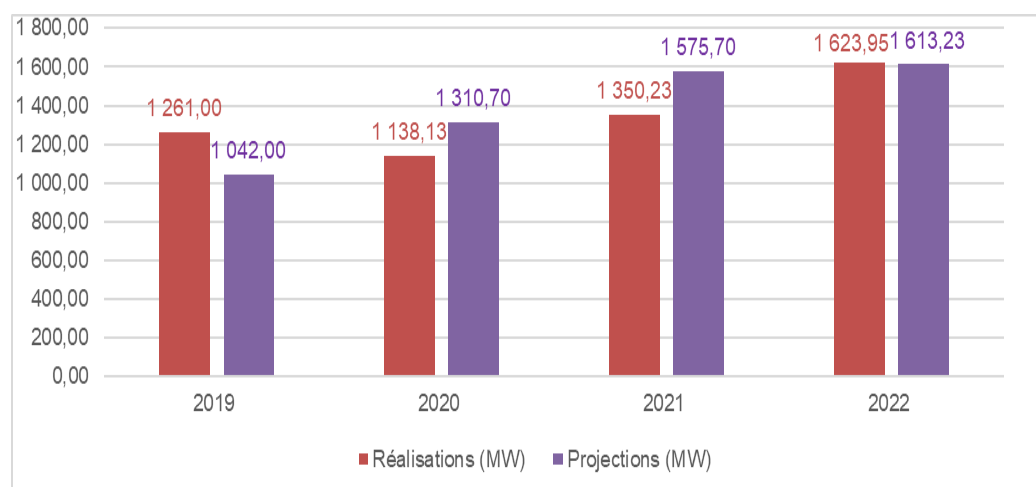
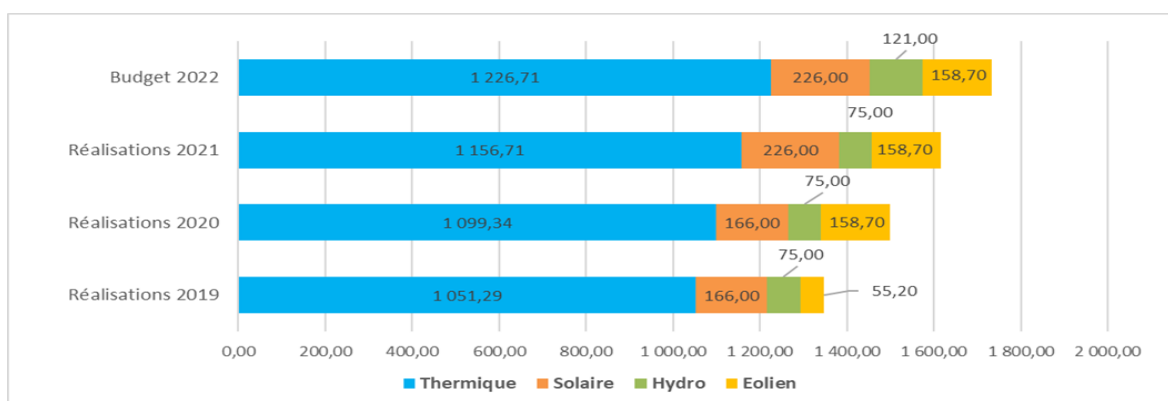


Tableau 17 : Synthèse de l'évolution des puissances installées et assignées

Rubrique		2019	2020	2021	2022	TCAM	VAR 2020-2022
Puissance installée	Réalisations (MW)	1435,99	1499,04	1616,41	1789,49	8%	25%
	Projections (MW)		1472,59	1743,29	1732,41	6%	21%
	Ecarts réalisations et projections		26,45	-126,88	57,08		
			102%	93%	103%		
Puissance assignée	Réalisations (MW)	1 261,00	1138,13	1350,23	1623,95	9%	29%
	Projections (MW)		1310,70	1575,70	1613,23	9%	28%
	Ecarts réalisations et projections		-172,57	-225,47	10,72		
			87%	86%	101%		

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

Figure 7 : Evolution de la structure du parc de production selon la technologie



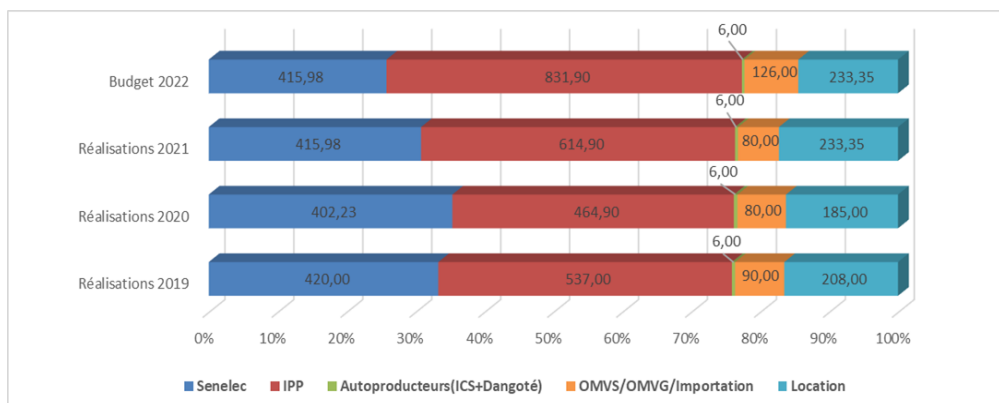
L'hégémonie des unités thermiques a connu des reculs successifs durant la période 2020-2022. Leur poids dans le parc est passé de 97% de la puissance totale assignée en 2020 à 86% en 2021 et devrait aller jusqu'à 76 % en 2022.

Les centrales de production indépendante occupent une place de plus en plus importante dans le parc. Leur poids est passé de 43% de la puissance assignée en 2019 à 46% en 2021 et devrait atteindre 52% en 2022.

La location de capacités temporaires est aussi relativement importante et représente 16% de la puissance assignée en 2019 et 17% en 2021.

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

Figure 8 : Evolution de la structure du parc selon la nature du producteur



2. La disponibilité et l'utilisation

La disponibilité de la puissance assignée a connu une baisse sur la période 2020 -2022. En effet, les réalisations sont en retard par rapport aux projections à l'exception de 2020 pour des raisons plus liées à la faible disponibilité de la centrale à charbon de Sendou qui était de 14% en 2021 et 13,52% attendus en 2022.

Pour 2020, le taux de disponibilité réalisé de l'ensemble du parc était de 89% contre une projection de 86%, ce qui correspond à une performance de 3 points par rapport aux projections.

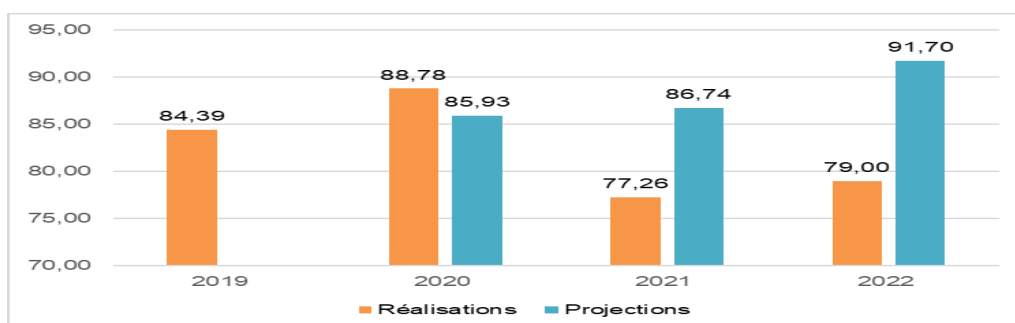
En 2021, le taux de disponibilité est environ à 77% contre une projection de 87%, correspondant à un retard de 10 points par rapport aux projections.

Concernant l'année 2022, le taux de disponibilité attendu est de 79% contre 92% projeté, soit un retard de 13 points par rapport aux projections.

Pour les centrales énergies renouvelables des taux de disponibilité de 100% sont considérés en rapport avec l'obligations d'achat de l'intégralité de la productible.

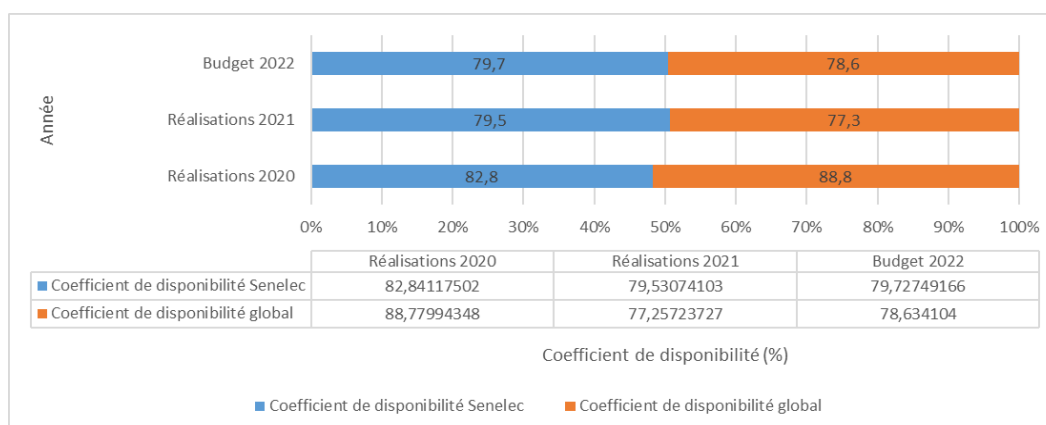
Il convient de noter également que les variations des taux de disponibilité des centrales propres de Senelec s'expliquent par des contraintes telles que la précarité dans l'approvisionnement en combustible, l'indisponibilité des tranches vapeur pendant la période de forte charge ainsi que l'indisponibilité aléatoire des groupes 301 et 303.

Figure 9 : Comparaison des taux de disponibilité des réalisations par rapport aux projections



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



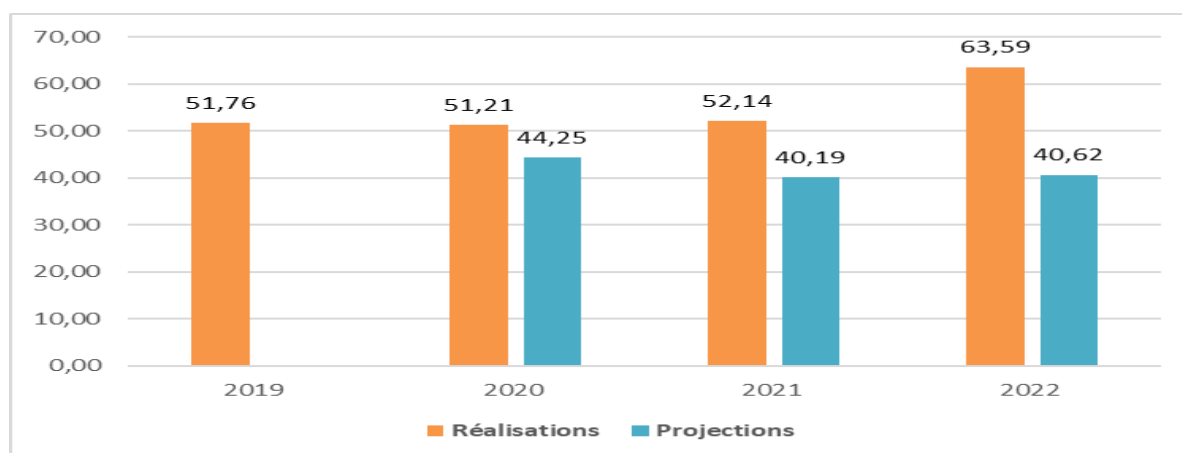
L'augmentation de la puissance assignée et la baisse du taux de disponibilité ont entraîné une légère croissance du taux d'utilisation de la puissance disponible sur la période. En 2020, le taux d'utilisation de la puissance assignée est de 51%, 52% en 2021 et 64% en 2022. Ces taux d'utilisation sont supérieurs aux projections.

Pour les centrales aux énergies renouvelables, le taux d'utilisation est de 100% eu égard à l'obligation d'achat.

Tableau 18 : Synthèse de l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation

Rubrique		2019	2020	2021	2022	TCAM	VAR 2020-2022
Coefficient de disponibilité	Réalisations (%)	84,39	88,78	77,26	79,00	-2%	-6%
	Projections (%)		85,93	86,74	91,70	3%	109%
	Ecarts réalisations et projections		2,85	-9,48	-12,70		
			103%	89%	86%		
Coefficient d'utilisation	Réalisations (%)	51,76	51,21	52,14	63,59	7%	23%
	Projections (%)		44,25	40,19	40,62	-8%	-22%
	Ecarts réalisations et projections		6,96	11,95	22,97		
			116%	130%	157%		

Figure 10 : Evolution Coefficient d'Utilisation par rapport aux prévisions



3. L'évolution de la production d'électricité

La production nette du RI, énergie livrée au réseau, a connu une régression moyenne annuelle de 11%, en passant de 1 894,19 GWh en 2019 à 1 334,82 GWh prévus en 2022, correspondant à une baisse globale de 30% sur la période. Par rapport à 2019, la production nette du RI a baissé en passant respectivement de 1 707,22 GWh en 2020 à 1 594,91 GWh en 2021.

La production nette du RNI qui était de 193,51 GWh en 2019 a progressivement baissé sur la période 2020-2022 et devrait atteindre 59,19 GWh en 2022, soit une réduction de 69%. La production nette du RNI en 2020 et 2021 est respectivement de 164,34 GWh et 168,15 GWh.

Cette évolution de la production totale découle principalement du fait d'une croissance annuelle moyenne de 21% des achats d'énergie (IPP, location, auto-producteurs, Manantali et Félou) qui compense une baisse moyenne annuelle de 13% 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 passée de 39% en 2020 à 34% en 2021 et devrait baisser jusqu'à 25% en 2022. Cette réduction de la contribution de Senelec se voit compenser par une hausse des achats d'énergie qui passe de 61% en 2020 à 75% en 2022. Ce recul s'explique notamment par l'absence de nouvelle capacité propre à Senelec.

En 2021, 74% des achats d'énergie proviennent des centrales hydroélectriques (Manantali, Félou) et des centrales IPP thermiques. En 2022, ces mêmes centrales devront fournir environ 51% des achats d'énergie. Cette baisse de la production devra être compensée par le retour de la centrale à charbon de Sendou.

Pour la production solaire photovoltaïque, sa part dans la production totale qui était de 11% a légèrement varié dans la période 2020-2022. Elle est passée de 8% en 2020, 10% en 2021 et 11% en 2022.

Tableau 19 : Evolution de l'Energie nette livrée de Senelec et des achats d'énergie

Production nette	2019		2020		2021		2022		TCMA	VAR 2020-2022
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%		
Réseau Interconnecté	4 179,13	95%	4 549,32	95%	4 879,92	95%	5 469,63	99%	9%	31%
Senelec	1 894,19	43%	1 707,22	36%	1 594,91	31%	1 334,82	24%	-11%	-30%
TAV	281,96	6%	48,32	1%	15,43	0%	-	0%	-100%	-100%
TAG	40,91	1%	8,14	0%	8,81	0%	-	0%	-100%	-100%
DIESEL	1 554,74	35%	1 610,15	34%	1 533,02	30%	1 291,26	23%	-6%	-17%
CICAD SOLAIRE	2,94	0%	3,26	0%	2,31	0%	2,75	0%	-2%	-6%
SOLAIRE DIASS	13,64	0%	37,35	1%	35,34	1%	40,81	1%	44%	199%
Achats d'Energie	2 284,95	52%	2 842,10	60%	3 285,01	64%	4 134,81	75%	22%	81%
Réseau Non Interconnecté	222,57	5%	226,71	5%	249,61	5%	69,93	1%	-32%	-69%
Senelec	193,51	4%	164,34	3%	168,15	3%	59,19	1%	-33%	-69%
Achats d'Energie	29,06	1%	62,38	1%	81,47	2%	10,74	0%	-28%	-63%
		0%								
Sous-total Senelec	2 087,70	47%	1 871,55	39%	1 763,06	34%	1 394,01	25%	-13%	-33%
Sous-total Achats	2 314,00	53%	2 904,48	61%	3 366,48	66%	4 145,55	75%	21%	79%
Total (Energie livrée)	4 401,71	100%	4 776,03	100%	5 129,54	100%	5 539,56	100%	8%	26%

Tableau 20 : Analyse comparative des réalisations de la production nette et l'énergie livrée

Rubrique		2019	2020	2021	2022	TCAM*	VAR 2020-2022
Production nette Senelec	Réalisations (GWh)	2087,70	1871,55	1763,06	1394,01	-13%	-33%
	Projections (GWh)		2200,49	1804,27	1781,00	-5%	-15%
	Ecarts réalisations et projections		-328,93	-41,21	-387,00		
			85%	98%	78%		
Achats d'Energie	Réalisations (GWh)	2 314,00	2904,48	3366,48	4145,55	21%	79%
	Projections (GWh)		2506,21	3311,98	3728,03	17%	61%
	Ecarts réalisations et projections		398,27	54,50	417,52		
			116%	102%	111%		
Energie livrée au réseau	Réalisations (GWh)	4 401,71	4776,03	5129,54	5539,56	8%	26%
	Projections (GWh)		4706,69	5116,25	5509,04	8%	25%
	Ecarts réalisations et projections		69,34	13,29	30,52		
			101%	100%	101%		

Par rapport aux projections, la production des centrales de Senelec est en retard sur toute la période. En 2020 un manque de 328,93 GWh a été noté, puis 41,21GWh en 2021 et devrait atteindre 387 GWh en 2022.

S'agissant des achats d'énergie, les réalisations ont largement dépassé les projections, soit une quantité d'énergie de 398,27 GWh en 2020, 54,5 GWh en 2021. Elles devraient passer à 417,52 GWh en 2022.

II. 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 656,26 km à fin 2021. Il comprend :

- 264,11 km de lignes 90 kV ;
- 392,15 km de lignes 225 kV ; et
- 29 postes de transformation HTB/HTA dont les 5 postes de l'OMVS et les 2 postes de l'OMVG.

En 2020 et 2021 plusieurs réalisations ont été notées dont :

- le remplacement et la mise en service du transformateur TR3 du poste de HANN (90/30 kV, 80 MVA) à la suite de l'avarie du transformateur existant ;
- l'extension du poste 225kV de Kaolack ;
- la mise en service de la ligne 225kV Tobène - Thiès et Diass mise en exploitation en 2020 qui permet le premier bouclage sur la partie 225 kV du RI de Senelec (Postes Tobène, Thiès, Diass, Bargny, Diamniadio et Kounoune) ;
- la mise en service des lignes 225kV Kaolack-Soma et Kaolack Tambacounda dans le cadre du Projet OMVG, avec des puissances réactives respectives de 23,6 MVAR et 51 MVAR ;
- la mise en service des postes de l'OMVG : Kaolack, Tambacounda et Soma ;
- la réhabilitation du réseau HTA de Tambacounda pour l'amélioration de la qualité de service;
- l'extension des postes 225/30kV de Fatick et 225/30kV de Malicounda ;
- la réalisation du poste 90/30kV de Kounoune
- l'installation d'un nouveau transformateur 225/90/30 kV d'une puissance de 125 MVA au Poste de Kounoune, dans le cadre des projets de la cellule du pôle 2020 ;
- l'augmentation de la puissance installée au poste de Thiona par le remplacement du transformateur N°1 40 MVA par un autre de 80 MVA ;
- la mise en service du poste HTB/HTA de Keur Momar Sarr ;
- la construction de la deuxième ligne d'évacuation de l'énergie produite par la barge KPS entre le port et le poste de Bel Air et son raccordement sur les travées de TR4 et TAG4.

III. 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 des lignes HTA et BT ainsi que des postes de transformation HTA/BT. Il est passé de :

- 13 049,62 km de lignes HTA en 2019 à 14 698,18 km à fin 2021 ;
- 12 621,97 km de lignes BT en 2019 à 15 840,06 km à fin 2021 ; et
- 7 944 postes de transformation HTA/BT en 2019 à 8584 à fin 2021.

En 2020 et 2021, les actions suivantes ont marqué l'activité de distribution :

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

IV. Situation des Ventes

1. L'évolution des ventes

Sur la période 2020-2022, les ventes d'électricité ont enregistré une augmentation moyenne annuelle de 9%. En effet, les ventes réalisées sont passées de 3 892 GWh en 2020 à 4 153 GWh en 2021 et sont projetées à 4 663 GWh en 2022.

En considérant les niveaux de tension, les ventes en Basse Tension et Moyenne Tension augmentent respectivement de 7% et 3% 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 42% par an et verront leur poids dans les ventes passer de 7% en 2019 à 15% en 2022.

Tableau 21 : Evolution des ventes d'énergie par niveau de tension

Vente d'énergie	2019		2020		2021		2022		TCAM	2020-2022	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%		GWh	%
Basse Tension	2 281	63%	2 542	65%	2 630	63%	2 761	59%	7%	7 932	62%
Moyenne Tension	1 083	30%	1 082	28%	1 113	27%	1 181	25%	3%	3 376	27%
Haute Tension	253	7%	268	7%	410	10%	722	15%	42%	1 399	11%
Total	3 616	100%	3 892	100%	4 153	100%	4 663	100%	9%	12 708	100%

NB : - les ventes Hautes Tension prennent en considération les exportations

- les données de 2022 sont budgétisées et ne constituent pas des réalisations

Cependant, un retard des ventes de 221,75 GWh a été noté sur la période par rapport aux projections correspondant à un gap de 1,72%.

Tableau 22 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes

Ventes		2 019	2 020	2 021	2 022	TCAM	2020-2022 *	2020-2022**
Basse tension	Réalisations (GWh)	2280,81	2541,80	2629,90	2760,73	7%	21%	7932,43
	Projections (GWh)		2507,20	2629,13	2835,11	8%	24%	7971,45
	Ecart réalisations vs projections		35	1	- 74			- 39
			1,38%	0,03%	-2,62%			-0,49%
Moyenne tension	Réalisations (GWh)	1082,60	1081,61	1113,38	1180,68	3%	9%	3375,68
	Projections (GWh)		1128,81	1237,33	1342,39	7%	24%	3708,52
	Ecart réalisations vs projections		- 47	- 124	- 162			- 333
			-4,18%	-10,02%	-12,05%			-8,98%
Haute tension	Réalisations (GWh)	237,47	251,04	387,78	504,52	29%	112%	1 143
	Projections (GWh)		265,70	445,41	489,49	27%	106%	1 201
	Ecart réalisations vs projections		- 15	- 58	15			- 57
			-5,52%	-12,94%	3,07%			-4,77%
Exportation	Réalisations (GWh)	15,50	17,10	22,02	217,00	141%	1300%	256,12
	Projections (GWh)		17,15	15,8	15,8	1%	2%	48,76
	Ecart réalisations vs projections		- 0,05	6,21	201,19			207,36
			-0,26%	39,30%	1272,80%			425%
Ventes globales	Réalisations (GWh)	3616,38	3 891,56	4 153,08	4 662,93	9%	29%	12 707,57
	Projections (GWh)		3 918,85	4 327,67	4 682,80	9%	29%	12 929,32
	Ecart réalisations vs projections		- 27,30	- 174,59	- 19,86			- 221,75
			-0,70%	-4,03%	-0,42%			-1,72%

NB : - les données de 2022 sont budgétisées et ne constituent pas des réalisations

*: Evolution globale

** : GWh (Période)

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 légère diminution du rendement global de Senelec qui est de 80,83% en 2020 à 80,37% en 2021. Toutefois, une évolution de ce rendement à 83,70% est prévue en 2022.

Tableau 23 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement

Rubrique		2 019	2 020	2 021	2 022	TCAM	2020-2022
Rendement global	Réalisations (GWh)	81,19	80,83	80,37	83,70	1%	3%
	Projections (GWh)		82,41	83,94	84,33	1%	4%
	Ecart réalisations vs projections (pt de %)		- 1,58	- 3,57	- 0,63		
			-1,91%	-4,25%	-0,75%		

Le rendement est en deçà des prévisions sur les trois années avec un écart de -1,58 points en 2020, -3,57 points en 2021 et -0,63 points en 2022.

Ce retard sur le rendement correspond à une perte de 295 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 39,081 milliards sur la période 2020-2022.

Tableau 24 : Impact du retard sur le rendement

Rubrique	2020	2021	2022	2020-2022
Manque à gagner (GWh)	76	184	35	295
Revenus unitaire (FCFA/KWh)	130	158	109	132
Manque à gagner recettes (MFCFA)	9 866	29 067	3 833	39 081

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

Les efforts déployés par Senelec pour réduire les pertes techniques sur les réseaux ainsi que les pertes commerciales résultant des problèmes de facturation et de la fraude doivent être maintenus et renforcés.

3. L'évolution de la clientèle

Parallèlement à la croissance des ventes, le nombre de clients enregistré sur la période 2020-2022 une croissance moyenne de 9%. En 2022, Senelec devra compter 2 159 795 clients contre 1 596 775 clients en 2019 soit 563 020 clients de plus correspondant à un bond de 35%. Par rapport aux projections, un dépassement de près de 75 999 clients est attendu en 2022.

Tableau 25 : La clientèle par niveau de tension

Clientele	2019	2020		2021		2022		TCAM
	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	
Basse Tension	1 593 786	1 789 621	1 751 511	1 923 003	1 962 400	2 080 337	2 156 409	11%
Usage Domestique	1 262 535	1 428 422	1 387 055	1 542 624	1 554 753	1 675 405	1 708 997	11%
Usage Professionnel	329 965	359 864	363 110	378 989	406 254	403 489	445 973	11%
Eclairage Public	1 286	1 335	1 346	1 389	1 393	1 443	1 439	4%
Moyenne Tension	2 983	2 801	3 052	3 032	3 164	3 450	3 377	4%
Tarif Courte utilisation (TCU)	122	109	117	118	135	121	136	4%
Tarif Général (TG)	2 054	1 895	1 969	2 083	2 077	2 443	2 113	1%
Tarif Longue utilisation (TLU)	172	197	221	181	215	186	242	12%
Concessionnaires électrification rurale	635	600	745	650	737	700	886	12%
Haute Tension	6	7	7	8	9	9	9	14%
Normal	5	6	6	7	8	8	8	17%
Secours	1	1	1	1	1	1	1	0%
Total	1 596 775	1 792 429	1 754 570	1 926 043	1 965 573	2 083 796	2 159 795	11%

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

Tableau 26 : Répartition de la clientèle BT

Rubrique	2019	2020	2021	2022	2020-2022		TCAM
	Réalisations	Réalisations	Réalisations	Réalisations	Réalisations		
Basse Tension	1 593 786	1 751 511	1 962 400	2 156 409	5 870 320	100,00%	11%
Usage Domestique	1 262 535	1 387 055	1 554 753	1 708 997	4 650 805	79,23%	11%
Tarif petite puissance (UDPP)	707 808	669 243	634 286	320 936	1 624 465	27,67%	-23%
Tarif moyenne puissance (UDMP)	6 344	5 769	5 350	4 181	15 300	0,26%	-13%
Tarif grande puissance (UDGP)	772	909	1 027	1 182	3 118	0,05%	15%
Woyofal domestique petite puissance (DPP)	544 488	705 131	904 678	1 371 019	2 980 828	50,78%	36%
Woyofal domestique moyenne puissance (DMP)	3 123	6 003	9 412	11 680	27 095	0,46%	55%
Usage Professionnel	329 965	363 110	406 254	445 973	1 215 337	20,70%	11%
Tarif petite puissance (UPPP)	148 739	136 929	127 457	78 924	343 310	5,85%	-19%
Tarif moyenne puissance (UPMP)	17 471	16 439	15 527	14 123	46 089	0,79%	-7%
Tarif grande puissance (UPGP)	5 674	6 402	6 900	7 210	20 512	0,35%	8%
Wayofal professionnel petite puissance (PPP)	151 377	191 560	238 640	322 294	752 494	12,82%	29%
Wayofal professionnel moyenne puissance (PMP)	6 704	11 780	17 730	23 422	52 932	0,90%	52%
Eclairage public	1 286	1 346	1 393	1 439	4 178	0,07%	4%

Les réalisations sur le nombre de clients Woyofal Domestique et Professionnel Petite et moyenne Puissance (clients prépaiement) enregistre une croissance annuelle moyenne significative par rapport à celui des clients au post paiement sur la période 2020-2022.

Avec une augmentation moyenne des ventes de 9% et une croissance moyenne de la clientèle de 11%, 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 4% en moyenne par année, passant de 1,502 MWh/client en 2020 à 1,280 MWh/client en 2022.

Au niveau de la Moyenne Tension, l'évolution serait de -1% par an avec une consommation moyenne de 364,803 MWh/client en 2020 et 349,671 MWh/client prévue en 2022.

Pour la Haute Tension, la consommation unitaire a enregistré une hausse sensible moyenne annuelle de 12% en passant de 55,398 GWh/client en 2020 à 56,058 GWh/client prévue en 2022.

Tableau 27 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle (MWh)

MWh/Client	2019	2020	2021	2022	TCAM
Basse Tension	1,431	1,502	1,445	1,280	-4%
Usage Domestique	1,208	1,310	1,278	1,149	-2%
Usage Professionnel	2,109	2,059	1,908	1,642	-8%
Eclairage public	46,334	48,840	53,013	45,550	-1%
Moyenne Tension	362,923	364,803	424,269	349,671	-1%
Tarif Courte utilisation (TCU)	118,472	118,760	113,977	108,493	-3%
Tarif Général (TG)	340,541	355,202	419,317	337,364	0%
Tarif Longue utilisation (TLU)	2 025,143	1 623,560	1 936,654	1 680,869	-6%
Concessionnaires électrification rurale	32,047	55,418	53,862	52,938	18%
Haute Tension	39 577,687	55 397,572	54 387,883	56 057,782	12%
Normal	46 664,824	63 648,331	60 539,752	62 459,491	10%
Secours	4 142,000	5 893,016	5 172,932	4 844,111	5%
Total	2,255	2,354	2,374	2,058	-3%

4. L'évolution des revenus issus des ventes

Les revenus issus des ventes d'énergie se chiffrent à 1 424,189 milliards de FCFA sur la période contre des projections de 1 439, 049 milliards de FCFA soit un gap de 14,860 milliards de FCFA. En 2020, les réalisations ont légèrement dépassé les prévisions de 1,26%. Toutefois, elles sont en deçà des projections en 2021 avec un écart de - 2,84%. Une baisse de cet écart à -1,30% est prévue en 2022.

L'écart entre les réalisations et les prévisions est plus accentué en zone rurale pour l'année 2021 où il est évalué à -8,62%. Toutefois en 2022, l'écart réalisation-prévision le plus élevé est attendu en zone urbaine. Il est estimé à -5,35%.

En 2020, les réalisations dépassent les projections de 0,97% en zone rurale et de 0,39 en zone urbaine.

Tableau 28 : Revenus de Senelec issus des ventes sur la période 2017-2019

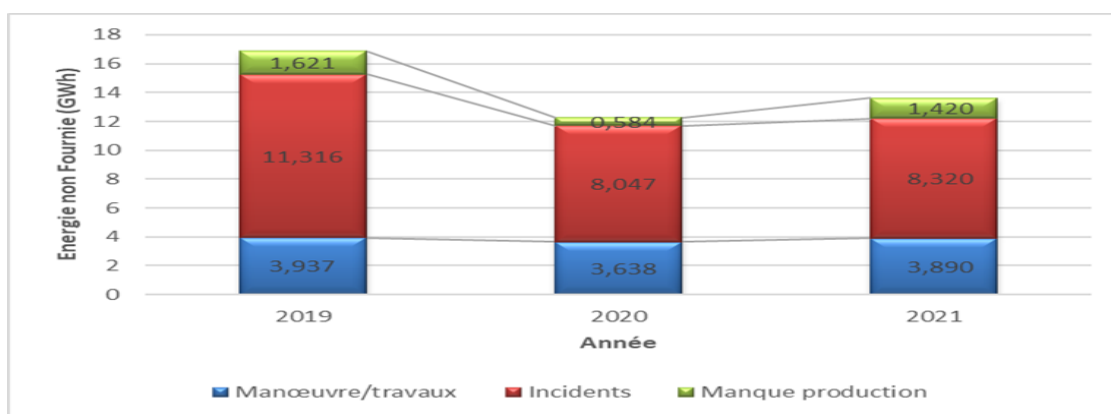
Rubrique (en Mn FCFA)	2 019	2020			2021			2022			2020-2022			TCAM
		Projections	Réalisations	Ecart	Projections	Réalisations	Ecart	Projections	Réalisations	Ecart	Projections	Réalisations	Ecart	
Revenus facturés totaux (Ventes énergie)	387 266	440 932	446 466	1,26%	481 009	467 361	-2,84%	517 108	510 362	-1,30%	1 439 049	1 424 189	-1,03%	-4,56%
Zones urbaines	316 524	360 442	361 856	0,39%	387 218	381 846	-1,39%	415 420	393 201	-5,35%	1 163 080	1 136 902	-2,25%	2,81%
Zones rurales	69 245	78 947	79 714	0,97%	92 368	84 405	-8,62%	100 266	99 570	-0,69%	271 581	263 689	-2,91%	7,70%

V. Situation de la Qualité de Service

La période 2020-2022 est marquée par une légère régression de la qualité du service. En effet, la demande non satisfaite (Energie Non Fournie (ENF)) globale est passée de 16,8 GWh en 2019 à 12,3 GWh en 2020, soit une baisse de 27%. Par la suite, elle a évolué de 11% pour atteindre 13,6 GWh en 2021. Pour l'année 2022, une Energie Non Fournie globale de 14 GWh est projetée.

Toutefois, la norme assignée à Senelec en matière d'Energie Non Fournie de 1% de l'énergie vendue soit 38,92 GWh en 2020 et 41,53 GWh en 2021 a été respectée.

Figure 11 : Evolution de l'Energie Non Fournie (GWh)



Les interruptions de service restent cependant dominées par les incidents réseaux dont l'ENF correspondante représente 63% de l'ENF totale de 2020 et 61% de celle de 2021

L'Energie Non Fournie résultant d'un déficit de production représente 5% de l'ENF totale de 2020 et 10% de celle de 2021, et a enregistré une hausse de 143% sur la période 2020-2021.

S'agissant de l'ENF due aux travaux programmés pour la maintenance des ouvrages ou le raccordement de nouveaux ouvrages, elle a également connu une hausse de 3% sur la période 2020-2021 et représente 30% de l'ENF de 2020 et 28% de celle de 2021.

La répartition des interruptions par nature entre 2019 et 2021 est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 29 : Répartition des interruptions par nature

Nature	2019	2020	2021
	ENF(GWh)	ENF(GWh)	ENF(GWh)
Incidents	11,3	7,9	8,3
Manque de production	1,6	0,6	1,4
Manceuvre/travaux	3,9	3,6	3,9
Surcharge/Faible U	0,0	0,1	0,0
TOTAL	16,9	12,3	13,6

Cependant, plusieurs incidents majeurs généralisés ont été enregistrés sur la période. Ainsi, huit incidents majeurs ont été enregistrés en 2020 et sept en 2021.

Par ailleurs, les indicateurs standards de qualité de service SAIFI (Indicateur de fréquence moyenne d'interruption de service) et SAIDI (Indicateur de durée moyenne d'interruption de service) évalués par Senelec ont connu une hausse en 2021 par rapport à ceux de 2020.

Le SAIDI est passé de 4h50 mn en 2020 à 7h35 mn en 2021.

Quant au SAIFI, il est passé de 6 interruptions par client en 2020 à 11 interruptions par client en 2021.

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

Tableau 30 : Evolution des indicateurs SAIFI & SAIDI

Indicateur	2019	2020	2021
SAIFI interruptions/client/an	11,11	6,34	11,69
SAIDI (durée/client/an)	10h05mn	4h50mn	7h35mn

VI. Situation des Investissements

La période 2020 – 2022 est marquée par la consolidation des efforts de développement du système électrique en particulier les infrastructures de transport et de distribution. En plus des investissements réalisés par Senelec, l'accompagnement de l'Etat sous forme de dons et subventions est aussi très marqué.

En 2020, des investissements de 231,321 milliards de FCFA ont été projetés dans les conditions tarifaires, les réalisations prises en compte par la Commission dans le cadre de la détermination du RMA sont de 151,814 milliards de FCFA. Ce montant correspond à un taux de réalisation des projections de 66%.

Ce montant tient compte des réalisations concernant des projets jugés pertinents par la CRSE lors de la définition des conditions tarifaires mais non intégrés dans la base de tarifaire du fait notamment des incertitudes sur le financement pour un montant de 17,503 milliards de FCFA. Ces réalisations portent notamment sur le programme d'accès universel à l'électricité.

Ils intègrent également des queues de projet pour un montant de 10,847 milliards de FCFA concernant en particulier des projets de transport et de distribution.

Tableau 31 : Investissements réalisés en 2020 et intégrés dans la base tarifaire (en M de FCFA)

	Projections (milliards FCFA)	Réalisations (milliards FCFA)	Ecarts (milliards FCFA)	Tx de réalisation
Production	16,137	8,719	- 7,419	54%
Transport	96,464	69,982	- 26,482	73%
Distribution	88,071	69,152	- 18,919	79%
Autres	30,648	3,961	- 26,687	13%
Total	231,321	151,814	- 79,507	66%

En 2021, des investissements de 157,328 milliards de FCFA ont été projetés dans les conditions tarifaires. Les réalisations issues des données provisoires soumises par Senelec s'élèvent à 135,760 milliards de FCFA ; soit un taux d'exécution de 86%. Ce montant intègre des investissements non initialement intégrés dans la base tarifaire pour cause d'incertitude sur le financement d'un montant de 5,643 milliards de FCFA.

Le tableau ci-dessous présente le niveau d'exécution provisoire des investissements en 2021.

Tableau 32 : Investissements réalisés en 2021 et intégrés dans la base tarifaire (en M de FCFA)

	Projections (milliards FCFA)	Réalisations (milliards FCFA)	Ecarts (milliards FCFA)	Tx de réalisation
Production	28,229	9,927	- 18,302	35%
Transport	49,830	54,862	5,032	110%
Distribution	52,592	61,750	9,158	117%
Autres	26,677	9,221	- 17,456	35%
Total	157,328	135,760	- 21,569	86%

Pour 2022, Senelec prévoit des réalisations à hauteur de 197,503 milliards de FCFA contre une projection de 136,228 milliards de FCFA soit un taux de réalisation de 145%.

Le niveau conséquent des investissements à réaliser en 2022 devrait porter les réalisations de la période 2020-2022 à 485,077 milliards de FCFA sur la période. Par rapport aux projections de 524,877 milliards de FCFA, le taux d'exécution serait de 92%.

Tableau 33 : Projections et réalisations pour les investissements rémunérés

Rubrique	2020			2021			2022			2020-2022		
	Projections (milliards de FCFA)	Réalisations (milliards de FCFA)	Taux de réalisation	Projections (milliards de FCFA)	Réalisations (milliards de FCFA)	Taux de réalisation	Projections (milliards de FCFA)	Réalisations (milliards de FCFA)	Taux de réalisation	Projections (milliards de FCFA)	Réalisations (milliards de FCFA)	Taux de réalisation
Production	16,137	8,719	54%	28,229	9,927	35%	11,330	21,482	190%	55,696	40,127	72%
Transport	96,464	69,982	73%	49,830	54,862	110%	33,348	46,768	140%	179,643	171,612	96%
Distribution	88,071	69,152	79%	52,592	61,750	117%	63,045	92,901	147%	203,708	223,804	110%
Autres	30,648	3,961	13%	26,677	9,221	35%	28,505	36,352	128%	85,829	49,534	58%
Total	231,321	151,814	66%	157,328	135,760	86%	136,228	197,503	145%	524,877	485,076	92%

En plus de ces investissements rémunérés, le programme retenu lors de la détermination des conditions tarifaires de la période 2020-2022 comporte des investissements non éligibles à la base tarifaire. Il s'agit des investissements sous forme de subvention ou dons, ceux liés aux compteurs

Il convient de souligner que les investissements d'un montant de 23,143 milliards de FCFA en 2020 et 2021 concernant des projets réalisés mais dont les financements étaient à rechercher. Ces réalisations sont prises en compte dans le cadre de la correction annuelle des investissements.

Il y a lieu de noter aussi qu'au plus tard le 31 juillet de chaque année, Senelec devra soumettre à la Commission les réalisations définitives sur la base des états financiers certifiés aux fins de procéder, le cas échéant, à des ajustements.

VII. Les coûts relatifs aux revenus 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.

1. Les charges d'exploitation et de maintenance

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

a) 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

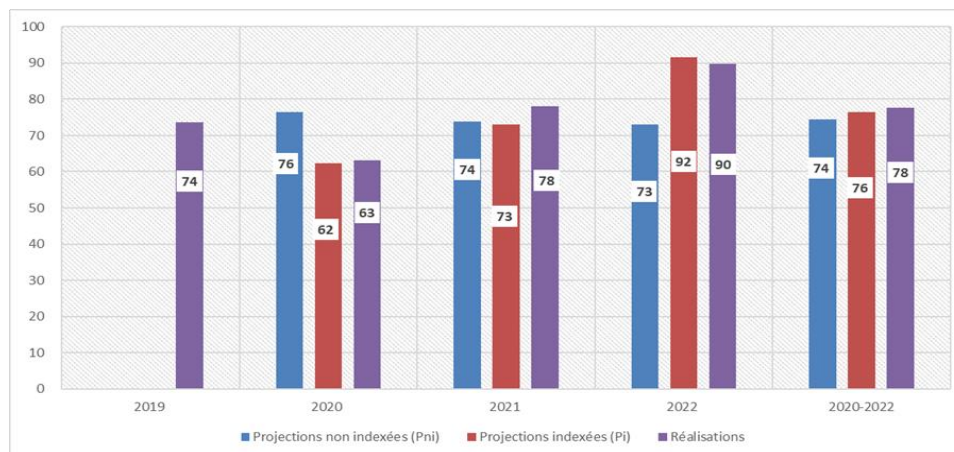
Les charges de Senelec liées à la production et aux achats d'énergie se chiffrent respectivement à 301,963 et 400,668 milliards de FCFA en 2020 et 2021. En 2022, elles devraient se situer à hauteur de 497,244 milliards de FCFA.

En terme unitaire, le coût moyen de production est de 63 FCFA/kWh en 2020 et 78 FCFA/kWh en 2021. En 2022, il devrait atteindre 90 FCFA/kWh soit un coût moyen de production sur la période 2020-2022 de 78 FCFA/kWh.

On note ainsi une augmentation des coûts de production sur la période 2020-2022 par rapport aux réalisations de 2019 et par rapport aux projections prises en compte dans la détermination des conditions tarifaires. En effet, par rapport aux projections considérées dans les conditions tarifaires de 74 FCFA/kWh, le coût moyen de production enregistre un bond de près de 5,4% sur la période 2020-2022. Par rapport au coût moyen de production indexé de 76 FCFA par kWh l'écart est de 2,6%.

Pour rappel le coût moyen de production constaté en 2019 était de 74 FCFA / kWh.

Figure 12 : Evolution des coûts de production unitaires sur la période 2020-2022 (FCFA/kWh)

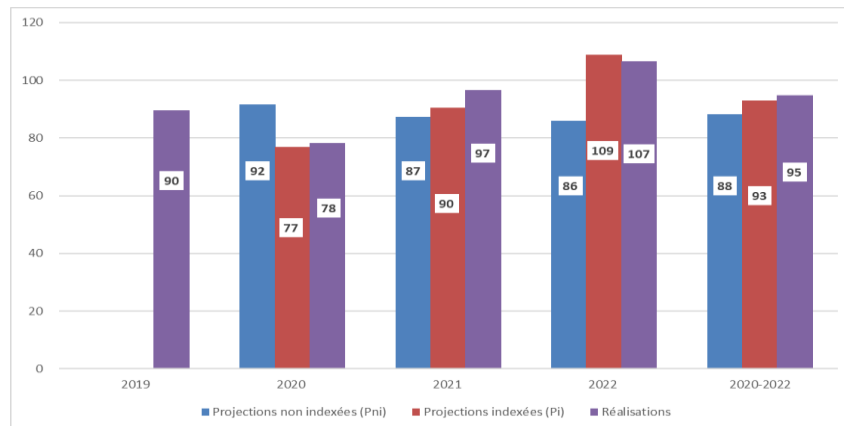


En considérant la quantité d'énergie vendue, le coût de production de chaque kWh vendu se chiffre à 78 FCFA/kWh en 2020 et 97 FCFA/kWh en 2021. En 2022, il devrait atteindre 107 FCFA/kWh ; soit un coût moyen de production sur la période de 95 FCFA/kWh vendu.

Le coût moyen de production enregistre un écart de près de 2,1% sur la période par rapport aux projections en tenant compte de l'évolution des prix de 93 FCFA/kWh.

En somme, les coûts de production sur la période 2020-2022 augmentent par rapport aux réalisations 2019 et par rapport aux projections prises en compte dans la détermination des conditions tarifaires.

Figure 13 : Projection et réalisation des coûts de production unitaires sur la période 2020-2022 (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 gasoil.

Tableau 34 : Analyse comparative de l'évolution de charges de combustible

Dépenses en combustibles		2020	2021	2022	2020-2022
FUEL LOURD HTS (FO HTS 380)	Qtés réalisées (Tonnes)	367 030	338 435	415 300	1 120 765
	Qtés projetées (Tonnes)	691 304	475 495	242 480	1 409 279
	Ecarts Qtés (Tonnes)	- 324 274	- 137 060	172 820	- 288 514
	Prix constatés (FCFA)	187 666	270 863	279 774	246 101
	prix projetés (FCFA)	262 375	262 375	262 375	262 375
	Ecarts prix (FCFA)	- 74 709	8 488	17 399	- 16 274
	Montants réalisés (milliards FCF)	68,879	91,670	116,190	275,821
	Montants projetés (milliards FCF)	181,381	124,758	63,621	369,760
	Ecarts Montants (milliards de FCF)	- 112,502	- 33,088	52,569	- 93,938
	Effet Prix (milliards de FCFA)	- 27,420	2,873	7,226	- 18,239
	Effet Qtés (milliards de FCFA)	- 85,081	- 35,961	45,344	- 75,699
FUEL LOURD BTS (FO BTS 380)	Qtés réalisées (Tonnes)	422 620	439 487	325 095	1 187 202
	Qtés projetées (Tonnes)	73 412	116 465	84 285	274 162
	Ecarts Qtés (Tonnes)	349 208	323 022	240 810	913 040
	Prix constatés (FCFA)	197 403	279 215	311 655	262 758
	prix projetés (FCFA)	270 549	270 549	270 549	270 549
	Ecarts prix (FCFA)	- 73 146	8 666	41 106	- 7 791
	Montants réalisés (milliards FCF)	83,426	122,711	101,317	311,946
	Montants projetés (milliards FCF)	19,862	31,509	22,803	74,174
	Ecarts Montants (milliards de FCF)	63,565	91,202	78,514	237,772
	Effet Prix (milliards de FCFA)	- 30,913	3,809	13,363	- 9,250
	Effet Qtés (milliards de FCFA)	94,478	87,393	65,151	247,022
GASOIL	Qtés réalisées (Tonnes)	9 641	15 537	5 034	30 212
	Qtés projetées (Tonnes)	12 607	4 178	218	17 003
	Ecarts Qtés (Tonnes)	- 2 966	11 359	4 816	13 209
	Prix constatés (FCFA)	249 372	327 822	336 957	304 717
	prix projetés (FCFA)	363 477	363 477	363 477	363 477
	Ecarts prix (FCFA)	- 114 105	- 35 655	- 26 520	- 58 760
	Montants réalisés (milliards FCF)	2,404	5,093	1,696	9,206
	Montants projetés (milliards FCF)	4,582	1,519	0,079	6,180
	Ecarts Montants (milliards de FCF)	- 2,178	3,575	1,617	3,026
	Effet Prix (milliards de FCFA)	- 1,100	- 0,554	- 0,134	- 1,775
	Effet Qtés (milliards de FCFA)	- 1,078	4,129	1,751	4,801
GAZ NATUREL LIQUEFIE (GNL)	Qtés réalisées (Tonnes)			23 558	23 558
	Qtés projetées (Tonnes)		235 137	595 947	831 084
	Ecarts Qtés (Tonnes)	-	- 235 137	- 572 389	- 807 526
	Prix constatés (FCFA)		163 998	360 604	262 301
	prix projetés (FCFA)		163 998	163 998	163 998
	Ecarts prix (FCFA)	-	-	196 606	98 303
	Montants réalisés (milliards FCF)	-	-	8,495	6,179
	Montants projetés (milliards FCF)	-	38,562	97,734	136,296
	Ecarts Montants (milliards de FCF)	-	- 38,562	- 89,239	- 130,117
	Effet Prix (milliards de FCFA)	-	-	4,632	2,316
	Effet Qtés (milliards de FCFA)	-	- 38,562	- 93,871	- 132,433
CHARBON	Qtés réalisées (Tonnes)		45 325	115 097	160 422
	Qtés projetées (Tonnes)				-
	Ecarts Qtés (Tonnes)	-	45 325	115 097	160 422
	Prix constatés (FCFA)		77 228	115 154	96 191
	prix projetés (FCFA)				-
	Ecarts prix (FCFA)	-	77 228	115 154	96 191
	Montants réalisés (milliards FCF)	-	3,500	13,254	15,431
	Montants projetés (milliards FCF)	-	-	-	-
	Ecarts Montants (milliards de FCF)	-	3,500	13,254	15,431
	Effet Prix (milliards de FCFA)	-	3,500	13,254	15,431
	Effet Qtés (milliards de FCFA)	-	-	-	-
Total	Montants réalisés (milliards FCF)	154,710	222,975	240,953	618,584
	Montants projetés (milliards FCF)	205,825	196,348	184,237	586,410
	Ecarts Montants (milliards de FCF)	- 51,115	26,627	56,716	32,174
	Effet Prix (milliards de FCFA)	- 59,433	9,628	38,341	- 11,517
	Effet Qtés (milliards de FCFA)	8,318	16,999	18,374	43,692

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

b) Les charges opérationnelles

Les charges opérationnelles comprennent :

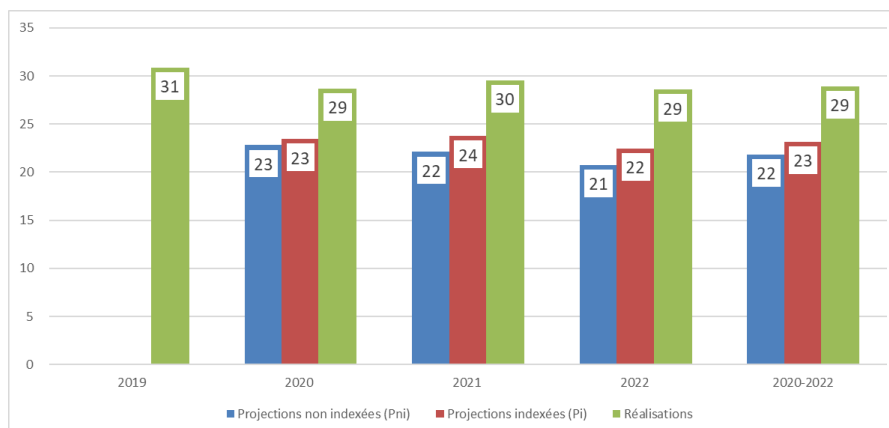
- Les charges de personnel ;
- Les autres achats consommés ;
- Les services extérieurs ;
- Dépenses de transport.

Les dépenses opérationnelles de Senelec se chiffrent respectivement à 110,812 milliards de FCFA et 122,295 milliards de FCFA en 2020 et 2021. En 2022, elles devraient s'élever à 133,301 milliards de FCFA.

En terme unitaire, les dépenses opérationnelles s'élèvent à 29 FCFA/kWh vendu sur la période.

Par rapport aux données retenues lors de la détermination des conditions tarifaires et indexées de 23 FCFA/kWh en moyenne, une augmentation de 26% est noté sur la période.

Figure 14 : Projections et réalisations des charges opérationnelles sur la période 2020-2022 (FCFA/kWh vendu)

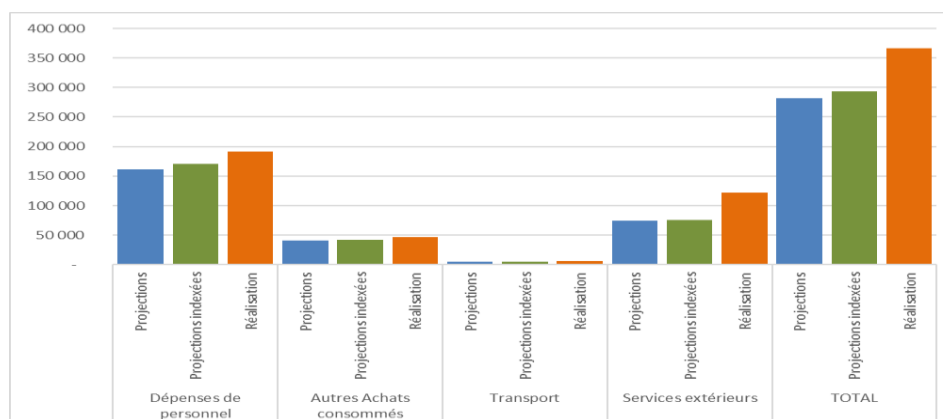


Cette augmentation résulte essentiellement des charges de personnel, qui ont progressé de près de 12% sur la période, et des services extérieurs.

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.

Le tableau suivant présente le détail des charges opérationnelles sur la période.

Figure 15 : Composition des charges opérationnelles sur la période



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.

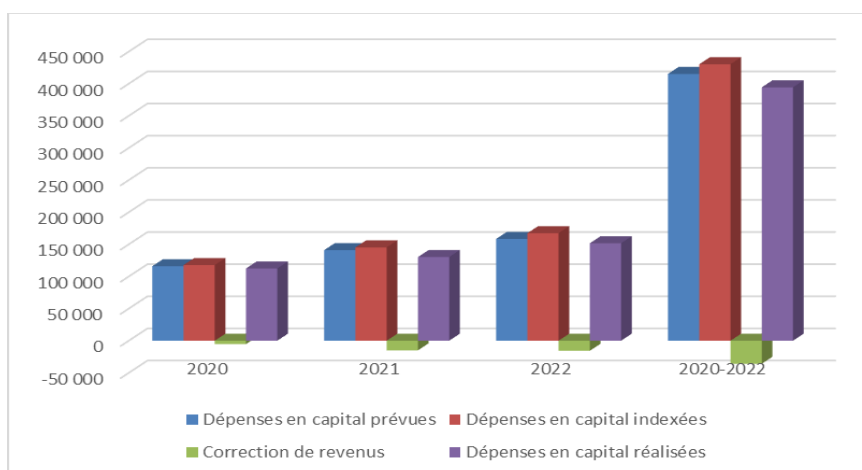
Les dépenses en capital correspondant aux investissements réalisés devraient s'élever à 62,579 milliards de FCFA par an en moyenne sur la période 2020-2022. Par rapport aux dépenses en capital projetées de 79,576 milliards de FCFA en moyenne, l'écart y relatif s'élève à 16,997 milliards de FCFA par an correspondant à -21% en valeur relative.

Tableau 35 : Projections et réalisations des dépenses en capital sur la période 2020-2022 (milliards de FCFA)

Rubrique	2020	2021	2022	2020-2022
Dépenses en capital prévues	115,901	140,974	158,348	415,223
Dépenses en capital indexées	117,705	145,223	167,340	430,267
Correction de revenus	-5,235	-15,022	-15,680	-35,937
Dépenses en capital réalisées	112,470	130,201	151,660	394,330

Les corrections de revenus n'intègrent pas les corrections relatives au niveau de réalisation des investissements prévus en 2022.

Figure 16 : Projections et réalisations des dépenses en capital sur la période 2020-2022



3. Les impôts et taxes

Les impôts et taxes s'élèvent respectivement à 16,290 milliards de FCFA et 9,093 milliards de FCFA en 2020 et 2021. En 2022 ils devront atteindre 6,951 milliards de FCFA, soit 32,334 milliards de FCFA sur la période.

Par rapport aux projections de 14,263 milliards de FCFA, l'écart est de 17,601 milliards.

VIII. Situation Financière

1. Les produits d'exploitation

Les produits d'exploitation sont passés de 560,026 milliards de FCFA en 2020 à 727,592 milliards de FCFA budgétisés par Senelec en 2022 ; ils devraient ainsi enregistrer une croissance annuelle moyenne de 8,59%. Cette évolution s'explique essentiellement par :

- la croissance annuelle moyenne de 11,67% des ventes d'énergie qui sont passées de 505,348 milliards de FCFA en 2020 à 690,095 milliards de FCFA budgétisés en 2022 ;
- le taux de croissance annuel moyen de 4,94% des travaux et services vendus qui, de 13,130 milliards de FCFA en 2020, sont budgétisés à 15,128 milliards de FCFA en 2022 ;
- la baisse annuelle moyenne de 22,04% des autres produits qui sont passés de 30,137 milliards en 2020 à 22,368 milliards budgétisés en 2022.

Tableau 36 : Evolution des produits d'exploitation

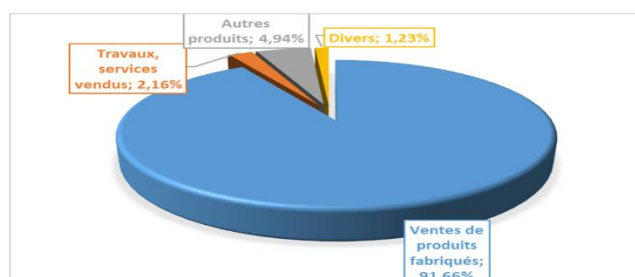
Rubrique	2019 (Référence)	2020	2021	2022*	2020-2022	TCAM
Ventes d'énergie électrique	495 558	505 348	600 591	690 095	1 796 034	11,67%
Travaux, services vendus	13 091	13 130	14 151	15 128	42 409	4,94%
Produits accessoires	1 037	393	1 665	-	2 058	-100,00%
Subvention d'exploitation	-	-	62,04	-	62,04	0,00%
Autres produits	47 211	30 137	44 354	22 368	96 859	-22,04%
Transferts de charges	5	824	0	-	823,85	-100,00%
Reprise de provisions	11 381	10 196	10 967	-	21 163	-100,00%
Total	568 282	560 026	671 791	727 592	1 959 409	8,59%

* Budget

Les ventes d'énergie électrique représentent en moyenne 91,66% des produits d'exploitation, les travaux et services vendus 2,16% et les autres produits 4,94%.

Sur la période 2020 et 2021, la part des ventes d'énergie dans les produits d'exploitation est passée de 90,24% à 89,40%, soit une baisse d'environ 1%. Toutefois, cette part devrait atteindre 94,85% en 2022 ; soit une augmentation de 5,4 par rapport à 2021. Concernant la contribution des autres produits dans les produits d'exploitation, elle varie en dents de scie, passant de 5,38% en 2020 à 6,6 % en 2021 pour baisser à 3,07% en 2022.

Figure 17 : Répartition des produits d'exploitation



2. Les charges d'exploitation

Par rapport à l'exercice 2019, les charges d'exploitation de la période tarifaire 2020-2022 ont augmenté en moyenne de 8,55% par an ; pratiquement le même rythme de croissance que celui des produits d'exploitation (8,59%). Cette hausse des charges d'exploitation est essentiellement tirée par :

- la croissance annuelle moyenne de 12,66% de la consommation de matières premières et fournitures liées (combustibles, achat d'énergie, frais de capacité, lubrifiants) ;
- l'augmentation annuelle au rythme de 25,80% des autres achats ;

- la hausse annuelle des charges de personnel à un taux de 6,01%.

Tableau 37 : Evolution des charges d'exploitation

Rubrique	2019 (Référence)	2020	2021	2022*	2020-2022	TCAM 2020-2022
Consommation de Matières premières & fournitures liées	348 133	318 760	412 634	497 744	1 229 138	12,66%
Autres achats et variation de stock	10 181	13 204	11 432	20 271	44 908	25,80%
Transports	2 691	1 461	2 029	2 386	5 876	-3,93%
Services extérieurs	38 322	38 957	41 171	41 993	122 120	3,10%
Impôts et taxes	5 912	16 290	9 093	6 951	32 334	5,54%
Autres charges	42 511	24 659	27 273	8 273	60 205	-42,05%
Charges de personnel	57 621	59 491	63 707	68 651	191 849	6,01%
Dotation aux amortissements et provisions	45 452	54 550	59 510	58 360	172 420	8,69%
Total	550 822	527 372	626 850	704 629	1 858 851	8,55%

* Budget Senelec

3. Les performances de Senelec sur la période 2020-2022

Sur la période 2020 – 2022, le poids Charges d'exploitation/Produits d'exploitation est de 94,17% en 2020, 93,31% en 2021.

Tableau 38 : Ratio charges d'exploitation / Produits d'exploitation

Rubrique	2019 (Référence)	2020	2021	2022*	TCAM
Consommation de MP & fournitures liées / Vente de produits finis	70,25%	63,08%	68,70%	72,13%	0,88%
Autres achats et variation de stock / Chiffre d'affaires	2,00%	2,54%	1,85%	2,87%	12,90%
Transports /Produits d'Exploitation	0,47%	0,26%	0,30%	0,33%	-11,52%
Services extérieurs / Produits d'exploitation	6,74%	6,96%	6,13%	5,77%	-5,06%
Impôts et taxes / Produits d'exploitation	1,04%	2,91%	1,35%	0,96%	-2,80%
Autres charges / Produits d'exploitation	7,48%	4,40%	4,06%	1,14%	-46,63%
Charges de personnel / Produits d'exploitation	10,14%	10,62%	9,48%	9,44%	-2,37%
Dotation aux amortissements provisions / Produits d'exploitation	8,00%	9,74%	8,86%	8,02%	0,10%
Total Charges d'exploitation / Total Produits d'exploitation	96,93%	94,17%	93,31%	96,84%	-0,03%

* Budget Senelec

Senelec a connu un taux de croissance annuel moyen de 11,43% de son Chiffre d'affaires sur la période 2020-2022 et verra son Résultat net augmenter sur la période à un taux moyen de 27,83% par an.

Tableau 39 : Soldes de gestion

Rubrique	2019 (Référence)	2020	2021	2022*	TCAM
Chiffre d'affaires	509 686	518 870	616 408	705 223	11,43%
Valeur ajoutée	109 152	136 500	157 191	149 974	11,17%
Excédent Brut d'Exploitation	51 531	77 009	93 484	81 323	16,43%
Résultat d'Exploitation	17 460	32 655	44 941	37 963	29,55%
Résultat des activités ordinaires	2 244	26 694	27 305	21 950	113,85%
Résultat net	17 492	38 444	39 102	36 537	27,83%

* Budget

Les ratios de performance de Senelec, sur la période 2020-2022, font état :

- d'un recul annuel de 0,23% du Taux de Valeur Ajoutée
- d'une augmentation moyenne de 4,48% du Taux d'Excédent Brut d'Exploitation par an
- d'une croissance annuelle moyenne de 16,26% de la Marge de Rentabilité d'Exploitation et
- d'une augmentation annuelle moyenne de la Performance Globale (Résultat net/Total Produits) de 17,72%.

Tableau 40 : Evolution des ratios de performance de Senelec

Ratio	Formule	2019 (Référence)	2020	2021	2022*	TCAM
Taux de valeur ajoutée	VA /CA	21,42%	26,31%	25,50%	21,27%	-0,23%
Marge EBE	EBE/CA	10,11%	14,84%	15,17%	11,53%	4,48%
Marge de rentabilité d'exploitation	RE/ CA	3,43%	6,29%	7,29%	5,38%	16,26%
Marge RAO	RAO / C.A	0,44%	5,14%	4,43%	3,11%	91,91%
Performance globale	Résultat net / Total Produits	3,08%	6,86%	5,82%	5,02%	17,72%

* Budget Senelec

Globalement, sur cette période tarifaire, Senelec a connu une amélioration de ses principaux indicateurs financiers. Cette situation s'est traduite par une augmentation de ses revenus avec un Chiffre d'affaires qui a régulièrement cru à un taux annuel moyen de 11,43% et de son résultat net a augmenté à un taux annuel moyen de 27,83%.

CHAPITRE 3. APPRECIATION DE L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE contrôle DES REVENUS

Ce chapitre présente l'appréciation de Senelec sur les conditions tarifaires en vigueur en particulier sur la Formule de contrôle des revenus.

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 a relevé un certain nombre de points dont elle souhaite la prise en considération dans la définition des nouvelles conditions tarifaires. Il s'agit de :

- prendre en considération la quantité et la nature des combustibles utilisés lors des indexations ;
- séparer le revenu maximum lié aux charges d'exploitation du revenu lié à l'investissement ;
- intégrer le nombre de clients comme levier en plus de la demande ;
- Intégrer les impôts et taxes comme passthrough.

1. Quantité et nature des combustibles

L'indexation trimestrielle du RMA se fait sur la base des prix des combustibles en considérant les types et les quantités retenues dans les conditions tarifaires.

Senelec souhaite que l'indexation tienne compte en plus du prix, de la nature et des quantités effectivement utilisées pour mieux refléter la modification du schéma de production qui ne lui serait pas imputable.

2. Séparation du revenu maximum lié aux charges d'exploitation et du revenu lié à l'investissement.

Senelec propose la séparation du RMA lié à l'exploitation du RMA lié à l'investissement pour faciliter la compréhension par les parties prenantes de la méthode de prise en compte des variations liées à l'exploitation ou à l'investissement.

3. Intégration du nombre de nouveau clients comme levier

Senelec considère qu'en général, le nombre de clients raccordé est supérieur aux obligations fixées par le Ministère en charge de l'énergie. Elle propose que les dépenses supplémentaires liées à ces raccordements, en particulier en zone rurale où les coûts de raccordement sont plus élevés avec la faible densité de la population, soient intégrées dans le mécanisme de détermination du RMA.

4. Intégration des impôts et taxes comme passthrough

Senelec propose une modification du mode de traitement des impôts et taxes dans la détermination du RMA. En effet, elle suggère leur inscription dans la Formule de contrôle des revenus comme passthrough, à la place des charges projetées jusque-là retenues, afin de prendre en considération les éventuelles évolutions de la fiscalité en cours de période tarifaire.

CHAPITRE 4. SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2020 -2022

Pour la période triennale 2020 -2022, le Ministre chargé de l’Energie avait fixé à Senelec des normes et obligations contractuelles qui se résument en deux parties :

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

Le suivi porte sur les années 2020 et 2021, les données de 2022 n’étant pas encore disponible. Il est effectué sur la base de l’analyse des données fournies par Senelec.

I. 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) ;
- le nombre de coupure (SAIFI) ;
- les relations avec la clientèle ;
- la vérification des compteurs ;
- la disponibilité des services à prépaiement ;
- le changement de Tarif ;
- la transmission par voie électronique de la facture ;
- la qualité du courant ;
- le branchement Basse Tension.

Parmi les 10 normes précitées, seules 2 n’ont pas fait l’objet d’une restitution exhaustive par Senelec. Il s’agit de celles relatives à la vérification des compteurs et au branchement Basse Tension avec modification de réseau. Quant à la norme sur le changement de Tarif, elle n’est pas applicable à cause de la constance de la grille tarifaire sur la période.

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

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

S’agissant des normes relatives aux concessionnaires d’électrification rurale, Senelec n’a pas fourni les données y relatives.

1. Normes d'approbation

Senelec dispose d'un délai de 10 jours ouvrables pour répondre à toute demande écrite concernant l'approbation des travaux de branchement HT ou MT confiés à une autre entreprise. Lorsque ce délai n'est pas respecté, un montant de 6 269 F CFA par jour de retard est dû au client.

Concernant l'approbation des travaux de branchement HT, une seule demande a été reçue durant la période 2020-2021. Le délai de réponse de ladite demande est supérieur à 10 jours.

S'agissant de l'approbation des travaux de branchement MT, sur un total de 84 demandes enregistrées durant l'année 2020, seules 2 ont reçu une réponse dans un délai supérieur à la norme. En revanche, l'ensemble des 270 demandes d'approbation reçues en 2021 ont été traitées dans les délais.

Par ailleurs, les délais de réponse moyens de Senelec pour les demandes de raccordements MT, estimés à 6,24 jours en 2020 et 6,28 jours en 2021, sont inférieurs à 10 jours.

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 1 346 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.

En 2020 et 2022, 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 41 ; Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

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

3. Normes sur le nombre de coupures

Senelec doit limiter à 15 le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur la période donnée. Ce nombre représente le rapport de la somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service sur le nombre total de clients (SAIFI).

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

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

La norme est toutefois respectée par Senelec.

4. 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.

a) Facturation

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

- d'établir la première facture non estimée dans un délai de trois (3) mois. A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 269 F CFA par jour de retard ;
- de ne pas émettre plus de 2 factures estimées par an pour un client. Le cas contraire, elle doit payer une incitation contractuelle évaluée à 15% de la facture estimée concernée.

Le nombre de premières factures émises par Senelec, au-delà du délai de 3 mois est passé de 577 en 2020 à 311 en 2022, représentant respectivement les 22% et 11% des factures émises.

Senelec a également déclaré n'avoir pas émis de factures estimées durant la période 2020-2021.

Tableau 42 : Suivi des normes de facturation établie

Rubrique	2020	2021
Nombre de premières factures émises	2670	2753
Nombre de premières factures établies dans les délais	2093	2442
Nombre de premières factures établies hors délais	577	311
Taux de factures établies hors délais (%)	22	11

5. Réclamations concernant les factures

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

Sur les années 2020 et 2021, Senelec a enregistré dans son département Grands Comptes respectivement 420 et 676 réclamations sur la facturation traitées dans un délai supérieur à la norme, soit 27% et 1% des réclamations.

Tableau 43 : Suivi des normes sur les réclamations concernant les factures

Rubrique	2020	2021
Nombre de réclamations reçues	1544	46555
Nombre de réclamations traitées dans les délais	1124	45876
Nombre de réclamations traitées hors délais	420	679
Taux de réclamation traitées hors délais (%)	27	1

6. Remise du courant après coupure pour défaut de paiement

Senelec doit rétablir le courant dans un délai de 24 heures après le règlement de la facture d'un client qui a subi une coupure d'électricité pour défaut de paiement. A défaut, elle doit verser une incitation contractuelle égale à 5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois. La norme est respectée dans 99% des cas.

Le nombre de clients ayant subi une coupure pour défaut de paiement est passé de 160 868 en 2020 à 245 164 en 2021.

7. Normes sur la disponibilité des services à prépaiement

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

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

Senelec a informé que les services d'achat de crédit sont disponibles 7 jours/7jours. En effet, en plus des guichets Woyofal, les services des prestataires mobiles money (Orange Money, Wave, etc.) facilitent la disponibilité de ce service.

8. Normes sur la transmission par voie électronique de la facture

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

Sur la période 2020-2021, Senelec a pris l'option de n'appliquer cette norme que pour sa clientèle d'affaires qui a mis à la disposition de la société son adresse électronique.

Ladite norme n'est donc pas respectée.

9. Normes de qualité du courant

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

Tableau 44 : Normes tension et fréquence

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

Lorsqu'un abonné informe Senelec qu'il croit recevoir de l'électricité en dehors des variations autorisées, Senelec doit fournir les explications et prendre rendez-vous pour une visite chez l'abonné dans les 5 ou 7 jours respectivement en zone urbaine ou rurale.

A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 730 F CFA par jour de retard. Ce montant 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.

Senelec n'a pas transmis des informations détaillées permettant de s'assurer du respect de cette norme.

10. 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.

Concernant la visite des installations pour un branchement, Senelec a respecté la norme pour 80% en 2020 et 2021. Pour les 20% restant, les délais de visite ont été anormalement longs. Ainsi, le délai moyen de visite des installations pour un branchement est de 9 jours en 2020 et 7 jours en 2021..

Tableau 45 : Visites réalisées avant branchement

Rubrique	2 020	2 021
Nombre de personnes visitées	192 070	203 488
Nombre de personnes visitées dans les délais	151 861	163 016
Nombre de personnes visitées hors délais	40 209	40 472
Taux de réalisation des visites hors délais (%)	21	20
Délai moyen de visite (jour)	9	7

S'agissant de la réalisation des branchements, Senelec n'est pas conforme à la norme pour 42% et 52% des demandes de 2020 respectivement en zones urbaine et rurale. Pour l'année 2021, le nombre de branchements réalisés hors délai représente 43% des demandes en zone urbaine et 53% en zone rurale. Senelec justifie cette situation par une rupture de stock des intrants (câbles et accessoires, compteurs).

Le délai moyen de traitement des branchements sur la période 2020-2021 est également supérieur à celui de la norme.

Tableau 46 : Demandes de branchement traitées

Rubrique	2020		2021	
	Urbain	Rural	Urbain	Rural
Nombre de branchements réalisés	90 869	127 609	53 909	107 321
Nombre de branchements réalisés dans les délais	52 588	61 482	30 713	50 083
Nombre de branchements réalisés hors délais	38 281	66 127	23 196	57 238
Taux de réalisation des branchements hors délais (%)	42	52	43	53
Délai moyen de traitement (jour)	12	40	12	17

Le tableau ci-dessous récapitule le suivi des normes et obligations en 2020 et 2021.

Tableau 47 : Tableau récapitulatif du suivi des normes pour la période 2020 -2021

Normes	2020	2021	Observations
Normes relatives aux clients finaux			
Norme d'approbation			* Sur la période 2020-2021, Senelec n'a pas respecté la norme d'approbation pour la seule demande en HT reçue. *Concernant la MT la norme n'est pas respectée pour 2 demandes sur les 84 demandes reçues en 2020. Par contre pour 2021, la norme est respectée pour toutes les demandes reçues.
Norme de sécurité et de disponibilité (Energie Non Fournie)			La norme est respectée pour 2020 et 2021
Norme sur le nombre de coupure (SAIFI)			La norme est respectée pour 2020 et 2021
Normes liées aux relations avec la clientèle			
Norme sur la première facture établie			Senelec n'a pas respecté la norme pour 22% des premières factures établies en 2020 et 11% de celles établies en 2021.
Norme sur l'édition de factures bimestrielles estimées			Senelec a déclaré n'avoir pas émis de facture estimée durant la période 2020-2021.
Norme relative réclamations sur les factures			Senelec n'a pas respecté la norme pour 27% des réclamations de 2020 et 1% de celles de 2021
Normes sur la remise du courant après coupure pour défaut de paiement			Sur la période 2020-2021, Senelec n'a pas respecté la norme pour 1% des cas.
Normes de vérification des compteurs			
Norme sur le changement de Tarif			La grille tarifaire n'a pas connu de changement sur la période
Norme sur la transmission par voie électroniques de la facture			La norme n'est pas respectée par Senelec, car elle ne l'applique que pour sa clientèle d'affaires.
Norme sur la qualité du courant			Senelec a informé avoir respecté les limites fixées dans son contrat de performance plus contraignantes que la norme
Normes sur la disponibilité des services à prépaiement			La norme est respectée pour 2020 et 2021
Norme de branchement Basse tension : Sans modification de Réseau existant			
Norme sur la visite des installations			Senelec n'a pas respecté la norme pour 21% des demandes de 2020 et 20% de celles de 2021.
Norme sur le branchement			Senelec n'est pas conforme à la norme pour 42% et 52% des demandes de branchement en 2020 respectivement en zones urbaine et rurale. Pour l'année 2021, le nombre de branchements non conforme à la norme représente 43% des demandes en zone urbaine et 53% de celles en zone rurale.
Norme de branchement Basse tension : Avec modification de Réseau existant			
Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale			
Norme d'approbation			
Normes sur la qualité du courant			
Norme de sécurité et de disponibilité (Energie Non Fournie)			
Normes liées aux relations commerciales (facturation, préavis d'interruption de service et vérification de compteurs)			

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

II. Suivi des obligations d'électrification

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

Senelec a transmis ses réalisations en termes de raccordement pour les années 2020 et 2021. Elle n'a toutefois pas fourni ses projections de raccordement en 2022.

1. Zones urbaines

Les objectifs de raccordement de 214 095 nouveaux clients sur la période 2020-2022, fixés à Senelec en zone urbaine, sont répartis ainsi qu'il suit :

- 42 819 nouveaux clients en 2020 ;
- 74 933 nouveaux clients en 2021 ; et,
- 96 343 nouveaux clients en 2022.

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

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

Tableau 48 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain

Zones urbaines des régions	Raccordements					
	2020			2021		
	Nombre de nouveaux clients UD* (Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* (Réalisation)	Taux de réalisation de la Cible (%)	Nombre de nouveaux clients UD*(Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* (Réalisation provisoire)	Taux de réalisation de la Cible (%)
DAKAR	29 114	67 581	232%	50 949	45 946	90%
DIOURBEL	1 006	2 849	283%	1 760	3 795	216%
FATICK	1 084	2 048	189%	1 897	2 285	120%
KAFFRINE	552	1 173	213%	966	1 999	207%
KAOLACK	1 408	5 664	402%	2 463	6 941	282%
KEDOUGOU	424	615	145%	741	1 524	206%
KOLDA	1 501	2 351	157%	2 626	2 930	112%
LOUGA	547	3 621	662%	957	4 208	440%
MATAM	490	1 534	313%	857	1 983	231%
SAINT-LOUIS	1 505	4 767	317%	2 634	4 135	157%
SEDHIOU	497	1 595	321%	869	1 154	133%
TAMBACOUNDA	852	4 116	483%	1 491	4 147	278%
THIES	2 332	17 761	762%	4 081	17 232	422%
ZIGUINCHOR	1 510	3 538	234%	2 642	1 566	59%
Total général	42 819	119 210	278%	74 934	99 844	133%

* 1 UD = 1 ménage électrifié

En 2020, les objectifs de raccordement ont été largement dépassés sur l'ensemble des régions.

Les régions de Louga et de Thiès ont enregistré les meilleures réalisations de raccordement de ménages en 2020 avec des réalisations représentant respectivement 6 et 7 fois les objectifs fixés.

En 2021, la tendance de dépassement des objectifs assignés s'est confirmée sur l'ensemble des régions à l'exception de Dakar et Ziguinchor qui ont enregistré respectivement des taux de réalisation de 90% et de 59% par rapport à l'objectif cible.

2. Zones rurales

En zone rurale, les objectifs de raccordement de 197 983 nouveaux clients fixés à Senelec sur la période 2020-2022 sont répartis ainsi qu'il suit :

- 39 597 nouveaux clients en 2020 ;
- 69 294 nouveaux clients en 2021 ; et,
- 89 092 nouveaux clients en 2022.

Senelec a raccordé 52 799 nouveaux clients en 2020 et 62 858 nouveaux clients en 2021, soit respectivement un taux de réalisation de 133% et 91% par rapport aux objectifs cibles.

Il convient de préciser que les objectifs de raccordement ont été élaborés en prenant en considération les 4 concessions d'électrification rurale ayant fait l'objet d'extension du périmètre de Senelec et qui couvrent les 18 départements cités ci-après : Foundiougne, Matam, Kanel, Ranerou, Bakel, Goudiry, Rufisque, Thiès, Tivaouane, Diourbel, Bambey, Mbacké, Ziguinchor, Oussouye, Bignona, Sédhiou, Goudomp et Bounkiling.

Toutefois, les objectifs de raccordement étant fixés par région, les résultats du suivi ne permettent pas une bonne appréciation du niveau de raccordement dans les 18 départements précités.

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

Tableau 49 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural

Zones rurales des régions	Raccordements					
	2020			2021		
	Nombre de nouveaux clients UD* (Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* (Réalisation)	Taux de réalisation de la cible (%)	Nombre de nouveaux clients UD* (Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* (Réalisation provisoire)	Taux de réalisation de la cible (%)
DIOURBEL	7 192	14 308	199%	12 586	21 319	169%
FATICK	2 137	3 127	146%	3 740	4 951	132%
KAFFRINE	340	519	153%	594	885	149%
KAOLACK	1 861	6 095	328%	3 256	9 299	286%
KEDOUGOU	319	14	4%	558	25	5%
KOLDA	451	1 472	326%	789	1 336	169%
LOUGA	782	2 968	380%	1369	2 911	213%
MATAM	5433	2 927	54%	9507	3 138	33%
SAINT-LOUIS	1 339	2 374	177%	2 344	2 200	94%
SEDHIOU	5920	1 373	23%	10361	996	10%
TAMBACOUNDA	743	466	63%	1 300	613	47%
THIES	7 408	14 432	195%	12 964	12 581	97%
ZIGUINCHOR	5 672	2 728	48%	9 926	2 604	26%
Total général	39 597	59 414	150%	69 294	67 854	98%

En 2020, Senelec a atteint ses objectifs de raccordement de nouveaux clients dans 8 des 13 régions concernées.

Les régions de Kédougou, Matam, Sédhiou, Tambacounda et Ziguinchor sont celles qui ont enregistré le nombre de raccordement de nouveaux clients en deçà des objectifs fixés.

Pour l'année 2021, le nombre de régions pour lesquelles les objectifs de raccordement sont atteints est de 5 sur les 13 régions ciblées. Les régions concernées sont Diourbel, Fatick, Kaffrine et Kaolack, Louga.

Le plus faible taux de réalisations est attribué à la région de Kédougou.

CHAPITRE 5. METHODOLOGIE DE DETERMINATION DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES

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

- de la loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant code de l'Électricité ;
- de la loi n° 2021-32 du 09 juillet 2021 portant création, organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie (CRSE) ;
- 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° 2020-56 du 31 décembre 2020 relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2020-2022 .

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 et de maintenance jugées raisonnables, incluant les impôts et taxes, et les amortissements des investissements prévus pour la période tarifaire débutant à partir de 2023. Elles doivent également assurer à l'entreprise les conditions d'une rentabilité normale de ses investissements permettant ainsi 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 2020-2022, 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 nouvelle période tarifaire sur la base des projections des coûts élaborées conformément à la réglementation en vigueur et des bonnes pratiques en la matière. Les projections prennent également en considération les normes et obligations d'électrification et de qualité du service fixées par le Ministre chargé de l'Énergie.

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 comme le niveau de la demande et l'évolution des prix notamment ceux des combustibles.

Pour les besoins de l'élaboration de l'indice composite utilisé lors des indexations des revenus de référence, les facteurs de pondération des indices d'inflation par nature de coûts seront déterminés à partir de la répartition des revenus en groupes homogènes couvrant les coûts prévisionnels de Senelec (dépenses de combustible, dépenses en monnaie locale autres que les dépenses en combustible, dépenses en devise, etc.). Les poids de ces grandes masses sur les charges prévisionnelles globales représentent les facteurs de pondération des indices sectoriels retenus ($\alpha, \beta, \gamma, \Delta \dots$ 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 d'inflation par nature de coûts. 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 tarifaire rapportée au taux d'évolution des ventes sur la même période, est définie afin de mieux intégrer 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. Il 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 tarifaire ne pourra pas être supérieure à celle du niveau moyen des gains d'efficacité réalisé par les entreprises du secteur électrique aux Etats-Unis et en Europe durant la période 2020-2022 conformément à la loi. Les entreprises qui seront retenues pour cette estimation doivent être régulées dans les conditions identiques à celles de Senelec.

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

Les revenus autorisés pour la nouvelle la période tarifaire devront couvrir :

- les coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance (coût de production ou d'achat d'électricité, salaires et honoraires, coûts 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.

Ils doivent également prendre en considération un taux de créance irrecouvrable raisonnable sur les clients en post paiement ainsi que la rémunération d'un besoin fonds de roulement normatif.

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

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

avec :

- RR : Revenus Requis ;
- E&M : Coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance ;
- T : Impôts et taxes à supporter ;
- D : Amortissements de la base tarifaire ;
- r : Taux de rentabilité normal ;
- Ki : Base Tarifaire (intégrant le besoin en Fonds de Roulement Normatif).

Les Revenus Requis (RR), 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 tarifaire aux conditions économiques de référence (en FCFA de 2022 pour la nouvelle période tarifaire). Le Revenu Requis sera défini pour chaque activité régulée (production, transport, distribution-vente).

Calcul de la base tarifaire

La base tarifaire à rémunérer sur la nouvelle période tarifaire sera déterminée à partir de la base tarifaire constatée à la fin de l'année 2022, des nouveaux investissements éligibles et des amortissements des actifs (existant et nouveaux).

La base tarifaire à la fin de l'année 2022 est obtenue à partir de la base tarifaire initiale fixée au début de la concession (1999), des investissements éligibles réalisés par Senelec entre 1999-2022, 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 pour la nouvelle période tarifaire sera considéré comme 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 sera défini à partir de la formule ci-après :

$$WACC_{avantimpôts} = \frac{1}{(1 - T_c)} * WACC_{aprèsimpôts}$$

avec :

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

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 (R_e) sera estimé de la manière suivante :

$$R_e = R_f + \beta * R_m$$

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 (β) : 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 2020 – 2022.

La formule d'indexation qui sera définie et paramétrée sur la base des éléments précités 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 tarifaire.

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 détaillées et ou de comptabilité par segment d'activité. Pour la période tarifaire 2020-2022, la Commission a déterminé à titre indicatif les profils de revenu pour les segments production, transport distribution et commercialisation. Elle envisage pour la période tarifaire à venir d'approfondir cette démarche sur la base des évolutions notées dans la séparation des activités de Senelec en particulier la séparation comptable. Cette décomposition du profil de revenu global par activité est fortement tributaire du niveau de granulation des coûts et du schéma des activités.

II. 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 l'opérateur.

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 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 (2022) pour chaque niveau de tension ($p_{2022}^{BT}, p_{2022}^{MT}$ et p_{2022}^{HT}) sont utilisés pour déterminer un tarif moyen (p_{2022}^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 .

$$p_{2022}^m = \frac{P_{2022}^{BT} * D_0(BT) + P_{2022}^{MT} * D_0(MT) + p_{2022}^{HT} * D_0(HT)}{\sum D_0}$$

Les facteurs obtenus en rapportant les tarifs de 2022 par niveau de tension au tarif moyen ainsi calculé, sont appliqués au tarif moyen de référence p_n prévu pour cette année donnée, afin d'obtenir les tarifs de référence par niveau de tension ($p_n(BT)$, $p_n(MT)$, $p_n(HT)$).

$$p_n^{BT} = p_n * \frac{P_{2022}^{BT}}{P_{2022}^m}; p_n^{MT} = p_n * \frac{P_{2022}^{MT}}{P_{2022}^m}; p_n^{HT} = p_n * \frac{P_{2022}^{HT}}{P_{2022}^m}$$

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

$$RR_0 = RR_0^{BT} + RR_0^{MT} + RR_0^{HT}$$

En considérant le niveau de l'indice d'inflation le Revenu Requis d'une année devient :

$$RR_t^{(0)} = \pi_t * RR_0$$

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 :

$$RR_n^{BT} = RR_0^{BT} * \frac{D_n^{BT}}{D_0^{BT}}; RR_n^{MT} = RR_0^{MT} * \frac{D_n^{MT}}{D_0^{MT}}; RR_n^{HT} = RR_0^{HT} * \frac{D_n^{HT}}{D_0^{HT}}$$

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

$$RR_t^{(1)} = \pi_t * \left[RR_0^{BT} * \frac{D_t^{BT}}{D_0^{BT}} + RR_0^{MT} * \frac{D_t^{MT}}{D_0^{MT}} + RR_0^{HT} * \frac{D_t^{HT}}{D_0^{HT}} \right] \text{ avec } \pi_t \text{ correspondant à la}$$

variation du niveau de l'indice composite d'inflation

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 : $RR_t^{(1)}$.

$$RR_t = (1 - \theta) * RR_t^{(0)} + \theta * RR_t^{(1)}$$

En remplaçant $RR_t^{(0)}$ et $RR_t^{(1)}$ 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 mais également en fonction du niveau et de 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 de combustibles, incluant les combustibles des producteurs indépendants ;
- les charges en devises 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 catégorie de 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%.

CHAPITRE 6. NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS POUR LA PERIODE 2023 -2027

Pour la période quinquennale 2023 -2027, 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 2023-2027 consistent à raccorder 247 501 et 360 476 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 2023-2027 est présenté ci-après.

1. Obligations d’électrification

3. Zones urbaines

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

Tableau 50 : Nouvelles obligations d’électrification en milieu urbain

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2022**	Nombre de clients UD en 2027	Nombre de nouveaux clients UD en 2027
DAKAR***	719 285	885 552	166 268
DIORBEL	32 321	37 059	4 738
FATICK	21 275	29 358	8 084
KAFFRINE	11 165	14 013	2 848
KAOLACK	57 477	63 254	5 778
KEDOUGOU	5 886	9 402	3 516
KOLDA	22 578	32 675	10 097
LOUGA	30 392	32 903	2 511
MATAM	15 278	17 636	2 357
SAINT-LOUIS	64 312	70 053	5 741
SEDHIOU	10 708	12 790	2 082
TAMBACOUNDA	30 856	34 408	3 552
THIES	176 242	191 719	15 477
ZIGUINCHOR	35 721	50 173	14 452
SENEGAL	1 233 496	1 480 997	247 501

*Toute la région de Dakar est considérée comme zone urbaine

** Données estimées par Senelec à fin 2022

4. Zones rurales

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

Tableau 51 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural

Zones rurales des régions	Nombre de clients UD en 2022**	Nombre de clients UD en 2027	Nombre de nouveaux clients UD en 2027
DIOURBEL	151 311	189 340	38 029
FATICK	33 694	89 606	55 913
KAFFRINE	5 895	13 857	7 962
KAOLACK	42 463	79 712	37 249
KEDOUGOU	168	6 243	6 075
KOLDA	8 419	69 796	61 377
LOUGA	31 794	42 072	10 278
MATAM	28 957	67 459	38 502
SAINT-LOUIS	26 270	32 333	6 064
SEDHIOU	9 671	48 003	38 332
TAMBACOUNDA	8 247	14 926	6 679
THIES	104 036	122 707	18 671
ZIGUINCHOR	24 577	59 923	35 346
SENEGAL	475 501	835 977	360 476

** Données estimées par Senelec à fin 2022

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 ».

Normes relatives aux clients finaux

Tableau 52 : Normes d'approbation des demandes des clients finaux

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que Senelec	10	10	6269 F CFA par jour de retard	6567 F CFA par jour de retard
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	10	10	6269 F CFA par jour de retard	6567 F CFA par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2022. 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 53 : 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 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
1 %	0,50%	1346 FCFA/kWh	1410 FCFA/kWh

*La quantité d'énergie qui aurait dû être livrée par le réseau interconnecté (RI) et le réseau non interconnecté (RNI) si le transit n'avait pas été interrompu ou réduit du fait d'un déficit de production y compris le manque de combustible, d'un incident de production ; d'un incident réseau, de travaux ou manœuvres ou de surcharges.

**Le montant s'applique pour l'année 2022. 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. Toutefois, le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

Tableau 54 : Normes sur le nombre de coupure (SAIFD) pour les clients finaux

	Norme (nombre de coupures)*		Incitations contractuelles**	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Coupures	15	15	-	50 000 000 FCFA par coupure au-delà de la norme

* Le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une année donnée. Il est le rapport de la somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service sur le nombre total de clients Cette norme s'applique aux clients de la région de Dakar pour la période considérée.

**Le montant global des Incitations est limité à 0,2 % du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente

Tableau 58 : Normes sur délai moyen d'attente (SAIDI) pour les clients finaux

	Norme (délai moyen d'attente client)*		Incitations contractuelles	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Délai	-	1h 30mn	-	-

* Le délai moyen d'attente client est la moyenne des délais enregistrés au cours d'une année entre le moment où une déclaration d'interruption inopinée de l'alimentation électrique de clients basse tension est enregistrée par Senelec et le moment où la fourniture de l'électricité est rétablie.

Tableau 9 : Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6269 F CFA	6567F CFA*
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées par an	1 facture estimée 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% du montant erreur et le 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 2022. 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 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 55 : Normes de vérification des compteurs des clients finaux

	Normes (Jours ouvrables)				Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2020-2022		Période 2023-2027		Période 2020-2022	Période 2023-2027
	Milieu urbain	Milieu rural	Milieu urbain	Milieu rural		
<i>Prise de rendez-vous et inspections suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**</i>	10	10	10	10	6730 par jour de retard	7050 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 56 : Normes sur la disponibilité du service prépaiement

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027
Disponibilité des services d'achat de crédit pour le prépaiement	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	Tous les jours et 24H/24H

Tableau 57 : Normes relatives au changement de tarifs

	Normes	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Modification du tarif applicable entre deux facturations</i>	Relevé des consommations comportant simultanément sur la nouvelle facture, des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau	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	Montant facture calculé selon une répartition au prorata de la durée de chaque période écoulée

Tableau 58 : Norme sur la transmission par voie électronique de la facture

	Normes	
	Période 2020-2022	Période 2023-2027
<i>Facture électronique*</i>	Facture adressée par voie électronique à l'abonné qui le souhaite	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 par Senelec pour informer le client.

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

Tableau 59 : Normes de qualité du courant délivré aux clients finaux

		<i>Normes</i>	
		<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>
Fréquence		50 Hz + 5%	50 Hz + 5%
Tension	Basse tension	127/220V ou 220/380V + 10%	127/220V ou 220/380V + 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée + 5%	Tension nominale autorisée + 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée + 5%	Tension nominale autorisée + 5%

Tableau 60 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension sans modification du Réseau existant

		<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles*</i>	
		<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>
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 61 : Normes de branchement des clients finaux en Basse Tension avec modification du Réseau existant

		<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles*</i>	
		<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>
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.

NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE

Tableau 62 : Normes d'approbation des plans des CER

	<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles</i>	
	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>
<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 63 : Normes de qualité du courant délivré au CER

	<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles</i>	
	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2023-2027</i>
<i>Fournir une explication au concessionnaire</i>	7	7	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6567 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<i>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</i>	10 *	10*	6269 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6567 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite par point d'injection et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<i>Apporter une solution</i>	90 *	90*	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

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 64 : Normes de sécurité et de disponibilité du courant délivré au CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2023-2027</i>
<i>Durée moyenne de défaillance au cours d'un mois</i>	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.
<i>Nombre moyen de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</i>	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 65 : Normes de facturation de la consommation des CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles* Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles * Période 2023-2027</i>
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
<i>Edition factures bimestrielles</i>	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
	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles* Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles* Période 2023-2027</i>
<i>Réponses aux réclamations concernant les factures**</i>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% 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 66 : Normes de préavis d'interruption programmée du service au CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2023-2027</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
<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 67 : Normes de vérification des compteurs des CER

	<i>Normes Période 2020-2022</i>	<i>Normes Période 2023-2027</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2020-2022</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2023-2027</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	10000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**	10000 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

Rubriques	Activités	Responsables	Échéances		Livrables
			Initiale	Réalisation	
Lancement officiel	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec par la publication d'avis dans la presse	CRSE	02/03/2022	02/03/2022	Chronogramme détaillé publié
Bilan de la période 2020-2022	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2020-2022 (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	Senelec	01/04/2022	01/04/2022	Rapport/Bilan de la période + fichiers Excel renseignés
	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2020-2022 tenant compte des observations de la CRSE-MPE	Senelec	27/05/2022	29/06/2022	Rapport/Bilan de la période + fichiers Excel renseignés et documentation
Définition des objectifs de la période 2023-2027	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 2023-2025.	Ministre chargé de l'Energie	01/05/22	10/11/2022	(1) Document de politique sectorielle (2) Normes et obligation de Senelec (3) Tout autre document relatif à la politique sectorielle
Première consultation publique	Publication du communiqué de presse sur le lancement de la consultation son objet, sa durée et les moyens de contribuer	CRSE	16/05/2022	15/11/2022	
	Publication du Document de consultation sur le site internet de la CRSE	CRSE	16/05/2022	15/11/2022	
	Organisation d'une journée de partage	CRSE	A définir		Synthèse des observations et commentaires
	Fin 1ère consultation publique	CRSE	15/06/2022	16/12/2022	

Rubriques	Activités	Responsables	Échéances		Livrables
			Initiale	Réalisation	
Projections pour la période 2023-2025	Soumission par Senelec des projections de la période 2023-2027	Senelec	16/06/22	15/01/23	Document de projections et fichiers Excel pour chaque activité sur la période 2023-2027 (Orientations stratégique, projections de demande, Charges d'exploitation et maintenance, Investissements...)
	Observations de la CRSE sur les projections 2023-2027	CRSE	30/06/22	29/01/23	Synthèse observations CRSE
	Transmission par Senelec des projections définitives de la période 2023-2027	Senelec	30/07/22	14/02/23	Document explicatif des projections et fichiers Excel
SECONDE CONSULTATION PUBLIQUE					
Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires.	CRSE	31/08/22	16/03/23	Document de consultation publique
	Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires		à définir		Synthèse et analyse des observations et commentaires reçus
Clôture de la seconde Consultation Publique	Clôture de la seconde phase de consultation publique		01/10/22	15/04/23	
PHASE DE MISE AU POINT					
Ajustement des objectifs fixés par le Ministre chargé de l'Energie en termes de normes et obligations pour la période 2023-2025	Ajustement éventuel des normes et obligations par le Ministre chargé de l'Energie	Ministre chargé de l'Energie	18/10/22	30/04/23	Normes et obligations ajustées
Révisions des projections pour la période 2023-2025	Révision par Senelec des projections pour la période 2023-2025 sur la base des normes et obligations ajustées	Senelec	01/11/22	15/05/23	Document de projections et fichiers Excel
Projet de décision	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues pour la période 2023-2025	CRSE	24/12/22	14/06/23	Projet de décision
PHASE DE CONTESTATION					

Rubriques	Activités	Responsables	Échéances		Livrables
			Initiale	Réalisation	
Contestation du projet de décision	Communication au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission de la contestation	Senelec	08/01/23	29/06/23	Contestation motivée
	Communication au Ministre chargé de l'Energie d'une liste d'experts indépendants	CRSE/Senelec	13/01/23	04/07/23	Liste d'experts indépendants
Choix d'un Expert	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par Senelec et la Commission, aux frais de Senelec	Ministre chargé de l'Energie	23/01/23	19/07/23	Lettre de notification de la désignation d'un expert
Conclusions de l'Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la Décision de la Commission et de la contestation de Senelec	Expert	07/02/23	03/08/23	Conclusions motivées de l'expert
ENTREE EN VIGUEUR DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES					
Décision finale	Publication par la Commission de la décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	CRSE	14/02/23	10/08/23	Décision de la CRSE
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de qualité et du montant des incitations contractuelles.	CRSE	14/02/23	10/08/23	
Nouvelle grille tarifaire	Publication nouvelle grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	Senelec	16/03/23	09/09/23	Nouvelle grille tarifaire approuvé par la CRSE

Annexe 2 : Bilan des activités de Senelec pour la période 2020-2022



DIRECTION DES ETUDES GENERALES

A decorative graphic of a scroll with a blue border and rounded corners. The scroll is unrolled, showing a light gray background. The text is centered on the scroll.

**BILAN TRIENNAL DES
ACTIVITES DE SENELEC
2020 - 2022**

Juin 2022



Table Des Matières

Table Des Matières	2
Liste des Tableaux	3
Liste des Graphiques	4
Introduction	5
I. Présentation de Senelec	6
I.1. Cadre Institutionnel	6
I.2. Organisation	8
I.3. Faits marquants de la période	8
II. Bilan des Ressources humaines et matérielles	14
II.1. Les Ressources humaines	14
II.2. Les ressources matérielles de Senelec	16
III. Bilan des Activités de l'exploitation sur la période 2020-2022	28
III.1. Ventes et Chiffre d'affaires	31
III.2. Production et Achats d'énergie	37
III.3. Consommations de combustibles	41
III.4. Rendement	42
III.5. Charges d'exploitation	44
III.6. Investissements sur la Période 2020-2022	47
III.7. Normes et Obligations Contractuelles	49
III.8. Résultats Financiers de l'exploitation de Senelec	57
IV. Perspectives de développement 2023-2027	59
IV.1. Perspectives de développement du parc de production entre 2023-2027	59
IV.2. Perspectives de développement du réseau entre 2023-2027	60
V. Appréciation de la Formule de contrôle des Revenus	64
V.1. Décisions portant Révision des Conditions Tarifaires 2020-2022	64
V.8. Suggestions pour la Nouvelle Formule	66
Conclusion	69

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Evolution du Personnel entre 2019 à 2022	14
Tableau 2 : Evolution du Personnel entre 2019 et 2021 : répartition par collège	14
Tableau 3 : Parc de production RI au 31 décembre 2021.....	20
Tableau 4 : Centrales du RNI au 31 décembre 2021	21
Tableau 5 : Centrales IPP, Importation, Autoproduction et Location	23
Tableau 6 : Evolution de la clientèle par niveau de Tension	28
Tableau 7 : Clientèle hors exportation : Comparaison avec les projections	29
Tableau 8 : Clientèle Woyofal : Comparaison avec les projections.....	30
Tableau 9 : Clientèle classique : Comparaison avec les projections	31
Tableau 10 : Evolution des ventes en énergie.....	32
Tableau 11 : Ventes d'énergie - Comparaison par rapport aux projections	32
Tableau 12 : Consommation Unitaire hors exportation:Comparaison avec les projections	34
Tableau 13 : Evolution du Chiffre d'affaires.....	34
Tableau 14 : Chiffre d'affaires : Comparaison avec les projections	35
Tableau 15 : Prix Moyen:Comparaison avec les projections	36
Tableau 16 : Evolution de la Production brute	37
Tableau 17 : Production brute:Comparaison avec les projections.....	37
Tableau 18 : Evolution de la production nette.....	39
Tableau 19 : Production nette:Comparaison avec les projections.....	39
Tableau 20 : Production nette par réseau : Comparaison avec les projections.....	40
Tableau 21 : Quantité de combustibles : Comparaison avec les Projections	41
Tableau 22 : Charges d'exploitation: Comparaison avec les Projections	44
Tableau 23 : Charges d'exploitation par nature : Comparaison avec les Projections	45
Tableau 24 : Evolution des Charges impactant les charges de personnel.....	46
Tableau 25 Suivi des investissements sur la période 2020-2022.....	47
Tableau 26 : Suivi des investissements sur la période 2020-2022.....	48
Tableau 27 Comparaison des objectifs et des réalisations de 2020 à 2022	50
Tableau 28 Evolution du nombre de clients ménage par région en zones urbaines entre 2020 et 2021.....	50
Tableau 29 : Evolution du nombre de clients ménage par région et par zone rurale entre 2020 et 2021	51
Tableau 30 : Soldes caractéristiques de Gestion	57
Tableau 31 : Compte d'exploitation	58

Tableau 32 : Investissements Transport de 2022 à 2035	62
---	----

Liste des Graphiques

Graphique 1 : Pyramide des âges du personnel entre 2020-2021	15
Graphique 2 : Composition du personnel par métier en 2020 et en 2021	15
Graphique 3 : Puissance installée - Comparaison par rapport aux projections	16
Graphique 4 : Puissance assignée - Comparaison par rapport aux projections	17
Graphique 5 : Taux de disponibilité - Comparaison par rapport aux projections	19
Graphique 6 : Taux d'utilisation - Comparaison par rapport aux projections	20
Graphique 7 : Clientèle Basse Tension - Performance par rapport aux projections	29
Graphique 8 : Ventes hors exportation – Taux de réalisations des projections	33
Graphique 9 : Chiffre d'affaires - Performance par rapport aux projections.....	35
Graphique 10 : Production brute - Comparaison avec les projections.....	38
Graphique 11 : Mix énergétique - Comparaison avec les projections	39
Graphique 12 : Production nette - Comparaison avec les projections.....	40
Graphique 13 : Rendement - Comparaison avec les projections.....	42
Graphique 14 : Evolution des pertes entre 2020 et 2022.....	43
Graphique 15 : Poids des différents postes de charges.....	45
Graphique 16 : Réseau Interconnecté planifié	64

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. Sept (7) 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 ;
- Avenant n°5 du 23 décembre 2019 a prorogé la période d'exclusivité de Senelec de 20 mois ;
- Avenant n°6 du 22 février 2022 a étendu le périmètre de Senelec aux localités rurales des départements de Kaolack, Niourou du Rip, Guinguinéo, Fatick, Gossas, Kolda, Vélingara et Médina Yoro Foulah ;
- Avenant n°7 du 13 avril 2022 a prorogé la période d'exclusivité de Senelec jusqu'au 29 février 2024.

Cette loi a été abrogée en 2021 par le code de l'électricité. La loi n°2021-31 du 9 juillet 2021 portant création du code de l'électricité est une réforme qui vient réorganiser le secteur de l'électricité. Elle prévoit de mettre fin à la période d'exclusivité à titre d'acheteur unique progressivement. Senelec dispose ainsi d'un délai de :

- 12 mois pour finaliser la séparation comptable ;
- 24 mois pour mettre en œuvre les modalités techniques permettant l'opérationnalisation de l'accès des tiers au réseau ;
- 30 mois pour finaliser la séparation fonctionnelle par la création d'une société mère (Holding) et de trois filiales (production, transport et distribution-vente d'énergie électrique).

C'est dans ce contexte que s'inscrit le bilan des activités de Senelec de la période 2020-2022. En effet, dans le cadre du processus de révision des conditions tarifaires lancé le 02 mars 2022, Senelec doit soumettre le bilan de ses activités et donner son appréciation sur l'adéquation de la formule de contrôle de revenu qui lui est appliquée.

Ainsi, le présent rapport, relatif au bilan de la période 2020-2022, passe en revue les réalisations de l'année 2020, les réalisations provisoires en fin décembre 2021 et le budget 2022 validé par le Conseil d'Administration en fin décembre 2021.

Il sera articulé autour des quatre points suivants :

- Présentation de Senelec ;
- Bilan des activités 2020-2022 ;
- 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. L'objectif de cette loi étant de réguler les activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national. Cependant, depuis juillet 2021, la loi 2021-31 portant Code de l'électricité vient réorganiser le secteur de l'électricité en abrogeant la loi 98-29.

La loi 2021-31 stipule que la politique d'organisation, de gestion et de développement du secteur de l'électricité obéit notamment aux principes suivants :

- le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique ;
- l'utilisation optimale des ressources nationales énergétiques ;
- l'égalité de traitement et de non-discrimination ;
- la garantie d'un service public de l'électricité de qualité à tous ;
- l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité ainsi que le respect des exigences environnementales et l'inclusion sociale ;
- le respect des engagements internationaux et communautaires relatifs au secteur de l'électricité ;
- la promotion de la concurrence et la participation du secteur privé ;
- la viabilité financière des entreprises ;
- la disponibilité et le partage de l'information ;
- le développement durable et la responsabilité sociétale des entreprises.

Ainsi, l'Etat a mis en place un système de régulation et de contrôle du secteur électrique pour sa viabilité, 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.

Le Ministre chargé de l'Energie met en œuvre la politique générale et la stratégie de développement du secteur de l'électricité définie par le Président de la République. A ce titre, il élabore et soumet au Président de la République pour approbation le Plan intégré à moindre coût (PIMC), le cadre de planification du secteur de l'électricité sur cinq (05) ans. Le PIMC devrait tenir compte des objectifs principaux assignés au secteur tels que précisés par les instruments de planification nationaux, les lettres de politique sectorielle et autres documents stratégiques en vigueur.

Le PIMC n'étant pas encore en vigueur, ce bilan se fera en rapport avec les projections définies avec la CRSE et encadrées par la Décision N°2020-56 du 31 décembre 2020 relative aux conditions tarifaires de la période 2020-2022.

La CRSE est une autorité indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente de l'énergie électrique. Ses décisions ont le caractère d'acte administratif, elles sont susceptibles de recours juridictionnel.

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

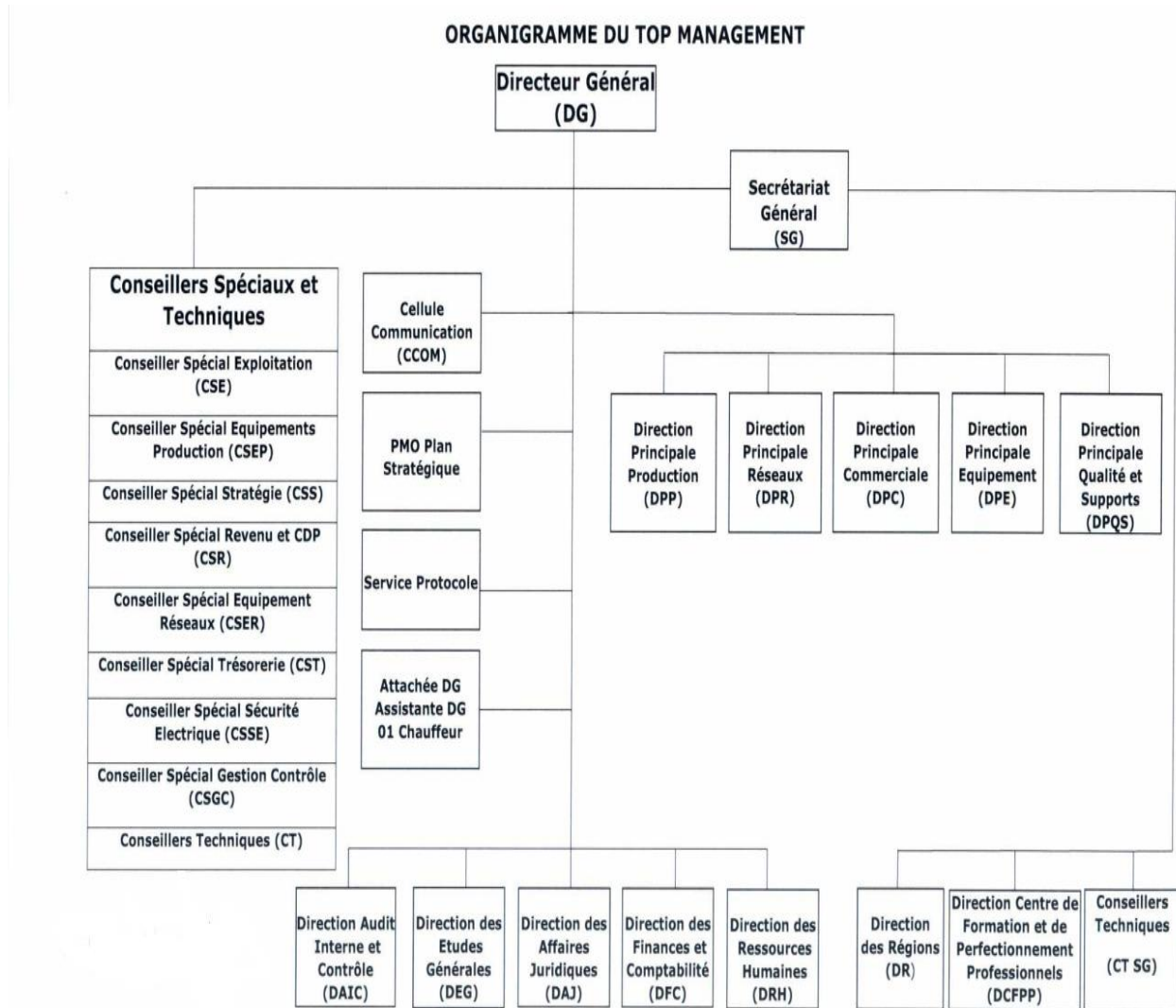
Le processus de révision périodique des conditions tarifaires de 2020-2022, lancé le 05 décembre 2019 a pris fin en décembre 2020 avec de nouvelles conditions tarifaires pour la période 2020-2022. La structure des paramètres de la formule de contrôle des revenus (facteur d'économie d'échelle, facteurs de pondération des inflations sectorielles, ventes de référence) a été maintenue. Toutefois, des changements ont été introduits comme la prise en compte :

- du Besoin en Fonds de Roulement (B.F.R.) ;
- de la correction des revenus suivant le taux de réalisation des investissements ;
- de l'abandon du taux d'imposition (Ts) dans la formule de calcul du coût du capital ;
- de l'inclusion d'un taux raisonnable de créances irrécouvrables dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé.

I.2. Organisation

Senelec est une société anonyme à participation publique majoritaire, concessionnaire (par la loi 98-06) 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'organisation actuelle de Senelec est comme décrite par l'organigramme ci-dessous.



I.3. Faits marquants de la période

La période 2020-2022 est marquée par la Pandémie du Covid 19 et ses effets dans le secteur de l'électricité. Cependant, l'organisation mise en place a permis la résilience de Senelec et

une stratégie de développement. Les faits les plus marquants de cette période sont ci-dessous.

I.3.1. Code de l'électricité et extension du champ du régulateur.

Le nouveau code de l'électricité et la loi portant création et fixant les règles d'organisation et de fonctionnement de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie ont été élaborés avec l'appui du Millennium Challenge Corporation, dans le cadre de la formulation et de la mise en œuvre du second Compact.

Parallèlement à l'approbation du Code de l'Électricité, le Gouvernement a entamé le processus d'extension du champ d'action du régulateur à l'aval des hydrocarbures et aux segments intermédiaires et aval gazier. Il a été examiné la loi sur le régulateur. Cette loi propose un renforcement de la régulation par la révision des missions et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE) et du Comité National des Hydrocarbures (CNH) qui seront fusionnés dans une nouvelle autorité de régulation, dénommée Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE).

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 concessions d'électrification rurale à travers l'extension du périmètre de concession de Senelec. L'Avenant N°6, signé le 22 février 2022, 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 des départements ci-après :

- Kaolack, Nioro du Rip, Guinguinéo.
- Fatick, Gossas.
- Kolda, Vélingara, Médina Yoro Foulah.

I.3.3. Proposition de plan Tarifaire

Le gouvernement du Sénégal avec l'appui du 2nd compact du Millenium Challenge Corporation (MCC), a décidé, dans le cadre de la réforme du secteur, d'adopter un plan tarifaire à la suite de l'étude sur le coût du service. L'objectif de ce plan tarifaire est d'adapter les tarifs à la structure des coûts du service et de façon raisonnable à leur niveau. Ce plan devrait impulser

le tissu industriel. La proposition de plan tarifaire du Ministère du Pétrole et des Energies (MPE) a été adoptée à la suite de la consultation de toutes les parties prenantes.

I.3.4. Programme d'Accès Universel à l'électricité

Le Programme d'Accès universel à l'électricité a pour objectif de fournir à tous les citoyens une énergie fiable, en quantité, qualité et à un prix abordable à l'horizon 2025, afin de satisfaire les besoins des services sociocommunitaires de base et des activités génératrices de revenus. Le projet comporte trois étapes :

- l'accès universel des zones péri-urbaines et rurales ;
- le renforcement et le réaménagement du réseau de Distribution de l'énergie électrique dans les régions ;
- le développement du réseau de transport par la création des postes de :
 - Kaolack Sud 225/30 kV (Scope Vinci 2) ;
 - Vélingara 225/30 kV (Scope Vinci 2) ;
 - Pékesse 225/30 kV (Scope Vinci 2) ;
 - Koungeul 225/30 kV ((Scope Vinci 2 mais initialement sous scope OMVG) ;
 - Diass 225/90kV (Scope Vinci 2) ;
 - Kaffrine 225/30 kV (AR) ;
 - Touba 2 255/30 kV (travaux en cours – scope Boucle du Ferlo) ;
 - Matam 2 225/30 kV (Scope Boucle du Ferlo) ;
 - Linguère 225/30 kV (Maintien à confirmer par DPE/DEL dans le scope Boucle du Ferlo) ;
 - Guédiawaye 90/30 kV (travaux en cours) ;
 - Sococim 90/30 kV (travaux en cours).

I.3.5. Construction de la Centrale IPP de 300 MW du Cap des Biches

Le Sénégal a lancé les travaux de la plus grande centrale à gaz d'Afrique de l'Ouest, le mercredi 31 mars 2021, avec la pose de la première pierre du projet de construction d'une nouvelle centrale électrique à gaz de 300 MW au Cap des Biches. De l'avis de la Ministre du Pétrole et des Energies, « ce projet permettra de conforter nos capacités de production tout en réduisant les consommations de combustible, grâce aux performances attendues du fonctionnement des unités de production au gaz. Il jouera également un grand rôle dans notre empreinte carbone ».

I.3.6. Inauguration du poste 100 % Numérique

Le premier poste 100% numérique de Senelec a été inauguré le 27 mai 2021. Ce projet, d'un montant de 8,83 milliards FCFA, est une composante du programme dénommé « Pôles 2020 » d'un coût global de 129 milliards F CFA. Le poste est construit pour plus de rapidité dans le transport d'énergie depuis Tobéne, Thiona et Diass. Il s'agit d'une réalisation qui est à mettre à l'actif de la Senelec, dans le cadre de son partenariat avec Vinci Energies. Grâce aux nouvelles fonctionnalités, les exploitants du poste électrique gèrent leur ouvrage par anticipation et non plus par réaction. Ce poste participe à « la cassure de la fracture énergétique qui a longtemps déséquilibré le pays et qui faisait croire à certains des compatriotes qu'ils étaient condamnés à vivre dans le noir », à cause de leur position géographique.

I.3.7. Vers une filialisation de Senelec

Senelec va tendre vers une filialisation de ses services d'ici à janvier 2024. La démarche est prévue dans le cadre du programme Power Compact intégré dans le Millenium Challenge Account (MCA). Il est prévu une séparation fonctionnelle par la création d'une société mère (Holding) et de trois filiales (production, transport et distribution-vente d'énergie électrique).

Les travaux se poursuivent pour une définition claire des frontières et des périmètres de ces différentes entités, compte tenue de la cible institutionnelle visée par les autorités.

I.3.8. Plan Stratégique DOLLI (2021-2025)

Le Plan Stratégique DOLLI 2021-2025 est lancé et s'inscrit dans la dynamique de la poursuite du plan YEESAL 2016-2020. A la lumière de l'orientation politique du Plan Sénégal Emergent (PSE) et la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE), la stratégie d'entreprise portera en 2025 à construire une entreprise citoyenne, compétitive, délivrant un service public assurant l'accès universel et le développement industriel du Sénégal. L'atteinte de cette ambition devra prendre en compte la maitrise des initiatives aussi bien de la feuille de Route Electricité 2035 et que celles au sein de Senelec. Le plan DOLLI s'articule autour de 6 axes :

- ✓ Axe 1 : Transition Energétique pour le développement industriel ;
- ✓ Axe 2 : Accès Universel à L'électricité pour le développement socio-économique ;

- ✓ Axe 3 : Amélioration de la satisfaction du client ;
- ✓ Axe 4 : Performance financière, sécurisation revenus et maîtrise des risques juridiques ;
- ✓ Axe 5 : Diversification et innovation ;
- ✓ Axe 6 : Digitalisation des activités métiers et supports.

I.3.9. S.I.G.P

Le module Oracle Project Portfolio Management permettant à Senelec d'améliorer la planification du portefeuille de ses projets et un suivi plus efficace a initié le Système d'Information et de Gestion des Projets (SIGP).

Le déploiement de cette solution devrait permettre une communication globale présentant le projet et ses fonctionnalités et une communication ciblée envers le Top – management. Le chargement des projets dans le système se poursuit mais la mise en cohérence de la plateforme de SIGP et des autres plateformes n'est pas encore effective. La réflexion se poursuit pour cette fonctionnalité.

I.3.10. N.S.I.C

Nouveau Système d'Information et gestion de la Clientèle (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. Mise en service en avril 2019, NSIC a permis d'atteindre les objectifs suivants :

- 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.

Les efforts se poursuivent pour :

- La couverture de tous les besoins fonctionnels actuels ;
- Le respect de toutes les procédures commerciales ;
- Le suivi exhaustif des normes ;
- L'intégration de la plateforme de gestion Woyofal à ce système.

I.3.11. Nouvelle orientation commerciale

La nouvelle orientation stratégique a conduit à l'élaboration d'un ambitieux plan d'actions triennal de la Direction Principale du Commercial avec notamment la réalisation d'actions significatives telles que :

- La réalisation du pilote de Gorée, avec un passage à 100% au compteur intelligent de tous les clients et le déploiement de l'application mobile Samacourant (*portail offrant la possibilité de suivre votre consommation partout et en tout temps, de consulter le montant de vos factures, de recevoir l'alerte de crédit faible, de recharger votre compteur, de consulter votre historique récent d'achat de crédit*).
- Le recrutement des ATC, agents polyvalents, des responsables front office et des ingénieurs suivi clients industriels pour une meilleure prise en charge des besoins et sollicitations de nos partenaires.
- La publication de la nouvelle stratégie de mesurage (*elle s'inscrit dans la dynamique de l'exploitation des leviers offerts par les solutions numériques et la digitalisation*).
- Le maintien de la certification **ISO 9001 V 2015** de la Direction Clientèle d'Affaires.

I.3.12. Intégration de la TVA sur la compensation

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 des tarifs 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 des tarifs a toujours été perçue hors TVA. Les parties concernées : Secrétariat Permanent à l'Énergie (SPE), MPE, Ministère des Finances et du Budget (MFB), CRSE et Senelec sont d'accord sur le principe que la compensation pour gel des tarifs doit être soumise à la TVA. La solution appliquée depuis 2020 est la soumission au MFB par Senelec d'une « facture » de la compensation intégrant la TVA pour paiement après la décision de la CRSE.

II. Bilan des Ressources humaines et matérielles

II.1. Les Ressources humaines

Le personnel de Senelec en fin décembre 2021 s'établit à 3 309 agents soit une hausse de 227 agents (7,37%) comparé à 2020. Le tableau ci-dessous présente l'évolution du personnel de 2019 à 2022.

Tableau 1 : Evolution du Personnel entre 2019 à 2022

Année	2019	2020	2021	2022*
Personnel	3 140	3 082	3 309	3 409
Evolution		-1,85%	7,37%	3,02%

*budget validé

Sur la période 2019-2021, l'effectif de Senelec n'a pas connu de forte variation ; aussi, dans sa répartition par collège les poids sont relativement constants.

II.1.1. Composition du personnel par collège et par sexe

Tableau 2 : Evolution du Personnel entre 2019 et 2021 : répartition par collège

COLLEGE	2019,00		2020,00			2021,00		
	Effectif	Poids	Effectif	Poids	Variation (en%) 19-20	Effectif	Poids	Variation (en%) 20-21
Cadre	437	13,92%	442	14,34%	1,14%	503	15,20%	13,80%
Exécution	244	7,77%	210	6,81%	-13,93%	225	6,80%	7,14%
Maitrise	2 459	78,31%	2 430	78,84%	-1,18%	2 581	78,00%	6,21%
Total général	3 140	100,00%	3 082	100,00%	-1,85%	3 309	100,00%	7,37%

Le taux d'encadrement est resté stable sur la période 2019-2021, autour de 14% de l'effectif ; de même les poids de l'exécution et de la maîtrise sur l'effectif sont restés respectivement à 7% et 78% environ.

Tableau 3 : Evolution du Personnel entre 2019 et 2021 : répartition par sexe

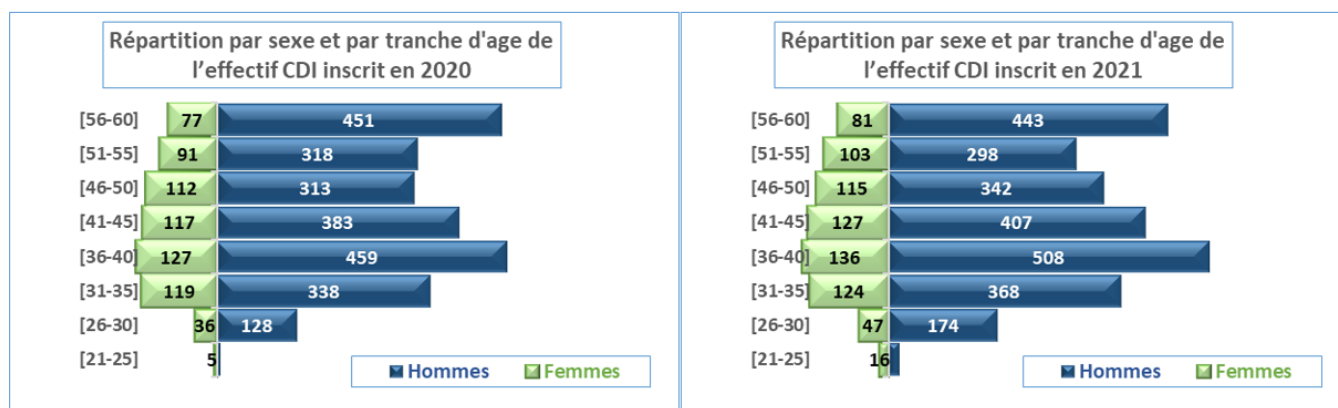
SEXE	2019		2020		2021	
	Effectif	Poids	Effectif	Poids	Effectif	Poids
Femmes	681	21,69%	684	22,19%	749	22,64%
Hommes	2 459	78,31%	2 398	77,81%	2 560	77,36%
Total général	3 140	100,00%	3 082	100,00%	3 309	100,00%

Les femmes représentent 22% à 23% du personnel sur la période 2019-2021. Une faible évolution est notée par rapport à la période 2016-2018 où leur poids se situait entre 20% et 21% de l'effectif.

II.1.2. Composition du personnel par tranche d'âge

En 2020, l'effectif âgé de 46 à 60 ans représente 44,19 % contre 41,76% en 2021. Le personnel âgé au plus de 45 ans a augmenté de 20 agents ; il passe de 1 362 agents en 2020 à 1 382 agents en 2021.

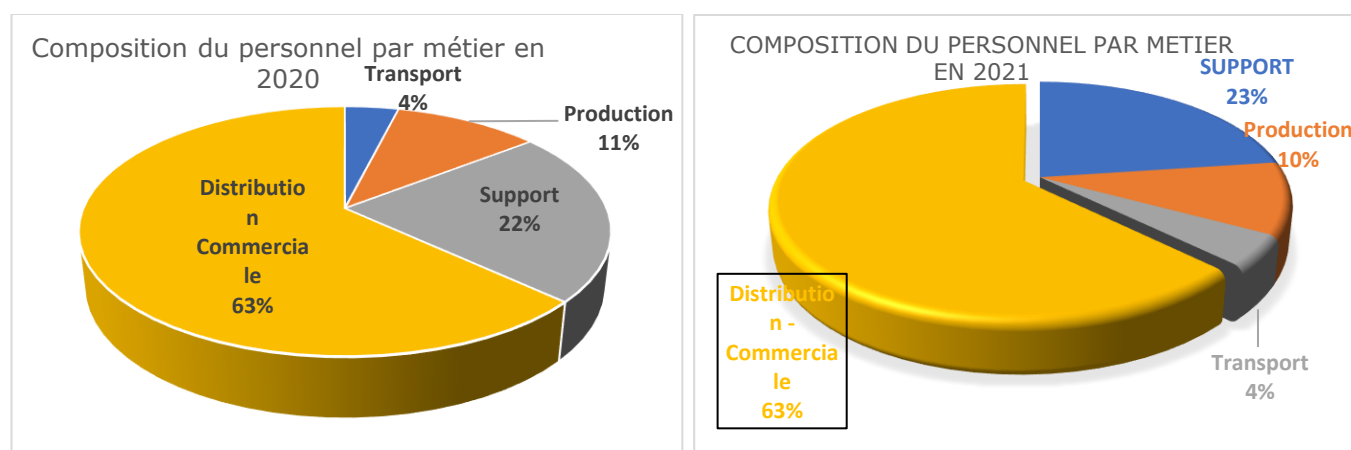
Graphique 1 : Pyramide des âges du personnel entre 2020-2021



II.1.3. Composition du personnel par métier

La répartition du personnel par métier permet de constater que la majorité de l'effectif est au niveau du Commercial et de la Distribution : 63%. Le Transport a la plus faible part avec seulement 4% du personnel total de Senelec.

Graphique 2 : Composition du personnel par métier en 2020 et en 2021



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

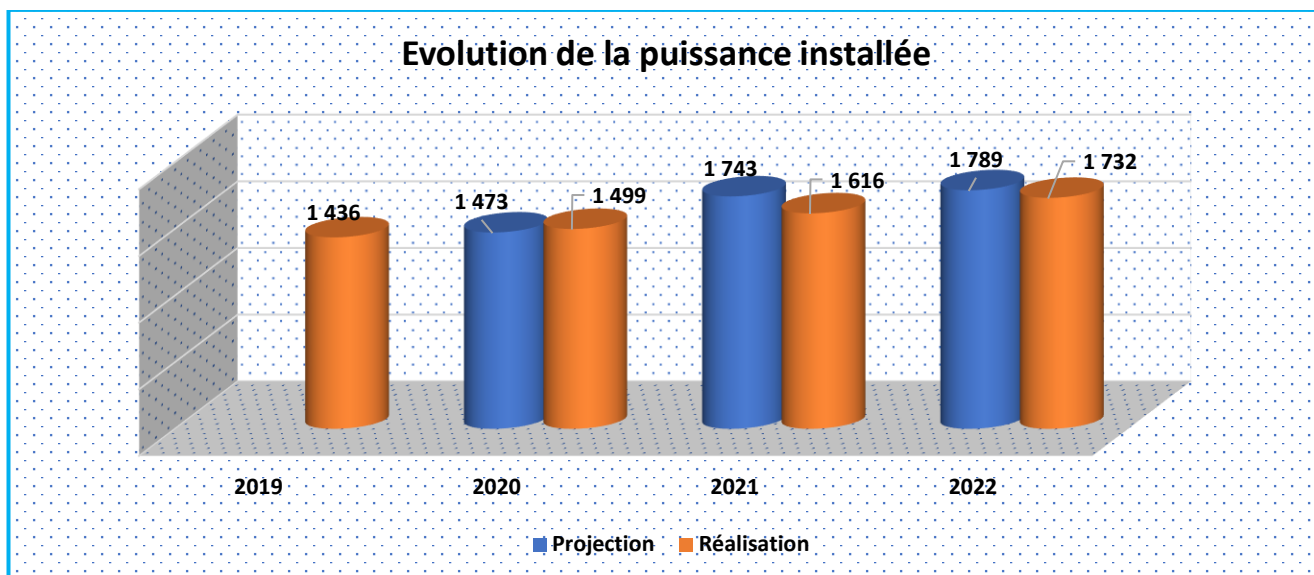
La production nationale d'électricité est assurée par le parc de Senelec, (33%) et les unités des producteurs privés (67%). La pénétration du mix énergie s'est poursuivie sur la période 2020-2022, avec la mise en service des centrales solaires de Touba et Kahone, la mise en place d'une centrale IPP diesel Flexi cycle de 120 MW fonctionnant au HFO et convertible au gaz, devant être raccordé au poste 225 KV de Malicounda, l'augmentation de la production de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye et la location du Karpower (HFO/GNL).

II.2.1.1. Puissance installée

La puissance installée totale du parc de production est passée de 1 435,99 MW en 2019 à 1 616,41 MW en 2021 soit une augmentation de puissance de 180,42 MW. Cette augmentation est principalement liée à la centrale KPS. La première phase du contrat (marche HFO) qui devait prendre fin le 5 avril 2020 s'est poursuivie en 2021 du fait du retard survenu sur le passage au gaz. Le nouveau parc éolien de Taïba NDIAYE a apporté beaucoup de souplesse et de maîtrise dans la gestion du plan de tension 225 kV et celui du 90 kV grâce à sa capacité de fourniture et d'absorption rapide de puissance réactive. Le retour de la centrale à charbon de SENDOU et la mise en service de centrales solaires en 2021 ont participé à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Sur la période, une baisse par rapport à la projection de 157,51 MW a été notée.

Graphique 3 : Puissance installée - Comparaison par rapport aux projections



Malgré l'écart positif noté en 2020 par rapport à la projection (+26,45 MW), un retard de puissance de 126,88 MW est constaté en 2021, retard qui se poursuit en 2022 (-57,08MW). L'augmentation de la puissance de karpower (HFO) et de Taiba Ndiaye, n'a pas comblé le gap créé par le retard de Karpower (GNL) et Malicounda. KPS est toujours bien sollicitée du fait de son faible coût de production et de son rang sur le placement des groupes.

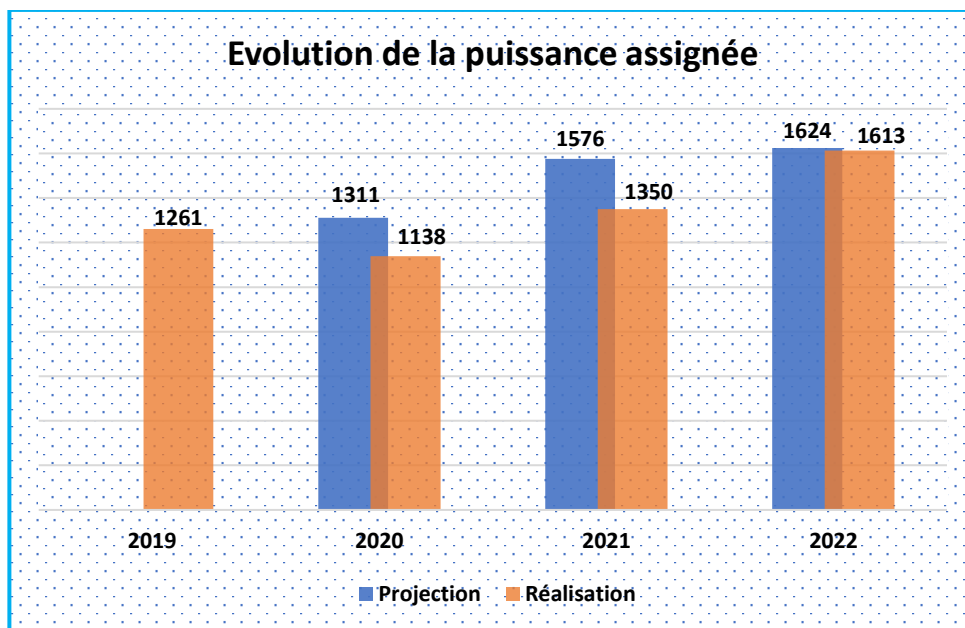
En 2020 et en 2021, la puissance installée du réseau RNI s'est établit respectivement à 85,94 MW et 93,31MW contre une projection annuelle de 76,09 MW. Le dépassement est essentiellement dû à la centrale de Ziguinchor et aux centres isolés.

II.2.1.2. Puissance assignée

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

La puissance assignée totale du parc de production devrait passer de 1 138,13 MW en 2020 à 1 613,23 MW en 2022, soit une augmentation de 475,1 MW sur la période 2020-2022. Sur cette même période, les réalisations sont cependant légèrement en retard par rapport aux projections. Des retards de 172,57MW en 2020, de 225,47 MW en 2021 et de 10,72 MW en 2022 sont en effet notés, constituant globalement un écart de -408,75 MW sur la période.

Graphique 4 : Puissance assignée - Comparaison par rapport aux projections



En 2020 les dysfonctionnements notés sur la centrale de Sendou, associés au retard de la mise en service de Scaling Solar Kahone ont entraîné un écart négatif entre les projections et les réalisations. A partir de 2021 le dysfonctionnement noté avec Sendou s'est résorbé et Scaling-Solar Kahone a été mise en service, mais les retards sur la centrales Cap des biches [Diesel (C4), et de KPS (GNL) sont plus importants, aussi la centrale de Taiba Ndiaye n'a pas atteint le niveau projeté de 2021 et la centrale de Gouina n'a pas encore été mise en service en 2022.

II.2.1.3. Taux de disponibilité

Les taux de disponibilité du parc de production sur la période 2020-2022 sont en retard par rapport aux projections. Un retard de 19,32% est noté sur la période 2020-2022, réparti comme suit +2,85% en 2020, -9,48% en 2021 et - 12,70% en 2022.

Les variations importantes notées des taux de disponibilité des groupes de Senelec s'expliquent par des contraintes telles que la précarité dans l'approvisionnement en combustible des différentes centrales fonctionnant au HFO BTS et l'indisponibilité des tranches vapeur pendant la période de forte charge.

La part de la production des unités vapeur de la centrale C3 a nettement baissé passant de 7% en 2019 à 1% en 2020. Cette tendance s'explique par l'indisponibilité aléatoire :

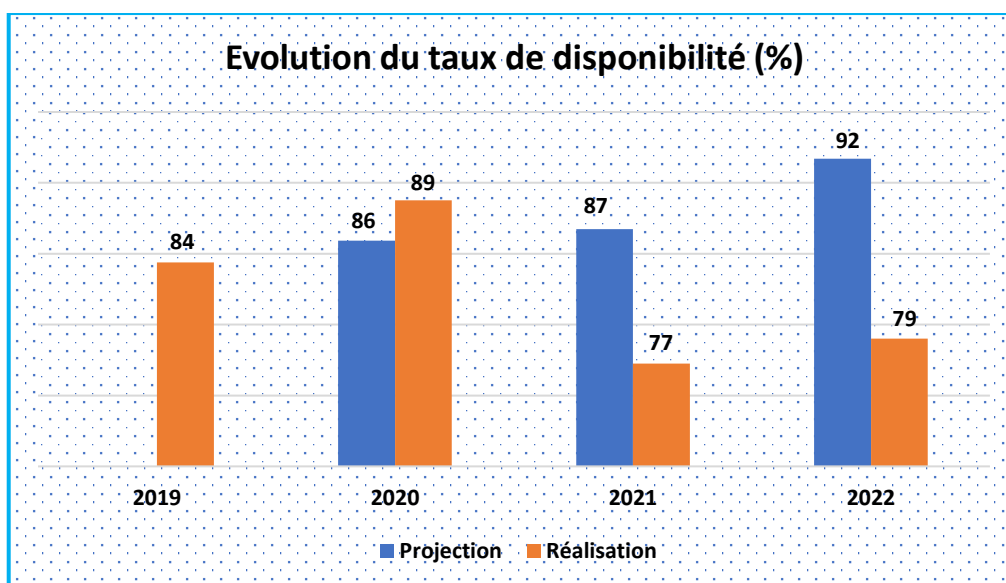
- Groupe 301 : du 1^{er} au 27 janvier 2020 à la suite d'un défaut de régulation turbine puis du 09 septembre au 28 Novembre 2020 suite vibration excessive de la turbine ;

- Groupe 303 : du 07 juin à fin décembre 2020 suite avarie réchauffeur d'air.

En 2021, des incidents ont entraîné de longs arrêts tels que :

- Groupe 303 : incendie sur réchauffeur d'air et la cheminée depuis décembre 2020, déclassement du groupe en cours ;
- Groupe 301 : vibration excessive du 08 avril au 29 juin 2021, indisponibilité suite usure des coussinets de paliers de la turbine à vapeur du 10 juillet au 26 Octobre 2021 puis arrêt suite explosion transformateur TR4 depuis le 1^{er} novembre 2021.

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



II.2.1.4. Taux d'utilisation

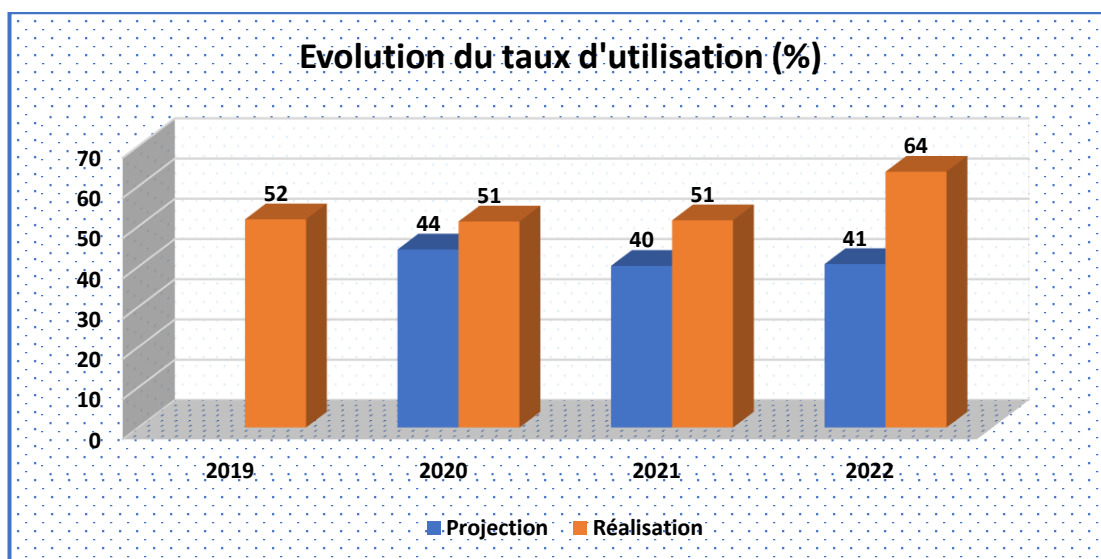
Le taux d'utilisation reflète le niveau d'utilisation de la puissance disponible. En effet, une puissance disponible peut ne pas être sollicitée du fait d'une demande faible ou d'arrêt pour maintenance programmée des ouvrages d'évacuation.

Dans les projections, il était prévu un taux d'utilisation moyen de 41,61% entre 2020 et 2022 et un taux d'utilisation moyen de 55,43% est noté. Globalement le dépassement sur la période est de 41,24% dont % 6,96% en 2020 ; 11, 31% en 2021 et 22,97% en 2022.

Ce dépassement est dû :

- au déploiement de la phase 2 et 3 de l'IPP Eolien Taiba Ndiaye ;
- à la centrale de Sendou utilisée plus que prévue en 2021 et 2022 ;
- au fort taux d'utilisation de KPS (HFO).

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



II.2.1.1. 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. La liaison du Réseau Interconnecté (RI) au Réseau Non Interconnecté était prévue pour début 2021, mais des retards ont été notés dans la réalisation du raccordement des autres centres, qui est maintenant prévu au courant de 2022.

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 2020-2022, 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 3 : Parc de production RI au 31 décembre 2021

Sites	Centrales	Groupes	Année	Type	Puiss. Installée (MW)	Puiss. Référence année (MW)
Bel Air	CVI	601	2006	Diésel	16,45	15,5
		602	2006	Diésel	16,45	15,5
		603	2006	Diésel	16,45	15,5
		604	2006	Diésel	16,45	15,5
		605	2013	Diésel	16,45	15,5
		606	2013	Diésel	16,45	15,5
	TAG 4	TAG 4	1999	Turbines à combustion	35	30
Cap des Biches	C.III Vapeur	301	1966	Vapeur	27,5	23
		303	1978	Vapeur	30	22
		TAG2	1984	Turbines à combustion	20	18
		TAG3	1995	Turbines à combustion	22	0
	C.IV	401	1990	Diésel	21	
		402	1990	Diésel	21	17
		403	1997	Diésel	23	
		404	2003	Diésel	15	15
		405	2003	Diésel	15	15
Kahone	Kahone 1	93	1982	Diésel	3,6	3
		94	1982	Diésel	3,6	3
		149	1988	Diésel	3,6	3
		150	1988	Diésel	3,6	3
	Kahone 2	701	2008	Diésel	16,9	15
		702	2008	Diésel	16,9	15
		703	2008	Diésel	16,9	15
		704	2008	Diésel	16,9	15
		705	2013	Diésel	16,9	15
		706	2013	Diésel	16,9	15
PV Senelec	PV-CICAD		2014	Solaire	2	2
	PV-Diass		2019	Solaire	23	20
Total Senelec					469	357
TOTAL RI					1 523	1163

Les centrales du réseau non interconnecté :

Il s'agit de deux réseaux qui étaient 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. Cependant la centrale de Tamba est raccordée au RI et le raccordement des centrales de Boutoute et et Kolda est en cours.

Tableau 4 : Centrales du RNI au 31 décembre 2021

Sites	Centrales	Groupes	Année	Type	Puiss. Installée (MW)	Puiss. Référence année (MW)
-------	-----------	---------	-------	------	-----------------------	-----------------------------

RNI Sen.	Boutoute				21	14
	Tamba				11	7
	CS				33	27
Location	Agg. Bout				12	10
	APR Tamba				6	5
Total RNI					82	

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)

En 2021, il a été noté la mise en service de deux centrales photovoltaïques, Scaling-solar Kahone et Scaling-solar Touba, et en 2022 celle de Malicounda est prévue. Il y a également le retour 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 2020 et plusieurs déclenchements entraînant des puissances délestées dans le réseau avaient occasionné son arrêt mais elle est revenue dans le parc en 2021.

Tableau 5 : Centrales IPP, Importation, Autoproduction et Location

Sites	Centrales	Groupes	Année	Type	Puiss. Installée (MW)	Puiss. Référence année (MW)
IPP - Importation, Autoproduction et Location	Félou	4 groupes	2013	Hydraulique	15	10
	Manantali	5 groupes	2002	Hydraulique	60	40
	Mauritanie			Diésel		20
	Kounoune Power	9 groupes	2007	Diésel	67,5	50
	Tobène Power	7 groupes	2016	Diésel	115	105
	Contour Global	6 groupes	2016	Diésel	85,9	86
	PV-Bokhol		2016	Solaire	20	155
	PV-Malicounda		2016	Solaire	22	
	PV-Mékhé		2017	Solaire	30	
	PV-TenMérina		2017	Solaire	29	
	PV-Kahone		2018	Solaire	20	
	PV-Sakal		2018	Solaire	20	
	PV scaling kahone		2021	Solaire	35	
	PV scaling Touba		2021	Solaire	25	
	Sendou		2018	Charbon	125	115
	ICS		2016	Charbon	6	6
	Aggreko		2018	Diésel		49
	APR		2018	Diésel		20
	KarPowerShip		2019	Diésel	220	120
	PETN		2019	Eolien	158,57	30
Malicounda Power						
Total IPP et location					1053,97	806
TOTAL RI					1 523	1163

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).

Confronté à des mutations relatives à la production, à la révolution du numérique et à l'environnement, le réseau de transport Haute Tension de Senelec ne cesse de se moderniser. Pour pérenniser les efforts de l'Etat à travers sa politique de développement dans le sous-secteur de l'électricité, Senelec a renforcé les infrastructures d'exploitation et de surveillance

de ses installations HTB/HTA au niveau de ses postes stratégiques. Ce renforcement concerne notamment la mise en conformité des activités par rapport aux normes standards d'une part et d'autre part, par la mise à niveau du système de contrôle commande et de protection avec la construction de nouveaux postes à contrôle commande numérique et l'extension des installations de son réseau de transport et de distribution.

II.2.2.1. Postes HTB

Le réseau électrique devient de plus en plus maillé créant ainsi une redondance des ouvrages avec une meilleure souplesse de l'exploitation du système électrique.

Les postes sont répartis comme suit par zone :

- Quatorze (14) postes à Dakar : Bel Air, Université, Aéroport, Patte d'Oie, Hann, Mbao, Cap des Biches, Kounoune, Bargny, Diamniadio, SOCOCIM, Olam, Someta, Fabrimétal.
- Treize (13) postes dans les autres régions : Thiona, Thiès numérique, Tobène, Touba, Kaolack, Mékhé, Malicounda, Diass, Fatick, KMS, Ziguinchor, Kolda, Tambacounda ;
- Cinq (5) postes OMVS : Tobène, Sakal, Dagana, Matam et Bakel ;
- Deux (2) postes OMVG : Tambacounda et Kaolack (extension).

La répartition des postes par type est la suivante :

- Les postes de répartition : Tobène 225 kV, Kounoune 225 kV et Patte d'Oie ;
- Les postes Source : Bel Air, Université, Aéroport, Hann, Mbao, Cap des Biches, Thiona, Tobène 90 kV, Touba, Kaolack, Kounoune 90 kV, Malicounda, Diass, Bargny, Fatick, Diamniadio, Thiès numérique ;
- Les postes privés HTB : Sococim, Mékhé, Olam, Someta, Fabrimétal, KMS, Tambacounda, Soma, Sakal, Matam, Dagana et Bakel ;
- Les postes d'interconnexions : Kaolack et Tobène.

L'année 2021 a été marquée par la réalisation d'importants projets :

- Extension du poste 225kV de Kaolack ;
- Mise en service des lignes 225kV Kaolack-Soma et Kaolack Tambacounda dans le cadre du Projet OMVG, avec des puissances réactives respectives de 23,6 MVAR et 51 MVAR ;
- Mise en service des postes de l'OMVG : Kaolack, Tambacounda et Soma ;

- Réhabilitation du réseau HTA de Tambacounda pour l'amélioration de la qualité de service ;
- Extension du poste 225/30kV de Fatick ;
- Extension du poste 225/30kV de Malicounda ;
- Réalisation du poste 90/30kV de Kounoune dans le cadre des projets de la cellule du pôle 2020 ;
- Installation d'un nouveau transformateur 225/90/30 kV d'une puissance de 125 MVA au Poste de Kounoune, dans le cadre des projets de la cellule du pôle 2020 ;
- Augmentation de la puissance installée au poste de Thiona par le remplacement du transformateur N°1 40 MVA par un autre de 80 MVA ;
- Mise en service du poste HTB/HTA de Keur Momar Sarr et la mise à disposition du personnel Senelec pour l'exploitation ;

Construction de la deuxième ligne d'évacuation de l'énergie produite par la barge KPS entre le port et le poste de Bel Air et son raccordement sur les travées de TR4 et TAG4.

II.2.2.2.Lignes HTB

Le réseau de transport de Senelec est constitué de 2 niveaux de tension 225 kV et 90 kV. En 2021, le réseau de transport représente 656,26 km dont 264,11 km de lignes 90 kV et 392,15 km de lignes 225 kV (Voir annexe pour la répartition des postes au 31 décembre 2021). Cette comptabilisation ne prend pas en compte les réseaux OMVS et OMVG.

La période 2020-2022 a été marquée entre autres par la mise en service des projets suivants

- La nouvelle ligne 225 kV Tobène – Thiès et Diass mise en exploitation en 2020 qui permet le premier bouclage sur la partie 225 kV du RI de Senelec (Postes Tobène, Thiès, Diass, Bargny, Diamniadio et Kounoune). Ce maillage a pour avantage de garantir la continuité du service.
- Les nouvelles lignes 225 kV Kaolack – Tambacounda et Kaolack - Soma qui symbolisent le début de la nouvelle coopération entre Senelec et l'OMVG,
- Les travaux en cours de réalisation de la ligne 225 kV Fatick – Malicounda qui permettront d'avoir deux autres boucles :
 - La première boucle 225 kV avec les postes Tobène, Touba, Kaolack, Fatick, Malicounda, Diass, Bargny, Diamniadio, Kounoune, Tobène ;
 - La deuxième boucle 225 kV avec les postes Tobène, Touba, Kaolack, Fatick, Malicounda, Diass, Thiès, Tobène ;

- La boucle du Ferlo ;
- Les autres projets d'interconnexion entre les pays de la sous - région.

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 donne :

- ▶ 14 698,18 km de lignes HTA aériennes et souterraines confondues (6.6 kV et 30 kV),
- ▶ 15 840,06 km de lignes BT aériennes et souterraines confondues (0.4 kV),
- ▶ 8584 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. Postes HTA / BT

Les **8584** postes HTA/BT sont répartis comme suit :

- **5796** postes de distribution publique (secteurs),
- **2589** postes clients (privés),
- **199** postes mixtes (secteurs et privés).

II.2.3.2. Lignes HTA

Le réseau de distribution de Senelec est constitué par 14 698,18 km de lignes HTA, répartis comme suit :

- 12 316,85 km de lignes aériennes
- 2 370,19 km de lignes souterraines
- 11,13 km de lignes fluviales.

II.2.3.3. Lignes BT

Le réseau de distribution de Senelec est constitué de 15 840,06 km de lignes BT dont des lignes souterraines, aériennes nues et préassemblées toutes confondues, postes HTA/BT en antenne et en coupure d'artère.

III. Bilan des Activités de l'exploitation sur la période 2020-2022

III.1. Clientèle

La clientèle globale (hors exportations) de Senelec est passée de 1 596 775 clients en 2019 à 1 965 573 clients à fin 2021 soit 368 798 clients supplémentaires enregistrés. Il est projeté d'alimenter 194 222 clients en 2022 soit une clientèle globale de 2 159 795 attendue à la fin de la période. La clientèle « Basse Tension » a connu une forte croissance de 10,60%/an sur la période. La croissance de la clientèle « Moyenne Tension » quant à elle est plus modérée avec un taux de 4,22%/an.

Concernant la clientèle « Haute Tension », il a été noté l'arrivée du TER (Train Express Régional) en 2020 et de l'usine de production d'eau KMS3 en 2021 et le passage en HTB de l'usine de production d'eau KMS1&2. Ainsi le nombre de clients HT est passé de 6 en 2019 à 9 en 2022.

Dans le cadre des relations de collaboration et d'échanges entre Senelec et les Sociétés d'électricité voisines, Senelec cède depuis 2017 à National Water and Electricity Company Limited (NAWEC) une petite partie de sa production pour leur aider à combler leur déficit de production au niveau des postes HTB/HTA de Keur Ayib et Karang. Il est prévu en 2022 la signature d'un autre contrat d'exportation avec NAWEC à partir du poste HTB de SOMA.

Tableau 6 : Evolution de la clientèle par niveau de Tension

	2019	2020	2021	2022	TCAM 2020-2022
CLIENTELE	1 596 775	1 754 570	1 965 573	2 159 795	10,59%
BASSE TENSION	1 593 786	1 751 511	1 962 400	2 156 409	10,60%
MOYENNE TENSION	2 983	3 052	3 164	3 377	4,22%
HAUTE TENSION	6	7	9	9	14,47%

Globalement, Senelec aurait raccordé plus de clients que prévus durant toute la période 2020-2022 même si pour l'année 2020 la cible n'a pas été atteinte. En effet, pour une cible de 1 792 429 clients en 2020, il a été comptabilisé 1 754 570 soit 37 859 clients de moins. Pour l'année 2021, il est noté un surplus de 39 530 clients et il est prévu de dépasser la cible en 2022 de 75 999 clients.

Toutefois, il est noté un retard sur l'arrivée des clients HT, la station de pompage d'eau MEKHE 2 dont le démarrage a été initialement prévu en 2022 a été reporté en 2023.

Tableau 7 : Clientèle hors exportation : Comparaison avec les projections

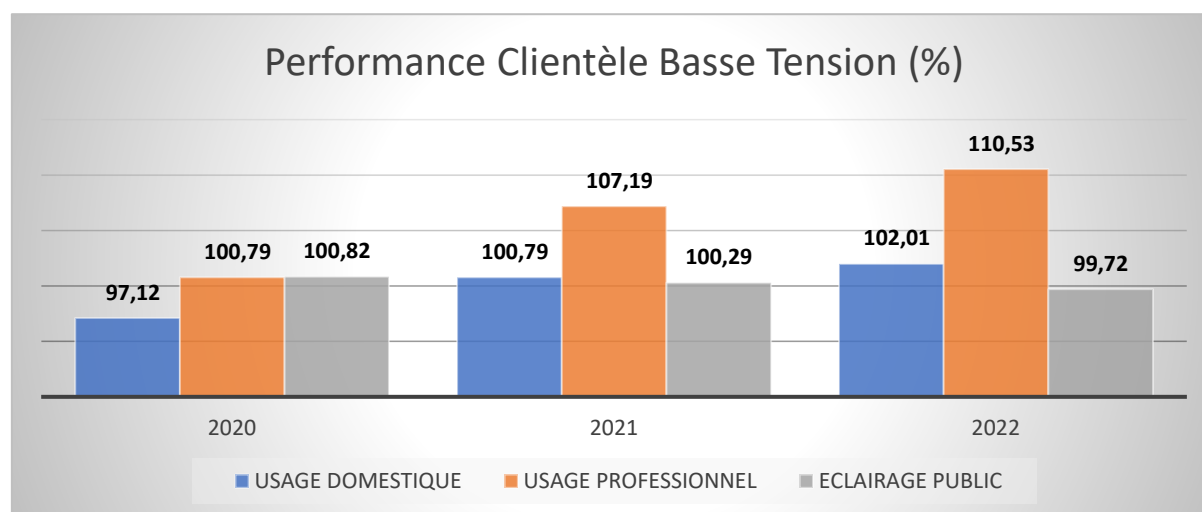
CLIENTELE		2020	2021	2022
Réalisations*	TOTAL	1 754 570	1 965 573	2 159 795
	BASSE TENSION	1 751 511	1 962 400	2 156 409
	MOYENNE TENSION	3 052	3 164	3 377
	HAUTE TENSION	7	9	9
Projections	TOTAL	1 792 429	1 926 043	2 083 796
	BASSE TENSION	1 789 621	1 923 003	2 080 337
	MOYENNE TENSION	2 801	3 032	3 450
	HAUTE TENSION	7	8	9
Réalisations/Projections	TOTAL	-2,11%	2,05%	3,65%
	BASSE TENSION	-2,13%	2,05%	3,66%
	MOYENNE TENSION	8,96%	4,35%	-2,14%
	HAUTE TENSION	0,00%	12,50%	0,00%

*2022 Budget validé

Au 31 décembre 2021, le nombre de clients domestiques de Senelec est de 1 554 753 pour une cible de 1 542 624 soit 100,79% de taux de réalisation. Quant aux clients professionnels, ils se chiffrent à 406 254 au 31 décembre 2021 pour un objectif de 378 989, soit un dépassement de 7,19%.

Globalement, le nombre de clients raccordés dépasse la cible de 39 530 en 2021.

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



La clientèle Woyofal n'a pas atteint les projections sur toute la période. En effet, pour une cible de 947 207 clients en 2020, il a été comptabilisé 914 478 clients soit 32 819 clients de moins. Pour l'année 2021, il est noté un retard de 272 997 clients et il est prévu un retard par rapport à la cible en 2022 de 36 958 clients.

L'important retard noté en 2021 s'explique par un retard au niveau de l'ambitieux programme de reconversion des clients post payés en prépaiement. En effet, il était fixé un objectif de pénétration du prépaiement de 75% en 2021 pour une réalisation de 60%.

Tableau 8 : Clientèle Woyofal : Comparaison avec les projections

CLIENTELE WOYOFAL		2020	2021	2022*
Réalisations*	TOTAL	914 478	1 170 460	1 728 417
	USAGE DOMESTIQUE	711 138	914 090	1 382 699
	USAGE PROFESSIONNEL	203 340	256 370	345 718
Projections	TOTAL	947 297	1 443 457	1 765 375
	USAGE DOMESTIQUE	745 130	1 127 869	1 389 016
	USAGE PROFESSIONNEL	202 167	315 588	376 359
Réalisations/Projections	TOTAL	-3,46%	-18,91%	-2,09%
	USAGE DOMESTIQUE	-4,56%	-18,95%	-0,45%
	USAGE PROFESSIONNEL	0,58%	-18,76%	-8,14%

*2022 Budget validé

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

- Une incitation tarifaire (les clients Woyofal paie le même tarif sur la 2^{nde} et la 3^{ème} tranche) et une prise en charge des travaux lors de la reconversion ;
- Programme de sécurisation des marchés ;
- Déploiement des boutiques Woyofal ;
- Renforcement de la collaboration avec les partenaires monétiques pour des recharges.

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 714 924 en 2019 à 640 663 en 2021 soit une baisse de 5,3% en moyenne par an. La baisse a été plus forte pour la clientèle à usage professionnel qui passe de 171 708 en 2019 à 149 884 en 2021, soit une baisse de 6,6% en moyenne par an.

Tableau 9 : Clientèle classique : Comparaison avec les projections

CLIENTELE CLASSIQUE		2020	2021	2022
Réalizations*	TOTAL	835 523	790 547	426 553
	USAGE DOMESTIQUE	676 158	640 663	326 298
	USAGE PROFESSIONNEL	159 365	149 884	100 256
Projections	TOTAL	840 989	478 156	313 518
	USAGE DOMESTIQUE	683 292	414 755	286 387
	USAGE PROFESSIONNEL	157 697	63 401	27 130
Réalizations/Projections	TOTAL	-0,65%	65,33%	36,05%
	USAGE DOMESTIQUE	-1,04%	54,47%	13,94%
	USAGE PROFESSIONNEL	1,06%	136,41%	269,54%

III.2. Ventes et Chiffre d'affaires

III.2.1. Ventes

Sur la période 2020-2022, Senelec devrait enregistrer des ventes globales de 12 451 GWh. En considérant l'énergie exportée, les ventes globales s'établissent à 12 702 GWh sur la période 2020-2022. Ces ventes ont augmenté de 8,84% en moyenne par an par rapport à 2019 passant ainsi de 3 616 GWh à 4 663 GWh attendu en 2022.

Pour les ventes par niveau de tension, ce sont les ventes Haute Tension qui connaissent la progression la plus forte avec une hausse de 28,56% en moyenne par an sur la période 2020-2022. Les ventes Moyenne Tension ont aussi augmenté avec un taux de croissance de 2,93%. Cette faible croissance s'explique par les effets de la pandémie de Covid 19 qui a fortement impacté certains secteurs d'activités économiques. Les ventes Basse Tension quant à elles connaissent une croissance de 6,57% par an sur la période.

Comparé à 2021, les ventes de 2022 augmenteraient de 12,28% ; cette croissance sera en grande partie portée par les ventes Haute Tension et les exportations. En effet, il est noté au niveau de la HT le démarrage effectif du TER et l'augmentation de puissance prévue de 8 MW de FABRIMETAL en 2022.

La cession d'énergie de Senelec à NAWEC a été effective à la suite de la construction des ouvrages de raccordement de Keur Ayib et Karang qui a permis de connecter les réseaux HTA de Senelec et de NAWEC. Cette cession d'énergie à NAWEC a porté sur une quantité d'énergie de 17,10 GWh en 2020. En 2021, le volume d'énergie cédé à NAWEC est de 22,01 GWh. En plus de l'exportation au niveau des postes HTA de Keur Ayib et Karang vers NAWEC, il est prévu une puissance additionnelle à céder en 2022 de 30 MW extensible à 50 MW en

HTB au niveau des postes de SOMA et de BRIKAMA, soit globalement un volume d'énergie de 217 GWh.

Tableau 10 : Evolution des ventes en énergie

	2019	2020	2021	2022	TCAM 2020-2022
VENTES (GWh)	3 616	3 892	4 153	4 663	8,84%
BASSE TENSION	2 281	2 542	2 630	2 761	6,57%
MOYENNE TENSION	1 083	1 082	1 113	1 181	2,93%
HAUTE TENSION	237	251	388	505	28,56%
EXPORTATIONS	16	17	22	217	140,96%

L'écart entre les projections et les réalisations est faible : pour une cible de 12 929 GWh initialement fixée, les ventes globales sur la période 2020-2022 atteindraient 12 707 GWh (hors PNLF) soit un retard de 1,72%. La performance a été principalement supportée par les ventes Basse Tension. Au niveau de la Moyenne Tension pour des projections de 3 709 GWh sur la période, Senelec n'a pu vendre que 3 376 GWh. Ce retard est imputable aux effets de la pandémie de Covid 19. Au niveau de la Haute Tension, pour des projections de 1 201 GWh, Senelec n'a pu vendre que 1 143 GWh. Ce déficit est entièrement imputable aux retards sur les grands projets tels que le TER dont le démarrage était prévu en octobre 2020 et finalement effectif en 2022 et la station de pompage MEKHE 2 dont le démarrage était prévu en 2022 et reporté en 2023.

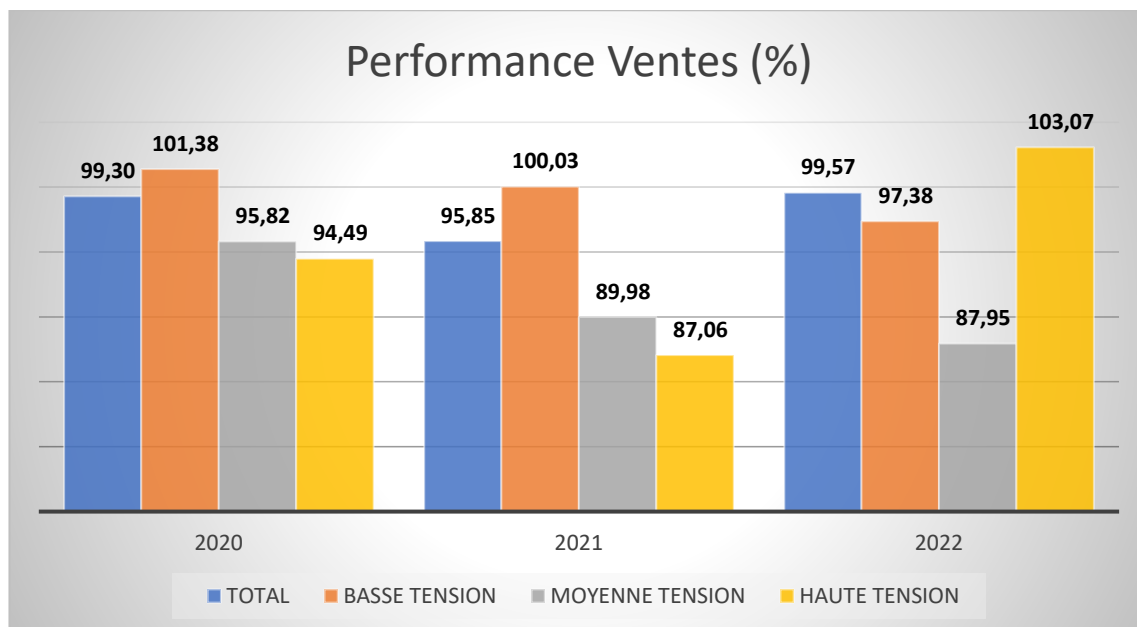
Tableau 11 : Ventes d'énergie - Comparaison par rapport aux projections

VENTES (GWH)		2020	2021	2022	2020-2022
Réalisations*	TOTAL	3 892	4 153	4 663	12 707
	BASSE TENSION	2 542	2 630	2 761	7 932
	MOYENNE TENSION	1 082	1 113	1 181	3 376
	HAUTE TENSION	251	388	505	1 143
	EXPORTATIONS	17	22	217	256
Projections	TOTAL	3 919	4 328	4 683	12 929
	BASSE TENSION	2 507	2 629	2 835	7 971
	MOYENNE TENSION	1 129	1 237	1 342	3 709
	HAUTE TENSION	266	445	489	1 201
	EXPORTATIONS	17	16	16	49
Réalisations/Projections	TOTAL	-0,70%	-4,03%	-0,43%	-1,72%
	BASSE TENSION	1,38%	0,03%	-2,62%	-0,49%
	MOYENNE TENSION	-4,18%	-10,02%	-12,05%	-8,98%
	HAUTE TENSION	-5,51%	-12,94%	3,07%	-4,77%
	EXPORTATIONS	-0,24%	39,25%	1272,39%	425,13%

*Budget validé 2022

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 87,06% en 2021.

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



En moyenne, la consommation d'un client Haute Tension a baissé en 2020, 35,86 GWh contre 37,96 GWh prévue par les projections. Cette consommation unitaire a augmenté en 2021 en passant à 43,09 GWh et devrait également augmenter en 2022 en passant à 56,06 GWh avec comme conséquence un petit rattrapage du retard accusé lors de la 2^{ème} année. La consommation moyenne d'un client HT sur la période 2020-2022 serait ainsi de 45,00 GWh pour un niveau fixé par les projections de 49,34 GWh.

Au niveau de la basse Tension, entre 2020 et 2022, il y a eu une baisse de la consommation unitaire qui passe de 1,45 MWh/client/an à 1,28 MWh/client/an. Avec le budget 2022, la consommation moyenne unitaire des clients Basse Tension sera plus faible que le niveau prévu d'environ 6% (1,28 MWh contre 1,36 MWh par les projections). Cette baisse peut être justifiée par les actions d'économies d'énergie et la pénétration du Woyofal.

En 2020, sur les consommations unitaires des clients Moyenne Tension, l'écart était relativement élevé (354,39 MWh/client/an contre 403,00 MWh/client/an pour les projections). En 2021, une baisse par rapport aux projections 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 351,99 MWh/client/an sur la période 2020-2022 contre 400,05 MWh/client/an prévue soit un écart d'environ de -12%.

Tableau 12 : Consommation Unitaire hors exportation: Comparaison avec les projections

MWh/Client		2020	2021	2022*
Réalizations	TOTAL	2,22	2,11	2,16
	BASSE TENSION	1,45	1,34	1,28
	MOYENNE TENSION	354,39	351,89	349,67
	HAUTE TENSION	35 863,34	43 087,00	56 057,78
Projections	TOTAL	2,19	2,25	2,25
	BASSE TENSION	1,40	1,37	1,36
	MOYENNE TENSION	403,00	408,09	389,06
	HAUTE TENSION	37 956,63	55 676,04	54 387,88
Réalizations/Projections	TOTAL	1,45%	-6,08%	-3,93%
	BASSE TENSION	3,58%	-1,98%	-6,06%
	MOYENNE TENSION	-12,06%	-13,77%	-10,12%
	HAUTE TENSION	-5,51%	-22,61%	3,07%

*Budget validé 2022

III.2.1. Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires issu des ventes d'énergie hors exportations sur la période 2020-2022 devrait être de 1 400 milliards de FCFA. Comparé à 2019, l'accroissement moyenne annuelle n'est que de 8,50%. Rappelons que les ventes ont augmenté sur la même période de 7,28% en moyenne par an : cela s'explique par la hausse des tarifs qui est intervenue en décembre 2019. En intégrant les exportations, le chiffre d'affaires a atteint 1 421 milliards de FCFA sur la période 2020-2022, soit une hausse annuelle de 9,64% comparé à 2019. En effet, le chiffre d'affaires issu de l'exportation a atteint 21 milliards de FCFA sur la période.

Tableau 13 : Evolution du Chiffre d'affaires

	2019	2020	2021	2022	TCAM 2020-2022
CHIFFRE D'AFFAIRES (Mds)	387	443	468	510	9,64%
BASSE TENSION	249	294	303	313	7,95%
MOYENNE TENSION	118	126	130	138	5,31%
HAUTE TENSION	19	21	33	42	30,10%
EXPORTATIONS	1	2	2	18	127,33%

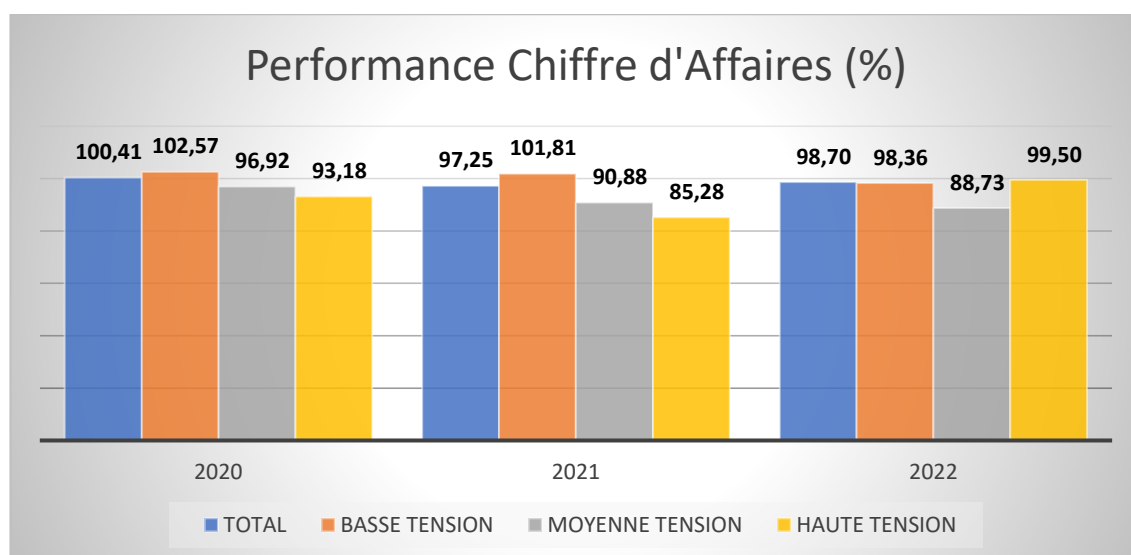
Par rapport aux projections, le chiffre d'affaires global de la période 2020-2022 affiche un retard de 17 738 millions de FCFA correspondant à 1,23%. Ce retard est entièrement imputable à la Haute Tension et à la Moyenne Tension. Concernant la Basse Tension, nous avons noté un dépassement de 7 543 millions de FCFA.

Tableau 14 : Chiffre d'affaires : Comparaison avec les projections

CHIFFRE D'AFFAIRES (Mds)		2020	2021	2022	2020-2022
Réalisations*	TOTAL	443	468	510	1 421
	BASSE TENSION	294	303	313	910
	MOYENNE TENSION	126	130	138	394
	HAUTE TENSION	21	33	42	96
	EXPORTATIONS	2	2	18	21
Projections	TOTAL	441	481	517	1 439
	BASSE TENSION	287	298	318	903
	MOYENNE TENSION	130	143	155	428
	HAUTE TENSION	23	39	42	104
	EXPORTATIONS	2	1	1	4
Réalisations/Projections	TOTAL	0,41%	-2,66%	-1,30%	-1,23%
	BASSE TENSION	2,57%	1,81%	-1,64%	0,84%
	MOYENNE TENSION	-3,08%	-9,12%	-11,27%	-8,06%
	HAUTE TENSION	-6,82%	-14,72%	-0,50%	-7,18%
	EXPORTATIONS	-0,24%	37,51%	1136,51%	380,52%

Le graphique ci-dessous permet de visualiser les taux de réalisation des chiffres d'affaires par niveau de tension entre 2020 et 2022. Le plus faible taux de réalisation a été noté au niveau de la Haute Tension en 2021 avec un chiffre d'affaires réalisé de 32 807 millions de FCFA soit 85,28% de la cible de 38 660 millions de FCFA.

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



Le prix moyen de la Basse Tension est globalement en phase avec les projections avec un dépassement de 0,50%. Sur la Basse Tension et Moyenne Tension, il est noté respectivement un écart de 1,33% et 1,00% en plus sur le prix moyen (114,74 FCFA/kWh pour la BT et 116,60 FCFA/kWh pour la MT contre respectivement des projections de 113,23 FCFA/kWh et

115,44 FCFA/kWh). Il est noté au niveau de la Haute Tension, un écart négatif avec 84,40 FCFA/kWh contre 86,59 FCFA/kWh prévu). Pour les exportations, il sera noté une baisse du prix moyen par rapport aux projections avec la renégociation du prix unitaire de cession vers NAWEC en HTA de 90 FCFA/kWh à 87,5 kWh et la signature d'un nouveau contrat de cession en HTB avec 80 FCFA/kWh considéré dans le budget en attendant la signature du contrat. La baisse du prix moyen au niveau des clients HT pourrait s'expliquer par une meilleure compréhension de la tarification de l'électricité et une optimisation de la consommation des industriels.

Tableau 15 : Prix Moyen: Comparaison avec les projections

PRIX MOYEN (F CFA/kWh)		2020	2021	2022	2020-2022
Réalisations*	TOTAL	114	113	109	112
	BASSE TENSION	116	115	113	115
	MOYENNE TENSION	116	117	117	117
	HAUTE TENSION	85	85	84	84
	EXPORTATIONS	90	90	81	82
Projections	TOTAL	113	111	110	111
	BASSE TENSION	114	113	112	113
	MOYENNE TENSION	115	116	116	115
	HAUTE TENSION	86	87	87	87
	EXPORTATIONS	90	90	90	90
Réalisations/Projections (En %)	TOTAL	101,12	101,46	99,12	100,50
	BASSE TENSION	101,18	101,78	101,01	101,33
	MOYENNE TENSION	101,15	101,00	100,89	101,00
	HAUTE TENSION	98,62	97,95	96,53	97,47
	EXPORTATIONS	100,00	100,00	90,10	91,44

III.3. Production et Achats d'énergie

III.3.1. Production brute

Globalement 15 554 GWh sont nécessaires pour satisfaire la demande de la clientèle sur la période 2020-2022. La production propre de Senelec a été stable entre 2020-2021 et tournait autour de 1 855,53 GWh en moyenne par an. Une baisse de la production de Senelec est attendue, d'un taux moyen de 12% par an. Tandis que, les achats devront augmenter en moyenne de 22% par an, passant ainsi de 2 314 GWh en 2019 à 4 146 GWh en 2022.

Tableau 16 : Evolution de la Production brute

Production brute (GWh)	2019	2020	2021	2022	Total 2020-2022	TCAM 2020-2022
Achats d'énergie	2 314	2 904	3 366	4 146	10 417	22%
Production brute Senelec	2 140	1 910	1 801	1 425	5 137	-12%
Total	4 454	4 814	5 167	5 571	15 554	8%

La forte croissance des Achats fait que les réalisations sont au-dessus du niveau fixé dans les projections : sur la période 2020-2022, les achats affichent 10 417 GWh pour des projections de 9 546 GWh, soit un dépassement de 9%. Ce dépassement est en grande partie imputable à KPS (HFO), Contour Global, TOBENE POWER. Ces 3 centrales ont contribué respectivement pour 2 958,77 GWh ; 1 491,50 GWh, 957,32GWh contre des prévisions de 1 561,64 GWh ; 655,90 GWh ; 125,48 GWh. La centrale de Sendou qui n'était pas prévue pour la période, a contribué pour 109,36 GWh en 2021 et est budgétisée pour 287,87 GWh en 2022.

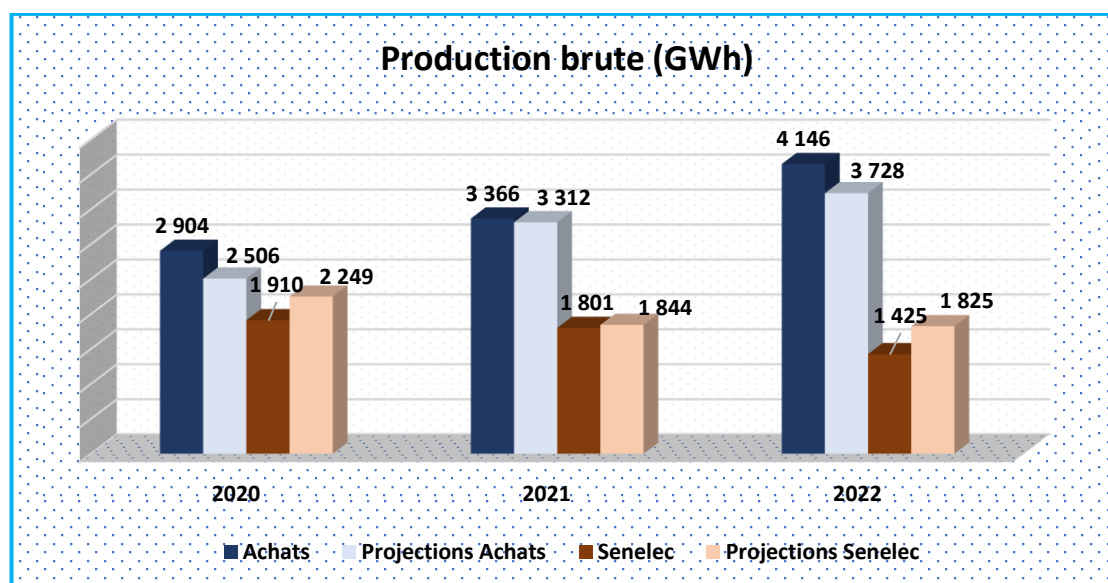
La production brute de Senelec devrait être de 5 137 GWh contre des prévisions de 5 918 GWh soit un retard de 13%. Pour pallier ce retard les IPP ont produit plus que prévu, soit 9% de plus que les prévisions. Un retard de 781 GWh par rapport aux projections est noté sur les centrales de Senelec et un dépassement de 871 GWh sur les achats auprès des IPP.

Tableau 17 : Production brute: Comparaison avec les projections

Production brute (GWh)		2020	2021	2022	Total
Projections	Achats d'énergie	2 506	3 312	3 728	9 546
	Production brute Senelec	2 249	1 844	1 825	5 918
	Total	4 756	5 156	5 553	15 464
Réalizations	Achats d'énergie	2 904	3 366	4 146	10 417
	Production brute Senelec	1 910	1 801	1 425	5 137
	Total	4 814	5 167	5 571	15 554
Réalizations/Projections	Achats d'énergie	15,87%	1,63%	11,21%	9,12%
	Production brute Senelec	-15,08%	-2,33%	-21,89%	-13,20%
	Total	1,22%	0,21%	0,33%	0,58%

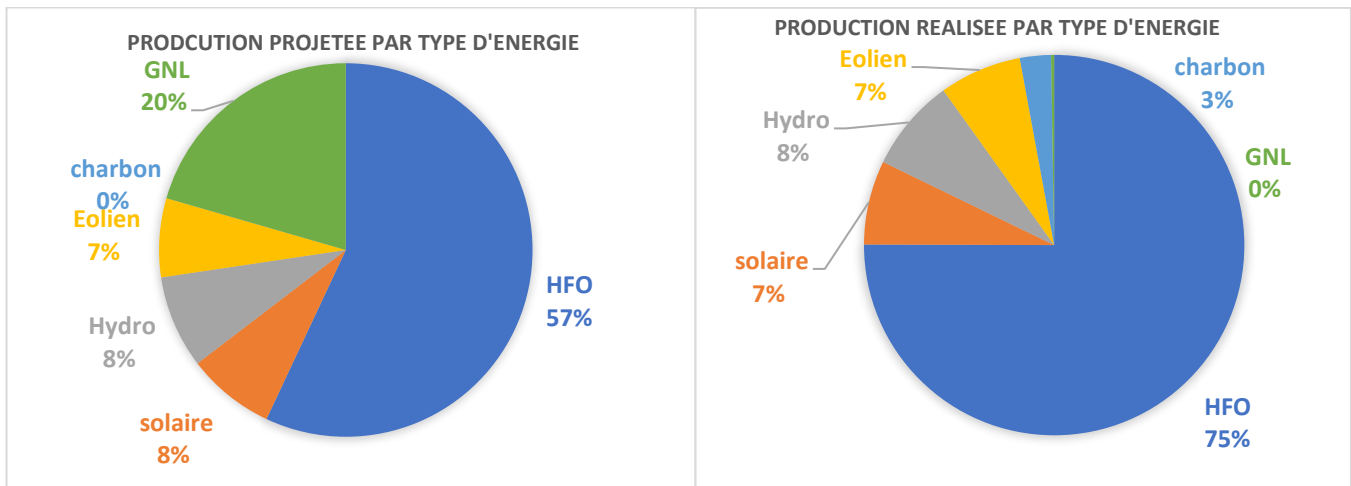
Le graphique ci-dessous nous permet de visualiser que globalement l'écart entre la production brute réalisée (Achats et production propre) et les projections est relativement faible sur toute la période : en moyenne, 29 GWh de dépassement par an soit 0,59%. Il confirme également la hausse de la part des Achats qui représente 66,97% de la production brute totale au lieu des 61,73% prévus dans les projections.

Graphique 10 : Production brute - Comparaison avec les projections



La stratégie du mix énergétique s'est poursuivie. L'électricité produite à partir de l'éolien sur la période représentant 7% de la production brute totale, le solaire 7%, l'hydraulique 8%, le charbon 3%. Ces sources d'énergies n'ont pas fortement évolué par rapport à leur niveau de prévision. Cependant, le GNL qui était prévu pour 20% n'a pas été utilisé et a été substitué pour l'essentiel par le HFO et le charbon.

Graphique 11 : 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 2020-2022, la production nette a été de 15 445 GWh dont 5 029 GWh par les centrales Senelec.

Tableau 18 : Evolution de la production nette

Production nette (GWh)	2019	2020	2021	2022	Total 2020-2022	TCAM 2020-2022
Achats d'énergie	2 314	2 904	3 366	4 146	10 417	22%
Production nette Senelec	2 088	1 872	1 763	1 394	5 029	-12%
Total	4 402	4 776	5 130	5 540	15 445	8%

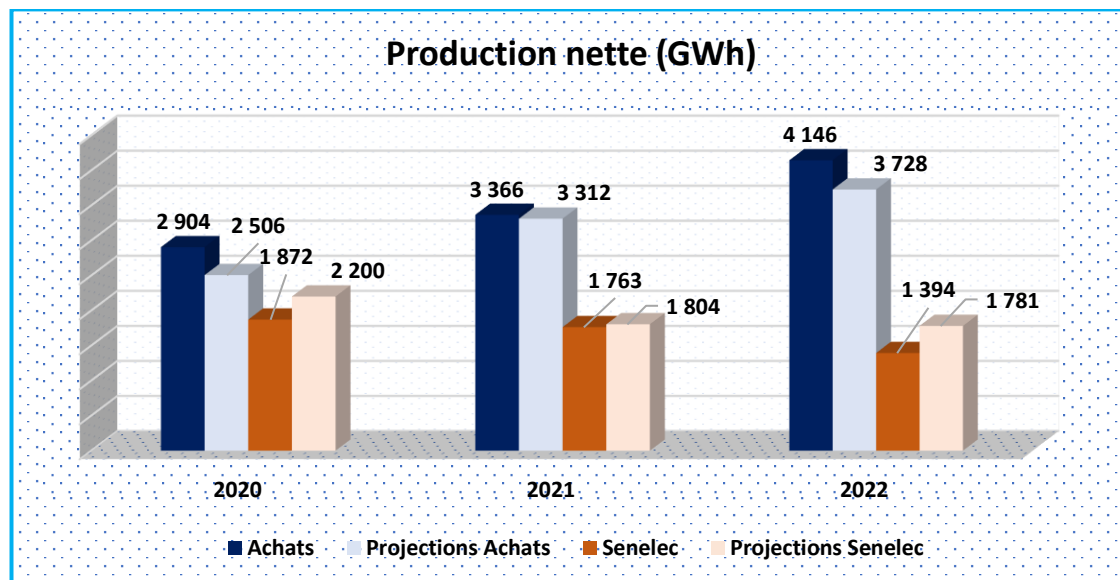
Cette production nette a dépassé les projections de 113 GWh soit 0,70%. Cela traduit une performance des centrales propres de Senelec, les consommations des auxiliaires ont baissé ; elles se chiffrent à 107,90 GWh contre des projections de 132,47 GWh.

Tableau 19 : Production nette: Comparaison avec les projections

Production nette (GWh)		2020	2021	2022	Total
Projections	Achats d'énergie	2 506	3 312	3 728	9 546
	Production Senelec	2 200	1 804	1 781	5 786
	Total	4 707	5 116	5 509	15 332
Réalizations	Achats d'énergie	2 904	3 366	4 146	10 417
	Production Senelec	1 872	1 763	1 394	5 029
	Total	4 776	5 130	5 540	15 445
Réalizations/ Projections	Achats d'énergie	15,9%	1,6%	11,2%	9,1%
	Production Senelec	-14,9%	-2,3%	-21,7%	-13,1%
	Total	1,5%	0,3%	0,6%	0,7%

Le graphique ci-dessous nous permet de visualiser que globalement l'écart entre la production nette (Achats et production propre) prévue et réalisée est relativement faible sur toute la période. En moyenne 38 GWh de dépassement par an, soit 0,7%.

Graphique 12 : Production nette - Comparaison avec les projections



L'interconnexion du RNI aurait dû être effective en 2021. Du fait du retard de la réalisation de ce projet, Senelec est obligée d'exploiter le RNI jusqu'en 2022. Comme nous pouvons le voir dans le tableau ci-dessous, la production du RNI a augmenté de 54,3G GWh soit 15,78% de plus par rapport aux projections.

Tableau 20 : Production nette par réseau : Comparaison avec les projections

Production nette (GWh)		2020	2021	2022	Total
Projections	RI	1984	1684	1781	5449
	RNI	217	121	0	338
	Total	2201	1805	1781	5787
Réalizations	RI	1707	1595	1335	4637
	RNI	164	168	59	392
	Total	1872	1763	1394	5029
Réalizations/ Projections	RI	-13,95%	-5,29%	-25,04%	-14,90%
	RNI	-24,27%	38,84%		15,78%
	Total	-14,97%	-2,33%	-21,73%	-13,11%

III.4. Consommations de combustibles

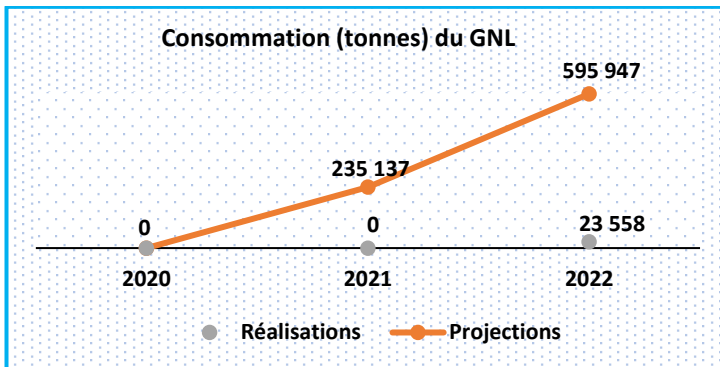
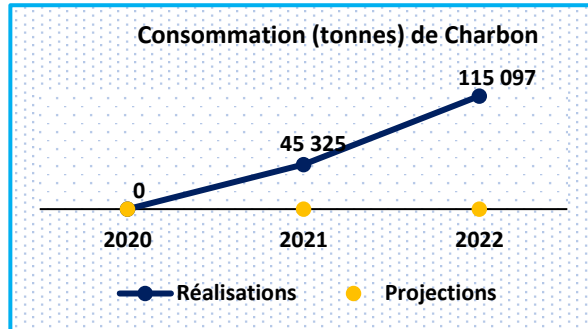
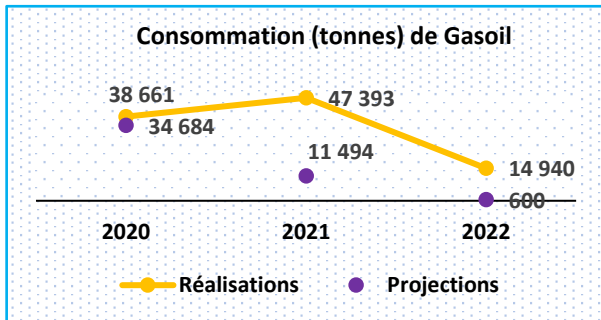
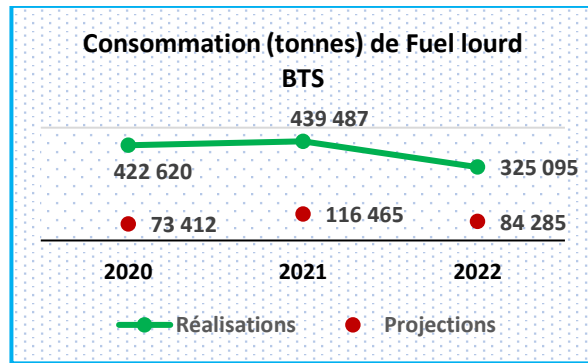
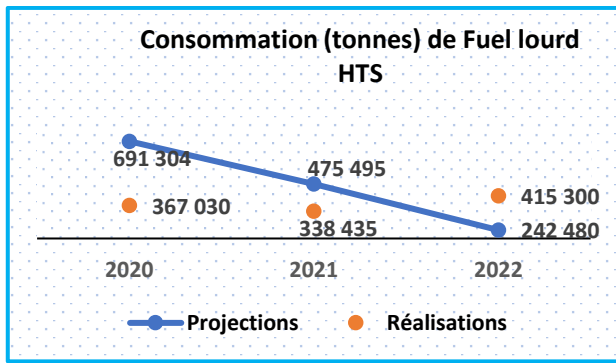
Nous avons noté un dépassement sur les quantités de combustibles projetées pour tous les types de combustible sauf pour le Fuel lourd HTS et le GNL. Le plus fort taux de dépassement a été observé pour la quantité de Fuel lourd BTS consommée. À la suite du retard de production au GNL, une quantité plus importante que prévue de BTS a été utilisée pour satisfaire la demande. En effet, pour des quantités projetées de 274 162 tonnes sur la période 2020-2022, la consommation devrait être de 1 187 201 tonnes, soit une hausse de 333,0%. Le dépassement pour le charbon est de 160 423 tonnes, ce combustible n'était pas prévu pour la période.

La non-utilisation du GNL en 2021 et en 2022 a entraîné l'utilisation de quantité plus importante d'autres combustibles.

Tableau 21 : Quantité de combustibles : Comparaison avec les Projections

Consommations (tonnes)		2020	2021	2022	Total 2020-2022
Fuel lourd 380 HTS	Projections	691 304	475 495	242 480	1 409 280
	Réalisations	367 030	338 435	415 300	1 120 765
	Variation	-46,9%	-28,8%	71,3%	-20,5%
Fuel lourd 380 BTS	Projections	73 412	116 465	84 285	274 162
	Réalisations	422 620	439 487	325 095	1 187 201
	Variation	475,7%	277,4%	285,7%	333,0%
Gasoil	Projections	34 684	11 494	600	46 778
	Réalisations	38 661	47 393	14 940	100 994
	Variation	11,5%	312,3%	2389,1%	115,9%
Charbon	Projections	-	-	-	-
	Réalisations	-	45 325	115 097	160 423
	Variation	-	-	-	-
GNL	Projections	-	235 137	595 947	831 084
	Réalisations	-	-	23 558	23 558
	Variation	-	-100,0%	-96,0%	-97,2%

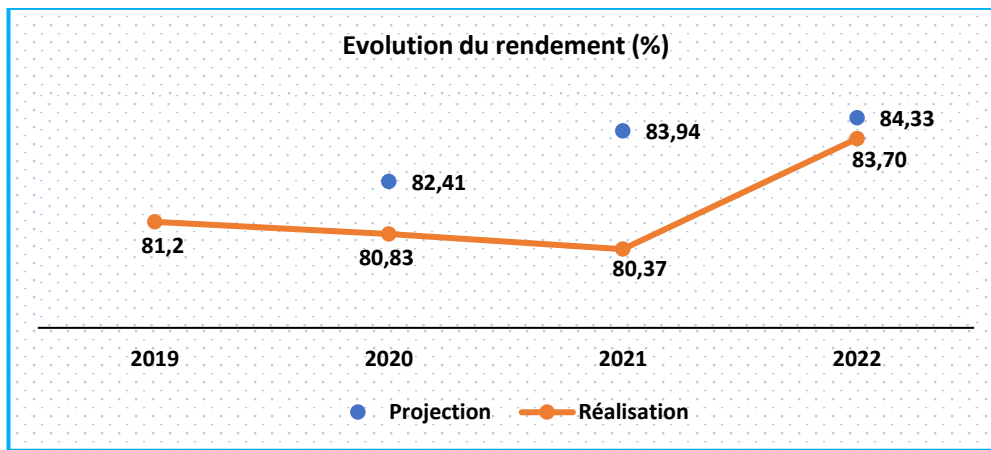
Graphique 1 : Quantité de combustibles (tonnes) - Comparaison avec les Projections



III.5. Rendement

Entre 2019 et 2021, le rendement global de Senelec a connu une baisse d'un point de pourcentage. Une augmentation de 3 points est attendu en 2022, ce qui devrait porter le rendement à 83,70%. Sur toute la période, le rendement ainsi obtenu a été en dessous des projections entre 0,62 et 3,57 points en moins.

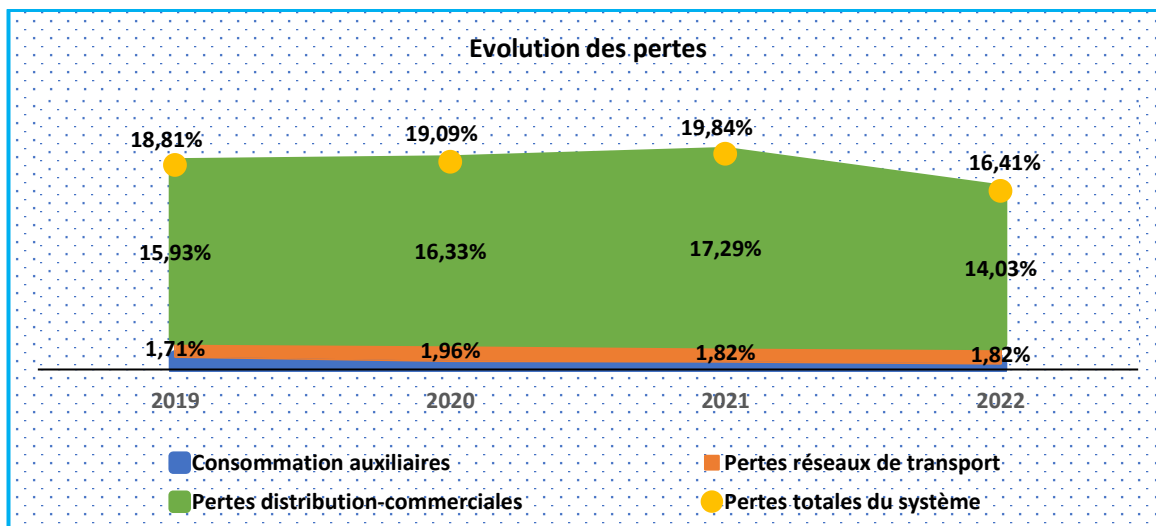
Graphique 13 : Rendement - Comparaison avec les projections



*Rendement hors PLNF

Cette détérioration du rendement est essentiellement due à la hausse des pertes distribution et commerciales, qui sont passées de 15,93% en 2019 à 17,29% en 2021. Il est attendu, en 2022, une amélioration de ce rendement avec une baisse des pertes qui passent à 14,03%. Les pertes du réseau de transport enregistrées sont passées de 1,71 % en 2019 à 1,82% en 2021. L'effet combiné du programme de la lutte contre les Pertes Non Techniques, notamment le déploiement des compteurs intelligents et le programme de réduction des pertes techniques en particulier, par le changement de tension 6,6 en 30kV, la conduite automatique du réseau, l'optimisation du schéma de distribution, devraient faire baisser les pertes.

Graphique 14 : Evolution des pertes entre 2020 et 2022



III.6. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont passées de 489 487 millions de FCFA en 2019 à 564 898 millions de FCFA en 2021, soit une augmentation annuelle moyenne de 8,41% sur la période 2019-2021. Globalement les charges prévues sur la période étaient fixées à 1 513 967 millions de FCFA ; le dépassement est donc de 10,66% car elles devraient atteindre 1 675 370 millions de FCFA.

Tableau 22 : Charges d'exploitation: Comparaison avec les Projections

Charges d'exploitation	2 019	2 020	2 021	2 022	Total 2020-2022
Projections		457 088	512 533	544 346	1 513 967
Réalisations	489 487	459 282	564 898	651 191	1 675 370
Ecart absolu		2 194	52 365	106 845	161 403
Ecart relatif		0,5%	10,2%	19,6%	10,7%

Alors que les dépenses variables d'achats d'énergie sont faiblement en retard par rapport aux projections de 0,38% ; tous les autres postes de dépenses ont dépassé leur projection. Les dépenses en combustibles de 8,03%, les dépenses fixes d'achat d'énergie de 1,43%, les dépenses de personnel de 11,60% et les autres dépenses de 40,89%.

La hausse des dépenses en combustibles est due à la hausse des quantités utilisées et à l'augmentation des prix à partir de 2021. Le charbon qui n'était pas prévu, entrainerait des dépenses de 16 754 millions, le gasoil des dépenses de 30 211 millions contre des prévisions de 14 866 millions, le BTS des dépenses de 307 455 millions contre des prévisions de 77 731 millions. Seul le GNL accuse un retard par rapport aux prévisions: 138 646 millions pour un budget en 2022 de 8 495 millions.

Toujours, le retard dans les prévisions de production au GNL a augmenté les dépenses fixes d'achats d'énergie. Le dépassement sur les frais fixes s'explique essentiellement par les frais additionnels avec le retour de Sendou, soient 32 226 millions de réalisations contre 4 727 millions de prévision. La baisse des frais avec le retard de la mise en service de Malicounda et la baisse des frais avec KPS (HFO et GNL) ne sont pas plus importantes que la hausse occasionnée avec Sendou. D'une projection de 144 720 millions à une réalisation de 129 887 millions, soit un écart de 14 833 millions les frais de KPS (GNL et HFO) ont baissé, de même les frais fixes de Malicounda s'établissent à 16 931 millions contre des prévisions de 24 627 millions.

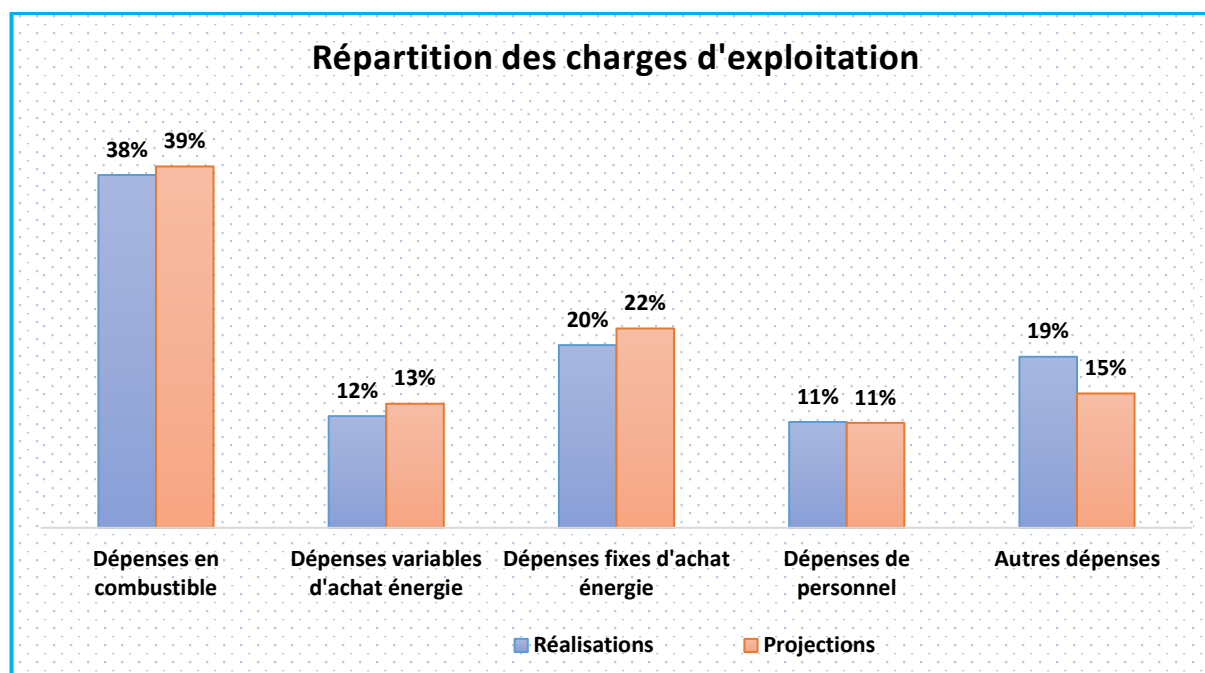
Les autres dépenses affichent un dépassement de 40,9% mais leur poids sur les dépenses d'exploitation n'est pas très important. Trois postes entraînent essentiellement ce dépassement : les services extérieurs (hors frais capacité et redevances) avec un écart de 22 473 millions, les impôts et taxes avec un dépassement de 16 191 millions et les autres charges avec 54 521 millions.

Les dépenses en personnel connaissent une hausse due à la rémunération et autres éléments liés à ces dépenses que sont les assurances retraites (indemnités de fin de carrières), les assurances complémentaires et les dons et secours d'agents en activité.

Tableau 23 : Charges d'exploitation par nature : Comparaison avec les Projections

Charges d'exploitation 2020-2022	Réalisations	Projections	Ecart absolu	Ecart relatif
Dépenses en combustible	639 655	592 117	47 538	8,0%
Dépenses variables d'achat énergie	202 496	203 260	-765	-0,4%
Dépenses fixes d'achat énergie	331 284	326 600	4 684	1,4%
Dépenses de personnel	191 849	171 906	19 943	11,6%
Autres dépenses	310 086	220 084	90 002	40,9%
Total	1 675 370	1 513 967	161 403	10,7%

Graphique 15 : Poids des différents postes de charges



Les dépenses de combustibles représentent 38% environ des charges de Senelec, suivi des dépenses fixes d'achat d'énergie fixes 20%. Les autres dépenses bien qu'ayant le plus grand taux de dépassement par rapport aux projections représentent 19%. Les charges de personnel représentant 11% des dépenses sont composées en plus de la rémunération du personnel des postes ci-après :

- L'externalisation de l'Indemnité de fin de Carrière depuis 2017, qui a eu un impact significatif sur les charges de personnel. Les postes « Assurance retraite Indemnité de fin de carrière » et « assurances retraites complémentaires » enregistrent 17 010 millions sur la période 2020-2022 contre des prévisions de 12 963 millions.
- La rémunération transférée du personnel s'établit à 5 332 millions sur la période, elle n'était pas projetée.

Tableau 24 : Evolution des Charges impactant les charges de personnel

		Prévision				Réalisation				Ecart absolue
COMPTES	DESCRIPTION COMPTE	2020	2 021	2022	2020-2022	2020	2 021	2022	2020-2022	2020-2022
667100	REMUNERATION TRANSFEREE DU PERS	-	-	-	-	2 644	2 688	-	5 332	5 332
668320	DONS SECOURS AGTS EN ACTIVITES	1 500	1 575	1 654	4 729	1 465	1 393	1 800	4 658	- 71
668601	ASSURANCES RETRAITE IFC	3 437	3 609	3 789	10 835	3 966	2 661	2 995	9 622	- 1 213
668602	ASSURANCES RETRAITE COMPLEMENTA	675	709	744	2 128	2 862	1 480	3 046	7 388	5 261
Total		5 611,88	5 892,48	6 187,10	17 691,46	10 936,38	8 223,07	7 841,20	27 000,65	9 309

Le dépassement des dépenses en personnel en 2020 est essentiel dû aux éléments liés aux charges de personnel ci-dessous et pas à la rémunération. En 2021 et en 2022 l'effectif du personnel augmente comparativement aux projections et par ricochet la rémunération.

	Prévision				Réalisation				Ecart absolue
	2020	2021	2022	2020-2022	2020	2 021	2022	2020-2022	
Nombre d'employés	3 223	3 279	3 324	9 826	3 082	3 309	3 409	9 800	-26
Dépenses de personnel (en millions)	54 230	57 403	60 273	171 906	59 491	63 707	68 651	191 849	19 943

III.7. Investissements sur la Période 2020-2022

Pour faire face aux prévisions de la demande, dans le respect des normes et obligations définies par le Ministre en charge de l’Energie, Senelec projetait d’investir 976 065 millions de FCFA sur la période 2020-2022, avec le financement de ses fonds propres, des dettes, des dons et des subventions.

En 2021 et en début 2022 des rapports annuels sur la réalisation des investissements de 2020 et de 2021, (respectivement définitif et provisoire) ont été transmis au régulateur. En 2022 des réaménagements ont été apportés sur les projections par le BIT 2022.

III.6.1. Réalisation des investissements dans la période 2020-2022

Le volume des investissements consentis et facturés sur la période 2020-2022, pour l’atteinte des objectifs de performance est présenté dans le tableau récapitulatif suivant

Tableau 25 Suivi des investissements sur la période 2020-2022

DOMAINES	2020		2021		2022		2020-2022	
	Projection	Réalisation	Projection	Réalisation Provisoire	Projection	Budget	Projection	Estimation
REMUNEREE								
PRODUCTION	16 137	8 719	28 229	9 927	11 330	21 482	55 696	40 127
TRANSPORT	96 464	69 982	49 830	54 862	33 349	46 768	179 643	171 613
DISTRIBUTION	88 071	69 152	52 593	61 750	63 045	92 901	203 709	223 803
AUTRES	30 648	3 961	26 677	9 221	28 504	36 352	85 829	49 534
Total	231 320	151 814	157 329	135 760	136 228	197 503	524 877	485 077
NON REMUNEREE								
PRODUCTION	758	11 831	2 200	1 680	7 506	35 552	10 464	49 063
TRANSPORT	13 979	2 915	29 491	112 290	54 575	145 790	98 045	260 995
DISTRIBUTION	49 279	34 643	50 019	38 524	134 132	91 759	233 430	164 926
AUTRES	23 537	4 299	11 387	21 559	74 326	86 442	109 250	112 300
Total	87 553	53 688	93 097	174 053	270 539	359 544	451 189	587 284
Total général	318 873	205 502	250 426	309 813	406 767	557 047	976 066	1 072 361

Dans la partie rémunérée, la projection est celle retenue avec le régulateur dans la base tarifaire et dans la réalisation pour :

- 2020 : le niveau de réalisation déjà arrêté avec la CRSE ; ce niveau de 151 814 millions intègre le facteur d’atténuation, qui relève le taux de réalisation à 100% dès que le taux de 80% au moins est atteint ;
- 2021 : le niveau de réalisation provisoire de 135 760 millions, qui sera corrigé à la parution des Etats financiers par les montants validés par les commissaires aux comptes ;
- 2022 : le budget mis à jour, prenant en compte les réalisations de 2020 et 2021.

Dans la partie non rémunérée la projection est celle soumise au régulateur en 2020, la réalisation est l'ensemble des exécutions de projets de la période. Nous comprendrons par ce qui précède que les réalisations peuvent être supérieures aux projections, parce que les besoins imprévus de l'exploitation peuvent entraîner la réalisation de projets non pris en compte dans nos projections.

III.7.1. Base tarifaire 2020-2022

La correction des investissements relative à la réalisation des projets soumis s'est faite en 2020 et en 2021 sur les niveaux des actifs et des amortissements.

Tableau 26 : Suivi des investissements sur la période 2020-2022

Valeurs des actifs (en MFCFA courants)	2019	2020			2021		
		Projections	Réalisations	Ecart	Projections	Réalisations	Ecart
Actifs existants au début de la concession							
Valeurs début d'année	38 000	30 400	30 400	-	22 800	22 800	-
Amortissements	7 600	7 600	7 600	-	7 600	7 600	-
Cessions	-	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	30 400	22 800	22 800	-	15 200	15 200	-
Investissements période 1999-2019				-			-
Valeurs début d'année	354 836	426 121	426 121	-	399 354	399 354	-
Nouveaux investissements	98 060			-			-
Amortissements	26 776	26 767	26 767	-	26 758	26 758	-
Cessions	-	-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	426 121	399 354	399 354	-	372 595	372 595	-
Nouveaux investissements période 2020-2022				-			-
Valeurs début d'année		-	-	-	221 331	145 469	- 75 862
Nouveaux investissements		231 321	151 814	- 79 507	157 328	135 760	- 21 569
Amortissements		9 990	6 345	- 3 645	17 302	12 132	- 5 170
Cessions		-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année		221 331	145 469	- 75 862	361 357	269 097	- 92 260
Total actifs				-			-
Valeurs début d'année	392 836	456 521	456 521	-	643 485	567 623	- 75 862
Nouveaux investissements	98 060	231 321	151 814	- 79 507	157 328	135 760	- 21 569
Amortissements	34 376	44 357	40 712	- 3 645	51 661	46 490	- 5 170
Cessions		-	-	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	456 521	643 485	567 623	- 75 862	749 153	656 892	- 92 260
Actifs à rémunérer	424 679	550 003	512 072	- 37 931	696 319	612 258	- 84 061
Rémunération des actifs	49 763	64 460	60 015	- 4 446	81 609	71 757	- 9 852

Au titre de l'année 2020, la base des actifs à rémunérer s'élevait à 512 072 millions contre des prévisions de 550 003 millions, soit un écart de 37 931 millions. Les amortissements

retenus dans le Revenu Maximum Autorisé en 2020, résultant de la base d'actifs se chiffrent à 40 712 millions contre des prévisions de 44 357 millions d'où une correction de 3 645 millions. De même la rémunération des actifs s'est établie à 60 015 millions contre des projections de 64 460 millions entraînant une correction de 4 446 millions. Au total la correction des investissements non réalisés se chiffre à 8 090 millions pour 2020.

En 2021, la base des actifs à amortir et à rémunérer, tenant compte des réalisations définitives de l'année 2020, s'élève ainsi à 612 258 millions de FCFA. Elle enregistre une baisse de 84 061 millions de FCFA comparée aux projections initiales de 696 319 millions de FCFA. Les amortissements retenus dans le Revenu Maximum Autorisé en 2021, résultant de la base d'actifs, se chiffrent à 46 490 millions de FCFA contre des projections initiales de 51 661 millions de FCFA, soit une baisse de 5 170 millions de FCFA. De même, la rémunération de la base tarifaire considérée est de 72 931 millions de FCFA. Elle diminue de 8 677 millions de FCFA par rapport au montant initialement prévu de 81 609 millions de FCFA. En somme, la correction des investissements non réalisés en fin 2021 se chiffre à 15 022 millions.

Le décalage entre les projections et les réalisations entre 2020 et 2021 pourrait entraîner une correction de revenu de 15 022 millions, ce montant provisoire sera revu à la hausse ou à la baisse après la certification des Etats financiers de 2021.

III.8. Normes et Obligations Contractuelles

La mise en place d'un système de Reporting dans NSIC, disponible au courant de l'année 2019 a permis de suivre les obligations et les normes.

III.8.1. Obligation de raccordement

Sur la période 2020-2022, Senelec devrait raccorder 540 071 nouveaux clients domestiques (en considérant le budget clientèle 2022) pour un objectif de 412 079 clients à raccorder, soit un dépassement de 127 992 clients.

En zone rurale, le nombre de clients à raccorder était de 197 983 pour la même période ; 214 030 nouveaux clients devraient être raccordés soit un dépassement de 16 047 clients. Aussi, une avance de 111 945 clients est constatée sur la cible de la clientèle urbaine.

Tableau 27 Comparaison des objectifs et des réalisations de 2020 à 2022

Usage domestique	2020		2021		2022		2020-2022	
	CIBLE	Réalisation	CIBLE	Réalisation provisoire	CIBLE	Budget	Objectif	Estimation
Urbain	42 819	119 210	74 934	99 844	96 343	106 987	214 096	326 041
Rural	39 597	59 414	69 294	67 854	89 092	86 762	197 983	214 030
Total	82 416	178 624	144 228	167 698	185 435	193 749	412 079	540 071

Tableau 28 Evolution du nombre de clients ménage par région en zones urbaines entre 2020 et 2021.

Zones urbaines						
	Raccordements					
Zones urbaines des régions	Nombre de nouveaux clients UD* en 2020 (Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* en 2020 (Réalisation)	Taux de réalisation de la Cible en 2020 (%)	Nombre de nouveaux clients UD* en 2021(Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* en 2021 (Réalisation provisoire)	Taux de réalisation de la Cible en 2021 (%)
DAKAR	29 114	67 581	232,13%	50 949	45 946	90,18%
DIOURBEL	1 006	2 849	283,20%	1 760	3 795	215,61%
FATICK	1 084	2 048	188,93%	1 897	2 285	120,43%
KAFFRINE	552	1 173	212,50%	966	1 999	206,95%
KAOLACK	1 408	5 664	402,27%	2 463	6 941	281,82%
KEDOUGOU	424	615	145,05%	741	1 524	205,70%
KOLDA	1 501	2 351	156,63%	2 626	2 930	111,57%
LOUGA	547	3 621	661,97%	957	4 208	439,70%
MATAM	490	1 534	313,06%	857	1 983	231,40%
SAINT-LOUIS	1 505	4 767	316,74%	2 634	4 135	156,97%
SEDHIOU	497	1 595	320,93%	869	1 154	132,80%
TAMBACOUNDA	852	4 116	483,10%	1 491	4 147	278,11%
THIES	2 332	17 761	761,62%	4 081	17 232	422,25%
ZIGUINCHOR	1 510	3 538	234,30%	2 642	1 566	59,27%
Total général	42 819	119 210	278,40%	74 934	99 844	133,24%

* 1 UD = 1 ménage électrifié

Dans la zone urbaine les obligations sont dépassées dans l'ensemble par Senelec.

Tableau 29 : Evolution du nombre de clients ménage par région et par zone rurale entre 2020 et 2021

Zone rurale						
Zones rurales des régions	Raccordements			Nombre de nouveaux clients UD* en 2021 (Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* en 2021 (Réalisation provisoire)	Taux de réalisation de la cible (%)
	Nombre de nouveaux clients UD* en 2020 (Cible)	Nombre de nouveaux clients UD* en 2020 (Réalisation)	Taux de réalisation de la cible (%)			
DAKAR	-	6 615			4 996	
DIOURBEL	7 192	14 308	199%	12 586	21 319	169%
FATICK	2 137	3 127	146%	3 740	4 951	132%
KAFFRINE	340	519	153%	594	885	149%
KAOLACK	1 861	6 095	328%	3 256	9 299	286%
KEDOUGOU	319	14	4%	558	25	5%
KOLDA	451	1 472	326%	789	1 336	169%
LOUGA	782	2 968	380%	1 369	2 911	213%
MATAM	5 433	2 927	54%	9 507	3 138	33%
SAINT-LOUIS	1 339	2 374	177%	2 344	2 200	94%
SEDHIOU	5 920	1 373	23%	10 361	996	10%
TAMBACOUNDA	743	466	63%	1 300	613	47%
THIES	7 408	14 432	195%	12 964	12 581	97%
ZIGUINCHOR	5 672	2 728	48%	9 926	2 604	26%
Total général	39 597	59 414	150%	69 294	67 854	98%

* 1 UD = 1 ménage électrifié

Dans l'ensemble, la cible est atteinte en zone rurale, mais dans les régions de KEDOUGOU, MATAM, SEDHIOU, TAMBACOUNDA et ZIGUINCHOR, elle n'a pas été atteinte. Les projets de la distribution initiés entre 2021-2022 avec Senelec comme maître d'ouvrage devraient améliorer les raccordements en zone rurale. Il s'agit entre autres de :

- PAMACEL (DRCE et DRS),
- SMARTGRID à Kaffrine et Tambacounda,
- PAUE en cours de réalisation,

- PASE-BEI dans le sud du pays,
- Weldy-Lamont (avec un lancement probable des travaux en 2nd semestre 2022)

III.8.2. Normes et incitations contractuelles

Les normes sont de deux ordres : une partie est destinée aux clients finaux et une autre aux concessionnaires, l'ensemble de ces normes sont accompagnées d'incitations contractuelles.

III.8.2.1. Normes relatives aux clients finaux

a. Normes D'APPROBATION

	<i>Normes (jours ouvrables)</i>	<i>Incitations contractuelles*</i>
	<i>Période 2020-2022</i>	<i>Période 2020-2022</i>
<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	6269 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	6269 F CFA par jour de retard

Pour la HT, entre 2020 et 2021 un client a été raccordé avec un délai supérieur à la norme (pas de la responsabilité du commercial) et pour la MT la norme a été bien respectée avec une moyenne de 6,24 jours en 2020 et 6,28 jours en 2021.

b. Normes de Sécurité et de disponibilité (ENERGIE NON FOURNIE)

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 1 346 FCFA/kWh 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.

- **END 2020 : 12 775,85 MWH**
- **CONSOMMATION 2020 : 3 854 270 MWH**
- **1% DES VENTES : 38 542,7 MWH**

L'END de 2020 étant en deçà de la limite fixée par la norme, Senelec n'a pas subi de pénalité due au manquement sur l'ENF.

En 2021, Senelec n'a pas subi de pénalités. Les chiffres fournis par le réseau montrent que l'END est égal à 13,62 GWH, inférieur à 1% de la consommation.

- **END 2021 : 13 620 MWH**
- **CONSOMMATION 2021 : 4 147 869 MWH**
- **1% DES VENTES : 41 420 MWH**

c. Normes de disponibilité et sécurité

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

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

d. SAIFI

Le SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) désigne le nombre moyen d'interruptions ressenties par un client sur une période donnée.

MOIS	SAIFI en 2020	SAIFI en 2021
Janvier	0,552	0,42
Février	1,201	0,39
Mars	0,677	1,42
Avril	0,355	0,76
Mai	0,442	2,05
Juin	0,370	0,82
Juillet	0,318	0,84
Août	0,78	1,19
Septembre	0,505	1,48
Octobre	0,240	0,58
Novembre	0,344	1,16
Décembre	0,556	0,58
Total général	6,34	11,69

Le SAIFI est égal à 6,34 interruptions/clients/année en 2020 et de 11,69 interruptions/clients/année en 2021 pour une norme de 15. La norme est respectée par Senelec.

e. Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)	Incidations contractuelles
	Période 2020-2022	Période 2020-2022
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	6269 F CFA*
<i>Edition factures bimestrielles</i>	2 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
<i>Réponses aux réclamations concernant les factures</i>	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
<i>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</i>	3	-
<i>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement***</i>	1	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

- la norme relative au délai d'émission de premières factures est respectée à 68% pour la clientèle générale et à 84% pour la clientèle spéciale en 2020. Elle s'est améliorée en 2021, avec 82% pour la clientèle générale et de 91% pour la clientèle spéciale.

- La norme relative au nombre de factures estimées dans l'année est bien respectée suivant la restitution de la direction commerciale.
- La norme relative au délai de 10 jours pour traiter les réclamations concernant les factures, est respectée à 73% des cas en 2020 et à 99,5% en 2021.
- La durée moyenne de rétablissement après coupure pour défaut de paiement est d'une journée et la direction commerciale souligne que c'est le cas dans 99% des clients coupés.

f. Normes sur la disponibilité des services à prépaiement

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

Le service d'achat de crédit est disponible 7jours /7jours toute la journée. Le service des partenaires monétiques et nos guichets Woyofal facilitent cette disponibilité. Sur deux ans, une indisponibilité des partenaires monétiques de moins de 24h a été notée et réglée à la date du 14 janvier 2022. Toutefois, les caisses de Senelec ont fonctionné même au-delà des heures d'ouverture habituelles.

g. Norme de qualité de courant

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

Cette norme est suivie par la direction du réseau de façon plus contraignante avec le contrat de performance de Senelec. L'indicateur cible du contrat de gestion est ci-dessous.

Indicateurs	Cible « Normes et Obligations »	Cible « Contrat de Gestion DPR
Fréquence	47,5 Hz - 52,5 Hz	49,8 Hz - 50,2 Hz
Tension HTA - HTB (%)		

La limite des fréquences est bien respectée par Senelec et depuis 2021, la mesure de la tension à l'endroit de la clientèle HT se fait au niveau de 4 nœuds Bel Air, Sococim, Tobéne et Kaolack.

a. Normes de branchement Basse tension

✓ Sans modification du Réseau existant

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

Les Réalisations de Senelec montrent que la norme relative à la visite est respectée à 79% des cas en 2020 et à 80% en 2021. La norme relative à la réalisation d'un branchement dans les zones urbaines est respectée à 58% en 2020 et à 57% en 2021 ; en zone rurale elle est respectée à 48% en 2020 et à 47% en 2021. Pour 2020 et 2021, la distinction entre modification et sans modification de réseau n'a pas été faite.

✓ Avec modification du Réseau existant

En 2022, le commercial y travaille afin d'extraire les informations relatives à cette norme

III.8.2.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale

Pour les normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, leur suivi n'était pas isolé jusqu'à présent du grand groupe de la clientèle d'affaires. Cette clientèle étant soumise

aux règles strictes de la certification ISO 9001 version 2015 des Grands Comptes, bénéficie d'un bon suivi.

III.9. Résultats Financiers de l'exploitation de Senelec

Dans cette partie, les données de l'année 2020 sont des réalisations ; les données de 2021 sont des réalisations provisoires et pour 2022 les données se basent sur le budget validé par le Conseil d'Administration.

III.9.1. Soldes Intermédiaires de Gestion

Les soldes caractéristiques de Gestion se présentent comme suit sur la période 2020-2022 :

Tableau 30 : Soldes caractéristiques de Gestion

Libellés	Réalisation	Réalisation Provisoires	Budget	Ecart (R21-R20)	Ecart (B22-R21)
	2020	2021	2022	Valeur	Valeur
Ventes de Produits Fabriqués	505 347,64	600 591,45	690 095,07	95 243,81	89 503,62
Chiffres d'Affaires	518 869,96	616 407,99	705 223,46	97 538,03	88 815,46
Autres Produits et transfert de charges d'exploitation	30 960,60	44 415,78	22 368,34	13 455,18	-22 047,44
Consommations de matières et fournitures liées	-413 330,64	- 503 633,15	- 577 617,60	-90 302,51	-73 984,45
Valeur Ajoutée	136 499,92	157 190,62	149 974,19	20 690,70	- 7 216,43
Frais de Personnel	- 59 491,32	- 63 707,07	- 68 651,00	- 4 215,75	- 4 943,93
Excédent Brut d'Exploitation	77 008,60	93 483,54	81 323,19	16 474,94	-12 160,35
Résultat d'Exploitation	32 654,62	44 940,52	37 963,19	12 285,90	- 6 977,32
Résultat Financier	- 5 960,25	- 17 635,33	- 16 013,59	-11 675,08	1 621,74
Résultat Net	38 444,16	39 102,32	36 536,97	658,16	- 2 565,36

L'analyse des résultats fait apparaître un résultat net bénéficiaire sur la période 2020-2022, avec 38 444 millions en 2020, 39 102 millions en 2021 et une prévision de 36 536 millions en 2022. Cette situation correspond à une conversation des tendances haussières du chiffre d'affaires et des matières premières avec toujours des produits d'exploitation supérieurs aux charges d'exploitation.

L'écart sur le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de 2020 est de 61 453 millions, celui de 2021 est de 134 060 millions (ces montants sont corrigés des écarts de l'année n-1 afin

de respecter le principe comptable de séparation des exercices). Il est aussi prévu une compensation de 179 733 millions en 2022.

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 de 518 870 en 2020, 616 408 millions en 2021 et il sera de 705 223 en 2022.

La valeur ajoutée est définie comme étant la richesse brute créée par l'entreprise. La valeur ajoutée est de 136 500 millions en 2020, de 157 191 millions en 2021 et prévue à 149 974 millions pour 2022.

L'excédent brut d'Exploitation (EBE) est le solde généré par l'activité courante de l'entreprise. Il passe de 77 009 millions en 2020, 93 483 millions en 2021 et à 81 323 millions en 2022, soit une hausse de 16 475 millions (21,39%) entre 2020 et 2021, cet écart s'explique par l'impact positif de la Valeur ajoutée. Entre 2021 et 2022 une baisse de 13,01% est attendue, la baisse de la valeur ajoutée associée à l'augmentation des frais de personnel expliquent cette baisse.

Le Résultat d'Exploitation enregistre un montant de 32 655 millions en 2020, 44 941 millions en 2021 et 37 963 en 2022. Ce résultat s'explique par une hausse plus que proportionnelle des produits d'exploitation comparativement aux charges d'exploitation.

Le Résultat financier en 2020 est à -5 960 millions, il se détériore en 2021 et en 2022 pour s'établir respectivement à -17 635 millions et 16 014 millions. Cela s'explique principalement par une hausse des charges financières, notamment les intérêts sur emprunt, face à des produits financiers qui n'ont presque pas évolué.

III.9.2. . Compte de résultat

Globalement le compte d'exploitation de 2020-2022 se présente comme suit :

Tableau 31 : Compte d'exploitation

Compte d'exploitation	Réalisation	Réalisations provisoires	Budget	Ecart (R20-B21)	Ecart (R21-R22)	Taux de variation 20/21 (%)	Taux de variation 21/22 (%)
	2 020	2 021	2 022	Valeur	Valeur	(%)	(%)
PRODUITS	581 747	693 288	761 179	111	67 891	19,17%	9,79%
CHARGES	543 303	654 186	724 642	110	70 456	20,41%	10,77%
RESULTAT NET (+ ou -)	38 444	39 102	36 537	658	-2 565	1,71%	-6,56%

Les produits passent de 581 747 millions en 2020 à 693 288 millions en 2021 et seraient à 761 179 millions en 2022, soit une hausse moyenne de 14,48% sur la période. Les charges sont à 543 303 millions en 2020, 654 186 millions en 2021 et à 724 642 millions en 2022. Elles augmentent en moyenne de 15,59%.

IV. Perspectives de développement 2023-2027

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.

IV.1. Perspectives de développement du parc de production entre 2023-2027

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 2022,
- Centrale (IPP) WAE de Cap des Biches 300 MW à partir de 2023,
- Centrale EPC Senelec 120 MW en 2024 (amélioration de la part de production propre),
- Centrale (IPP) AESA de Mboro 300 MW à partir de 2025,
- Importation de Gouina (46 MW) en 2022 selon le planning de l'OMVS,
- Importation de Kaléta (48 MW) en 2023 selon le planning de l'OMVG,
- Importation de Souapiti (136 MW) en 2023 selon le planning de l'OMVG,
- Importation de Sambangalou (61 MW) en 2023 selon le planning de l'OMVG,
- Importation de Koukoutamba (70 MW) en 2025 selon le planning de l'OMVG.

Les projets à énergie renouvelable se présentent comme suit :

- Centrale solaire Walo Storage (16 MWc/32GWh+10 MW/20 MWh) en 2023,
- Centrale solaire Niakhar Storage (30MWc/60GWh+15MW/45MWh) en 2023.

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 d'un tel projet est envisagé dans le court et moyen termes en plus des projets de Stockage : Walo storage (10 MW/20 MWh) et Niakhar Storage

(15MW/45MWh), avec l'accompagnement de l'AFD, de la Banque Mondiale, de la KfW et du MCC.

IV.2. Perspectives de développement du réseau entre 2023-2027

Dans le court terme (2023), 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 – Kayes est 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 la Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD), sécurisera ainsi l'évacuation de l'énergie de la Centrale à charbon de Sendou ;
- La liaison aérienne double ternes 225 kV Tobène – Kounoune avec l'extension des deux postes financés par la BOAD ;
- 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 Industriel de DIASS dans sa phase actuelle.

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 deuxième 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 Ndium – 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 2nde génération et l'alimentation en qualité des dorsales de la zone en perspective de l'électrification universelle horizon 2025 ;

- Le projet Pôle CP2020, projet de plus 80 milliards de FCFA fruit d'une entente directe avec VINCI qui va considérablement renforcer le réseau de transport dans les régions de Dakar et de Thiès par l'érection de plusieurs nouveaux postes sources, de lignes HT et de câbles souterrains ;
- Le raccordement des clients industriels comme Ciment du Sahel, CIMAF, Tosyali, Fabrimétal 2, Port Minéralier de Bargny et les miniers de Kédougou ;
- Le Compact 2 du MCC d'un budget de 600,0 millions US\$ dont un don d'un montant de 550,0 millions US\$ du gouvernement américain entièrement dédié à l'énergie dont plus de 80% est dédié aux projets des réseaux de transport ;
- Le projet Smartgrid financé par l'AFD et l'UE à hauteur de 52,6 millions d'Euros dont une bonne part est dédiée à la modernisation du dispatching et à la gestion des énergies renouvelables intermittentes ;

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 :

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 renforcée 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.

D'ici fin 2022, l'OMVG mettra en service des postes 225/30 kV notamment à Kédougou, occasionnant ainsi le développement des réseaux de distribution dans cette zone en réduisant les longueurs des dorsales pour diminuer les pertes techniques et accentuer l'électrification rurale.

Dans le cadre de la mise en œuvre du programme prioritaire 2023-2025 du Schéma Directeur Distribution, Senelec a choisi le programme Vinci pour financer, entre autres, la construction des quatre (4) postes sources 2x40 MVA : Pekesse, Kaolack Sud, Koungeul, Velingara.

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.

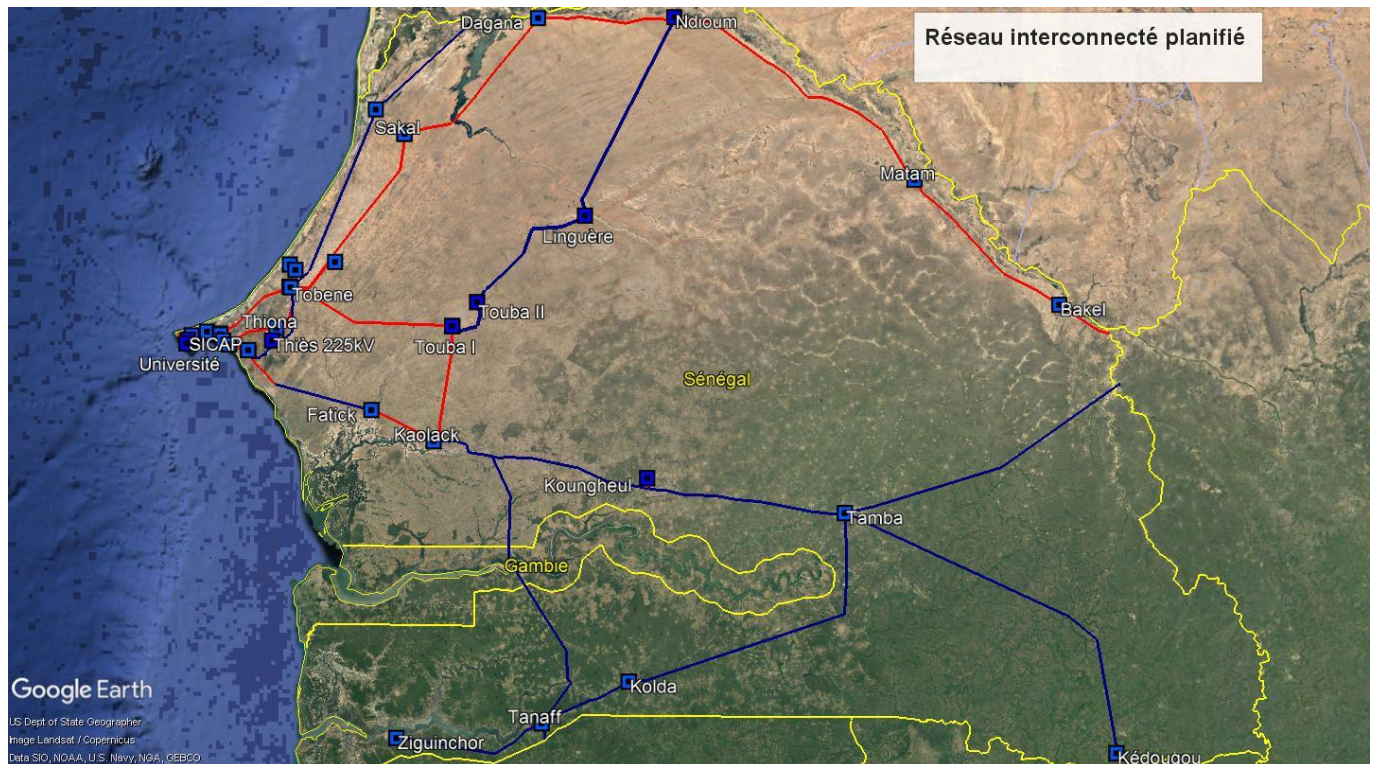
Pour l’accroissement du taux d’électrification rurale, les activités du Compact concernent les zones de Tambacounda, Foundiougne, Nioro du Rip, Médina Yoro Foula et Vélingara.

Tableau 32 : Investissements Transport de 2022 à 2035

Projet	Montant du projet (M FCFA)	Mise en service
Poste GIS Sococim	14 053	2022
Création Poste blindé 90 /30 kV à Guédiawaye (lot 1 P3)	12 870	2022
Deuxième liaison 225 kV Kounoune- Patte d'Oie	22 000	2022
Liaison 225 kV Sendou-Kounoune	1 200	2022
Liaison Tobene - Kounoune : Lot 1 ligne 225kV plus avenant 1	10 397	2022
Liaison HTTobène - Saint Louis - Nouakchott et poste 225/30 kV de Saint Louis	29 645	2022
Deuxième boucle souterraine 90 kV DAKAR » & Liaison souterraine Patte d'Oie – Sicap – Université.	7 799	2022
Remplacement transformateurs Kaolack 225/30 kV par des 80 MVA	1 400	2022
Remplacement transformateurs Touba 2 225/30 kV par des 80 MVA	1 400	2022
Liaison HT Mbour -Fatick et complément poste Fatick HTB/HTA	18 000	2022
Construction de ligne 225kV Tanaf – Ziguinchor	17 741	2022
Deuxième circuit 225 kV Kounoune - Patte d'Oie	15 750	2022
Addition d'un deuxième circuit pour raccordement du parc Éolien	885	2022
Poste GIS 90 KV – SICAP	6 730	2022
Compensation liaison Kounoune Patte D'Oie 225 kV	3 200	2023
Boucle 225 KV du Ferlo (Partie transport 29 000)	70 000	2023
Remplacement des transformateurs 90/30 kV de Université par des 80 MVA	1 500	2023
Circuits souterrains 225 kV Kounoune - Cap des Biches	31 150	2023

Cable sous-marin 225 kV - Cap des Biches - Bel Air et postes 225/90 kV de Bel Air et Cap des Biches	126 000	2023
Fourniture et installation d'éléments de SVC dans les postes de la boucle 90 kV (arrivée câble sous-marin et câble Kounoune – Patte d'oie)	300	2023
Remplacement transformateurs Kaolack 225/30 kV par des 80 MVA	4 464	2024
Remplacement transformateurs Touba 2 225/30 kV par des 80 MVA	1 400	2023
Addition d'un transformateur 225/30 kV à Touba	4 000	2024
Remplacement des transformateurs 225/30kV de Diass par des 80 MVA	4 100	2024
Remplacement des transformateurs 90/30kV de Hann	3 800	2024
Remplacement des transformateurs 90/30kV de Aeroport	4 200	2024
Création poste source Kaolack Sud 2x40 MVA	12 414	2024
Ligne 225 kV Kaolack Sud 45 km de ligne aérienne depuis Kaolack	11 044	2024
Création poste source Kougheul 2x40 MVA	10 530	2024
Alimentation en 225 kV du poste de Kougheul	3 411	2024
Création poste source 225/30 kV Velingara 2x40 MVA	10 629	2024
Alimentation en 225 kV du poste de Velingara	3 622	2024
Création poste source 225/30 kV Pekesse 2x40 MVA	10 990	2024
Lignes 225 kV Mékhé - Pekesse	3 048	2024
Extension poste de Diass AIS 225 / 90 kV & GIS 90 kV	11 688	2024
Extension du poste de Tobène et Centrale Tobène Power	2 095	2024
Extension Contour Global AIS 90/30 kV	1 854	2024
Réalisation des liaisons souterraines 90 kV Sococim – Cap des Biches & Cap des Biches – Contour Global	4 798	
Réalisation des liaisons souterrains 225 kV & Tobène – Tobène Power	815	2024
Liaison souterraine en 90 kV UNIVERSITE – CENTRE VILLE – BEL AIR	9 734	2025
Poste GIS 90 KV - CENTRE VILLE	7 204	2025
Addition d'un troisième transformateur 225/30 kV 80 MVA à Touba	1 380	2026
Remplacement des transformateurs 90/30 kV de Tobène par des 80 MVA	800	2026

Graphique 16 : Réseau Interconnecté planifié



V. Appréciation de la Formule de contrôle des Revenus

La Régulation des revenus par les prix plafonds est dictée par la recherche de l'efficacité économique. Cependant, le contexte de Senelec est caractérisé d'une part, par une demande en forte croissance, une forte volatilité des prix des produits pétroliers et des imprévus dans le schéma de production et d'autre part, par la nécessité d'investir pour le renouvellement et l'extension des installations.

V.1. Décisions portant Révision des Conditions Tarifaires 2020-2022

Aux conditions économiques de 2019 (sans inflation), l'application de la Formule de Contrôle des revenus détermine sur la période 2020-2022, un Revenu Maximum autorisé, de 1 820 486 millions de FCFA ainsi réparti :

- RMA 2020 : 559 663 millions de FCFA ;
- RMA 2021 : 608 787 millions de F CFA ;
- RMA 2022 : 652 036 millions de FCFA.

✓ Revenu Maximum Autorisé 2020

L'application de la nouvelle formule a abouti à un Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 Décembre 2020 de 498 764 millions de francs CFA pour des ventes réalisées de 3 861,25 GWh et correspondant à des recettes de 438 872 millions de F CFA. Il en découle un manque à gagner de 59 893 millions. À la suite du versement par l'Etat d'une compensation de 41 525 millions pour gel des tarifs, le manque à gagner par rapport au RMA 2020 est de 18 368 millions majorés. Ce RMA de 2020 intègre aussi un facteur de correction de revenu de - 7 354 millions réparti comme suit

- - 644 millions, en rémunération de la variation du Besoin en Fonds de Roulements,
- - 3 645 millions en variation de l'amortissement de la base des actifs,
- - 4 446 millions en variation de la rémunération des actifs,
- + 1 380 millions en correction des revenus de l'année (n-1)

✓ Revenu Maximum Autorisé 2021

Le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 décembre 2021 s'élève à 622 890 millions de francs CFA pour 4 141,78 GWh vendus au détail contre des recettes de 467 607 millions de FCFA avec les tarifs actuels. Cela correspond à un manque à gagner global annuel de 155 283 millions de francs CFA. Nous soulignons que ce RMA est calculé en considérant l'indice du prix du GNL de référence de 2019 et en transférant le poids du GNL sur celui du BTS. À la suite du versement par l'Etat d'une compensation de 166 172 millions pour gel des tarifs, le manque à gagner par rapport au RMA 2021 est de 10 890 millions. Ce RMA de 2021 intègre un facteur de correction de revenu de 4 912 millions réparti comme suit :

- +187 millions, en rémunération de la variation du Besoin en Fonds de Roulements,
- - 5 170 millions en variation de l'amortissement de la base des actifs,
- - 9 852 millions en variation de la rémunération des actifs,
- + 22 603 millions en correction des revenus de l'année (n-1),
- -2 855 millions en ajustements de l'année (n-A) résultant de la correction définitive des investissements.

✓ Revenu Maximum Autorisé 2022

Le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 1er janvier 2022 s'élève à 676 995 millions de francs CFA pour 4 662,93 GWh vendus au détail contre des recettes de 510 362 millions de FCFA avec les tarifs actuels. Cela correspond à un manque à gagner global

annuel de 166 633 millions de francs CFA. Ce RMA de 2022 intègre un facteur de correction de revenu de -26 516 millions réparti comme suit :

- + 734 millions, en rémunération de la variation du Besoin en Fonds de Roulements,
- - 5 170 millions en variation de l'amortissement de la base des actifs,
- - 10 510 millions en correction des revenus de l'année (n-1)
- - 11 570 millions en variation de la rémunération des actifs,

V.8. 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 économico-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 projetés de l'entreprise.

La période 2020- 2022 a été marquée par les nouveautés que sont l'inclusion du BFR, l'abandon du taux d'impôt dans le calcul du cout du capital, la prise en compte d'un taux de créances irrécouvrables et la correction des investissements par leur niveau de réalisation.

Cependant, l'application de la formule de contrôle des revenus ne tient pas compte des surcouts liés à une modification de notre schéma de production et qui est due à des facteurs externes. La formule n'intègre pas le nombres de nouveaux clients raccordés même si les obligations fixées sont dépassées. Durant la période 2023-2027, des remarques et des observations nécessitent d'être prises en compte dans le futur paramétrage de la formule de contrôle des revenus, il s'agit de :

- Revoir la quantité et la nature des combustibles utilisés ;
- Séparer le revenu maximum lié aux charges d'exploitation du revenu lié à l'investissement ;
- Intégrer le nombre de clients comme levier en plus de la demande ;
- Intégrer les impôts et taxes comme passthrough.

V.8.1. La quantité et la nature des combustibles

L'indexation de la compensation trimestrielle se fait avec les cours réels des combustibles, et non avec la nature et la quantité des combustibles utilisés. Autrement- dit, en cas de substitution de combustible plus chère, les surcoûts sont supportés par l'opérateur, même si la responsabilité de la modification du schéma de production n'est pas de son ressort. A titre d'exemple, sur la période 2017-2019 le dysfonctionnement causé par les perturbations de la centrale à charbon de Sendou a entraîné l'utilisation de quantité plus importante d'autres combustibles plus coûteux. En 2021, le retard lié à la production au GNL a entraîné l'utilisation du Charbon et de quantité plus importante de Fuel BTS, l'indexation du RMA de 2021 en se référant au schéma de production défini en 2019 et au prix du GNL à cette même date risque de minorer les charges d'exploitation de Senelec. La vérité des prix devrait s'appliquer aussi sur les combustibles des IPP. La quantité de combustibles considérée dans la formule ne distingue pas les combustibles utilisés par Senelec des combustibles utilisés par les IPP.

V.8.2. Séparation du revenu maximum lié aux charges d'exploitation et du revenu lié à l'investissement.

L'intégration de la correction liée à la réalisation des investissements et la mise à jour des conditions tarifaires avec l'entrée en vigueur du P.I.M.C. nécessitent la séparation du RMA pour faciliter la prise en compte des variations liées à l'exploitation ou à l'investissement.

La correction définitive des investissements se faisant après la validation des états financiers, notamment dans le second semestre de l'année suivant la réalisation des investissements, la séparation du RMA lié à l'investissement faciliterait la compréhension des différentes parties prenantes.

V.8.3. Intégration du nombre de nouveaux clients comme levier.

Dans la mise à jour du RMA annuel, la quantité d'énergie vendue à chaque niveau de tension est considérée et pas le nombre de clients raccordés. Généralement le nombre de clients raccordés par Senelec est supérieur aux obligations fixées par le Ministère. Les dépenses supplémentaires liées à ces raccordements ne sont pas rémunérées, en particulier en zone rurale où les coûts de raccordement sont plus élevés avec la faible densité de la population.

V.8.4. Intégration des impôts et taxes comme passthrough

Ces dernières années, les impôts et taxes subies par Senelec ont augmenté. La raison de ce dépassement est en partie liée à des taxes intervenant en cours de période, notamment la taxe sur les combustibles ; sans ignorer les pénalités liées au retard de paiement. Etant donné que la tension de trésorerie est en partie liée aux retards de paiement des créances de l'Etat, le régulateur devrait considérer ces faits et introduire les impôts et taxes comme passthrough dans la formule d'indexation.

V.8.1. Intégration des investissements en comptage pour les clients généraux dans la base tarifaire

A l'image du système prépaiement de la cote d'ivoire, nous sollicitons l'intégration de l'investissement en compteur des clients dans la base tarifaire.

Ainsi le compteur sera un actif de Senelec et le client ne verra plus dans sa facturation la partie redevance compteur.

Conclusion

La période 2020-2022 coïncide avec la fin du Plan Yessal en 2020 et l'entrée en vigueur du plan Dolli 2021-2025. Ce plan s'inscrit dans la même dynamique que le plan précédent, à savoir construire une entreprise citoyenne, compétitive, délivrant un service public assurant l'accès universel et le développement industriel du Sénégal.

La période 2020-2022, coïncide aussi avec la promulgation du nouveau code de l'électricité qui marque la fin du monopole de Senelec sur le domaine transport et l'entrée en vigueur du PIMC, avec de nouveaux instruments de planification à intégrer dans les conditions tarifaires à venir.

Par ailleurs, malgré la Pandémie du COVID 19 et ses effets, la stratégie et l'organisation mises en place ont permis de dépasser les obligations fixées par le ministère et d'améliorer les normes de qualité de service et de relation avec la clientèle.

Aussi, le bilan de l'exploitation montre que le dépassement des charges projetées est à un niveau similaire au taux de croissance de la clientèle (10% environ), même si l'augmentation du prix des combustibles depuis le second semestre de l'année 2020 se poursuit.

La révision des conditions tarifaires 2023-2027 est l'occasion de bien prendre en compte ces nouveautés pour assurer la viabilité financière de l'opérateur dans l'efficacité, l'efficience et l'équité sociale que veut un service public.