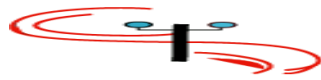




*République du Sénégal*



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

---

# **Révision des conditions tarifaires de Senelec 2014-2016**

## **Seconde consultation publique**

Document de consultation

---

février 2014

# SOMMAIRE

Synthèse de la première consultation .....	6
1. La régulation.....	6
2. Les relations entre Senelec et ses clients .....	6
3. Les normes et obligations .....	7
4. Le fonctionnement de la CRSE.....	7
Projections soumises par Senelec .....	8
5. Les projections de la demande .....	8
5.1. Méthodologie et hypothèses.....	8
5.1.1. Données générales .....	8
5.1.2. Données macroéconomiques .....	10
5.1.3. Rendement.....	10
5.1.4. Facteur de charge .....	10
5.2. Prévisions de la demande .....	11
6. Les projections des dépenses d'investissement.....	12
7. Les projections de production.....	13
8. Les projections de charges d'exploitation.....	14
Projections retenues par la Commission .....	17
9. Les projections de la demande .....	17
10. Les projections des dépenses d'investissement.....	17
11. Les projections de production.....	19
12. Les projections de charges d'exploitation .....	21
12.1. Les dépenses en combustible .....	21
12.2. Les achats d'huiles et autres fournitures liées.....	22
12.3. Les dépenses variables d'achats d'énergie .....	22
12.4. Les charges fixes d'achat d'énergie .....	23
12.5. Les autres charges d'exploitation .....	24
Méthodologie de révision .....	27
13. Détermination des revenus requis de référence .....	27
14. Indexation des revenus requis.....	28
15. Détermination du facteur d'économie d'échelle .....	31
16. Détermination de l'indice composite d'inflation .....	31
Questions analysées .....	33
17. Analyse des questions soulevées par Senelec .....	33
17.1. Prise en compte du décret relatif au fonds de préférence .....	33
17.2. Révision exceptionnelle .....	34
17.3. Projets Energies Renouvelables .....	35
17.4. Le taux de rentabilité normal .....	35
17.5. Paramétrage des surcoûts liés aux projets mis en œuvre par l'Etat .....	37
18. Aménagements à l'initiative de la Commission.....	38
18.1. Le paramétrage des charges de structure non indexées.....	38
18.2. Les prix de référence des combustibles .....	39
Premières Conclusion de la Commission .....	41
19. Détermination des revenus requis.....	41
19.1. Données économiques de référence .....	41
19.1.1. Inflation .....	41
19.1.2. Taux de rentabilité.....	42

19.2. Charges d'exploitation .....	42
19.3. Rémunération des capitaux investis .....	42
19.4. Revenus requis.....	43
20. Eléments de paramétrage de la formule de contrôle des revenus .....	45
20.1. Le Facteur d'économie d'échelle .....	45
20.2. L'indice composite d'inflation.....	45
20.3. Les Revenus régulés requis de référence .....	48
20.4. Les Ventes de référence .....	48
21. Formule de contrôle des revenus .....	49
22. Résultats de l'application de la Formule de contrôle des revenus.....	54
22.1. Revenus autorisés .....	54
22.2. Evolution des tarifs-plafonds .....	55
Annexes .....	57
1. Synthèse des questions soulevées lors de la première consultation publique .....	58
2. Caractéristiques des équipements de production .....	63
3. Décret 2011-528 du 26 Avril 2011 relatif au fonds de préférence de l'électricité ....	65
4. Méthodologie de calcul du taux de rentabilité .....	70
5. Les projections de coûts soumises par Senelec.....	79
6. Programme d'investissements soumis par Senelec.....	111
7. Les prochaines étapes du processus de révision des conditions tarifaires .....	131

## Liste des Tableaux

Tableau 1 : Demande des grands projets (GWh) .....	9
Tableau 2 : Evolution du rendement .....	10
Tableau 3 : Projection du facteur de charge .....	10
Tableau 4 : Prévisions de consommation (GWh).....	11
Tableau 5 : Prévisions de la demande de production (GWh) .....	11
Tableau 6 : Prévisions de la pointe de puissance (MW) par réseau .....	12
Tableau 7 : Prévisions des investissements de Senelec.....	12
Tableau 8 : Evolution de la capacité de production.....	13
Tableau 9 : Evolution de la production nette .....	14
Tableau 10 : Prévisions de charges d'exploitation en francs courants .....	15
Tableau 11 : Répartition des prévisions de coûts d'exploitation .....	15
Tableau 12 : Prévisions de charges d'exploitation en francs constants.....	16
Tableau 13 : Investissements soumis par Senelec et non intégrés dans la base tarifaire à rémunérer (millions de FCFA) .....	18
Tableau 14 : Investissements à intégrer dans la base tarifaire (millions de FCFA).....	18
Tableau 15 : Evolution de la capacité et de la production nette .....	20
Tableau 16 : Evolution de la production nette par unité.....	20
Tableau 17 : Comparaison des charges variables d'achats d'énergie (hors combustible) en francs courants (millions de FCFA) .....	22
Tableau 18 : Les frais fixes d'achat d'énergie (millions de FCFA) .....	23
Tableau 19 : Détail des coûts de 2013 retraités (en FCFA).....	24
Tableau 20 : Les charges d'exploitation réévaluées retenues par la Commission .....	25
Tableau 21 : Répartition des charges d'exploitation retenues par la Commission .....	25
Tableau 22 : Les écarts entre les charges d'exploitation retenues par la CRSE et les charges soumises par Senelec.....	26
Tableau 23 : Evolution du poids des amortissements et des frais fixes de capacité non indexés.....	39
Tableau 24 : Prix ex-dépôt des différents produits pétroliers en 2013 .....	40
Tableau 25 : Evolution de l'inflation .....	41
Tableau 26 : Eléments de calcul du taux de rentabilité normal .....	42



Tableau 27 :	Evolution de la Base Tarifaire (actifs nets) de la période 2014-2016.....	43
Tableau 28 :	Revenus requis en francs courants sur la période 2014-2016 .....	44
Tableau 29 :	Revenus requis en francs constants sur la période 2014-2016.....	44
Tableau 30 :	Part variable des charges.....	45
Tableau 31 :	Part des charges indexées sur la monnaie locale.....	46
Tableau 32 :	Part des charges indexées sur l'inflation étrangères .....	46
Tableau 33 :	Part des charges en combustibles .....	46
Tableau 34 :	Répartition des charges en combustibles .....	46
Tableau 35 :	Part des charges non indexées .....	47
Tableau 36 :	Synthèse des facteurs de pondération des inflations sectorielles.....	47
Tableau 37 :	Revenus requis de référence .....	48
Tableau 38 :	Ventes de référence de la période 2014-2016 .....	48
Tableau 39 :	Revenus régulés requis / Revenus autorisés.....	54
Tableau 40 :	Taux de rentabilité dégagé par Senelec .....	54
Tableau 41 :	Ecarts de revenus aux conditions économiques de 2013 .....	55
Tableau 42 :	Tarifs-plafonds aux conditions économiques de 2013 .....	55
Tableau 43 :	Ecarts de revenus aux conditions économiques prévues par Senelec .....	55
Tableau 44 :	Tarifs-plafonds aux conditions économiques prévues par Senelec .....	56

# INTRODUCTION

La loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité a établi la régulation des tarifs de vente au détail de l'énergie électrique et posé le principe des prix plafonds comme règle de base de cette régulation.

Elle prévoit également, en son article 28-alinéa 3, que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur seront définies dans le cahier de charges du titulaire de licence ou de concession.

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de Senelec modifié, en son article 36 – alinéa 4 et le Cahier de charges annexé, en son article 10, ont défini une formule de contrôle des revenus et fixé la durée de validité de ladite formule à trois (3) années. A l'issue de chaque période de validité, la formule est révisée par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), après consultation de Senelec notamment, afin de déterminer de nouvelles conditions tarifaires.

Les conditions tarifaires ainsi définies doivent garantir au titulaire de licence ou de concession les niveaux de revenus jugés suffisants pour lui permettre de couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, d'amortir ses immobilisations et d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée.

Ainsi, la Commission a fixé, par Décision n°2011-04 du 21 juillet 2011, les conditions tarifaires applicables à Senelec pour la période 2011-2013. Ces conditions cessent d'être applicables à la fin de l'année 2013.

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 détermine la procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires qui doit être lancée, douze (12) mois au moins avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur. Dans ce cadre, la Commission a démarré le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec le 02 octobre 2012.

Une première consultation publique a été organisée par la CRSE du 27 février 2013 au 29 mars 2013, sur le bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2011-2013 et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus en vigueur, les normes et obligations de Senelec pour la période 2014-2016 publiées par le Ministère de l'Energie et la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

L'objet de la seconde consultation publique dont le présent rapport constitue le document de base, est de présenter une synthèse de la première consultation publique, les projections pour la période 2014-2016 et les premières conclusions de la Commission. Elle est prévue du 03 février 2014 au 05 mars 2014.

La Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 05 mars 2014 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, Ex camp Lat Dior,
- par courrier électronique à l'adresse [consultation@crse.sn](mailto:consultation@crse.sn),
- lors des rencontres organisées par la CRSE,
- en demandant à être entendues par la Commission.

# SYNTHESE DE LA PREMIERE CONSULTATION

La première consultation publique a permis de recueillir les avis et observations de nombreux acteurs du secteur. Cette consultation s'est appuyée sur un document regroupant une synthèse du bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2011-2013, une analyse du respect par Senelec de ses obligations contractuelles durant la même période, les nouvelles normes fixées à Senelec par le Ministre chargé de l'énergie, et une présentation de la régulation des revenus de Senelec.

Les contributions recueillies durant cette consultation ont porté essentiellement sur la Régulation, les relations entre Senelec et ses clients, les normes et obligations de Senelec et le fonctionnement de la CRSE.

## 1. La régulation

Les interrogations ont porté sur :

- les conséquences sur le RMA de l'utilisation par Senelec de combustibles plus onéreux que ceux prévus ;
- l'application de pénalités pour des disponibilités ou des rendements inférieurs aux prévisions ;
- les modalités de couverture des écarts de revenus avec la baisse du niveau de la compensation annoncée par le Gouvernement ;

## 2. Les relations entre Senelec et ses clients

Les relations entre Senelec et ses clients ont suscité de nombreuses observations et interrogations qui ont porté sur :

- les relations commerciales, notamment les conditions d'abonnement, la qualité de l'accueil dans les agences, la problématique des guichets privés et l'identification des agents de Senelec, en particulier les releveurs ;
- la tarification des lieux de culte considérés comme des usagers professionnels ;
- les conditions de coupure et remise de l'électricité pour défaut de paiement ;
- les délais de pose de compteurs ;
- le traitement des plaintes pour dommage matériel ;
- la fiabilité du système de comptage ;
- la lutte contre la fraude.

### 3. Les normes et obligations

Les questions soulevées ont concerné :

- les obligations d'électrification ;
- les normes liées aux relations avec la clientèle, notamment la facturation (estimation, période de facturation largement supérieure à un bimestre, délais de traitement des réclamations) ;
- les normes concernant les compteurs à prépaiement en particulier la disponibilité du système de recharge ;
- les normes de qualité du courant et l'élaboration d'une procédure de prise en charge des sinistres.

### 4. Le fonctionnement de la CRSE

Les sujets abordés ont porté sur la stratégie de communication de la Commission, notamment sur l'application des normes et des pénalités.

***Toutes les questions soulevées au cours de la première consultation publique, ainsi que les réponses, sont résumées en annexe 1.***

# PROJECTIONS SOUMISES PAR SENELEC

Senelec a soumis à la CRSE ses projections pour la période 2014-2016 qui ont été élaborées sur la base de la stratégie de développement du secteur, des normes et obligations (de service, de qualité et d'extension) fixées par le Ministre chargé de l'énergie pour la période 2014-2016 et des hypothèses macro-économiques.

Ces projections, après validation par la CRSE, servent de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de la Senelec.

## 5. Les projections de la demande

### 5.1. Méthodologie et hypothèses

Afin de prévoir les investissements nécessaires pour assurer un niveau de production adéquat en électricité, les projections de la demande ont été élaborées par Senelec à partir du modèle PVDE (prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement).

La demande est désagrégée en trois catégories, selon l'utilisation finale :

- la demande domestique qui comprend la demande du secteur résidentiel et celle de l'éclairage public ;
- la demande professionnelle constituée de la demande du secteur industriel, des grands services, des commerces et des activités informelles ;
- la demande des grands projets identifiés sur la période et dont les besoins en énergie et en puissance sont fournis par les promoteurs concernés et les services compétents.

#### 5.1.1. Données générales

##### **a. La demande domestique**

La demande du secteur résidentiel est liée au degré d'électrification du pays, au nombre d'appareils électriques utilisés dans les ménages et aux consommations unitaires de ces ménages. Concernant la demande pour l'éclairage public, l'hypothèse retenue est que son évolution dans chaque zone suit celle de l'extension des réseaux basse tension.

##### **b. La demande des usagers professionnels**

La demande professionnelle est constituée de la demande du secteur industriel, des grands services, des commerces et des activités informelles. Elle concerne les 3 secteurs d'activités économiques : primaire, secondaire, tertiaire. L'intensité énergétique de chaque activité économique est le paramètre utilisé pour projeter sa demande. Elle est définie comme étant le rapport de la consommation d'électricité d'une année donnée à la production de biens et services ou à la valeur ajoutée.

### **c. La demande des grands projets**

La demande des grands projets est évaluée par Senelec à partir de leur besoin en puissance et du nombre d'heures d'utilisation de celle-ci suivant trois scénarios correspondant aux scénarios bas (1000 heures), moyen (4000 heures) et fort (8000 heures), avec un cosinus phi de 0,8 ; ceci pour les projets dont la demande n'est pas directement fournie par leurs promoteurs.

Les principaux projets retenus pour la période 2014-2016 sont :

- **SAED** : la poursuite de l'aménagement des périmètres de culture irrigués dans la basse vallée du fleuve Sénégal est prévue avec une consommation annuelle de 2,5 GWh en 2014 et 3 GWh en 2015 et 2016, dans le scénario de base.
- **OLAM** : la mise en service est prévue en janvier 2014 avec une alimentation en HT, sa demande est estimée à 6 GWh dans le scénario de base.
- **Les projets de la SAPCO** sur la Petite Côte dont le démarrage progressif est prévu à partir du dernier trimestre de l'année 2014 avec une consommation annuelle de 2,8 GWh pour atteindre en 2016 une consommation annuelle de 22,8 GWh dans le scénario de base.
- **L'Aéroport International Blaise Diagne** : le démarrage est prévu en janvier 2016 avec des besoins annuels en énergie estimés à 19,2 GWh dans le scénario de base.
- **La SONES** : elle a soumis une demande supplémentaire à partir de janvier 2015 de 52,4 GWh dans le scénario de base.

**Tableau 1 : Demande des grands projets (GWh)**

<b>Projets MT</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
SAPCO	2,8	22,4	22,8
Aéroport International de Blaise Diagne			19,2
SONES		52,4	52,4
Projet SAED	2,5	3	3
<b>Total</b>	<b>5,3</b>	<b>77,8</b>	<b>97,4</b>
<b>Projets HT</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
OLAM	6	6	6
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>

### 5.1.2. Données macroéconomiques

La principale hypothèse macroéconomique du scénario moyen, considéré comme scénario de base, est le maintien des tendances économiques observées dans un passé récent et celles retenues dans le cadrage macroéconomique à court et moyen terme.

Ainsi, sur la période 2014-2016, la croissance réelle du PIB est projetée à 4,1% en moyenne annuelle.

### 5.1.3. Rendement

Le rendement global, rapport entre les ventes et la production brute, est utilisé pour déterminer la production nécessaire pour satisfaire totalement la demande. Ce rendement intègre des facteurs inhérents à l'exploitation d'un système électrique, tels que la consommation des auxiliaires, les pertes techniques au niveau des réseaux et les pertes commerciales découlant de la fraude et des problèmes de facturation.

En 2013, le rendement global est estimé par Senelec à 81,79%. Une légère amélioration est attendue en 2014, ce qui portera le rendement à 82%. Après l'an 2014, il est prévu une amélioration annuelle du rendement de 0,5% pour atteindre 83% en 2016.

**Tableau 2 : Evolution du rendement**

	2014	2015	2016
<b>Rendement global</b>	82,00%	82,50%	83,00%
<b>Consommations des auxiliaires</b>	1,46%	1,41%	1,33%
<b>Pertes de réseaux (distribution et transport)</b>	16,54%	16,09%	15,67%

### 5.1.4. Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la production annuelle effective du système et celle qui serait obtenue en utilisant la pointe de puissance appelée par le système durant toute l'année (8 760 heures). Ce facteur permet de projeter la pointe de demande en puissance à partir de la demande en énergie. Il a été fixé à 70,98% sur la période 2014-2016 pour le réseau interconnecté, soit une amélioration de 2 points par rapport à l'année 2013.

Pour les réseaux régionaux de Boutoute et de Tambacounda, et les centres isolés, les facteurs de charge sont fixés, à 52,45%, 63,98% et 47% respectivement en 2014, avec une amélioration de 0,5 point en 2015. En 2016, le facteur de charge s'améliore de 0,25 point pour les systèmes de Boutoute et de Tambacounda.

**Tableau 3 : Projection du facteur de charge**

FACTEUR DE CHARGE (%)	2013	2014	2015	2016
<b>RESEAU INTERCONNECTE</b>	68,98	70,98	70,98	70,98
<b>BOUTOUTE</b>	51,95	52,45	52,95	53,20
<b>TAMBA</b>	63,48	63,98	64,48	64,73
<b>CENTRES ISOLES</b>	46,50	47,00	47,50	47,50

## 5.2. Prévisions de la demande

### ***a. Les prévisions de consommations***

Sur la base des hypothèses ci-dessus, les prévisions de consommations, considérées comme la somme des prévisions de ventes facturées et de l'Energie Non Fournie, se chiffrent à 8 683 GWh sur la période 2014-2016. Elles évoluent de 2 681 GWh en 2014 à 3 092 GWh en 2016.

Comparées à la demande de 2013 soumise par Senelec dans son bilan, ces prévisions font ressortir une croissance de 26% en fin de période, correspondant à une croissance moyenne annuelle de 8,3%. Cette évolution s'explique par une augmentation entre 2013 et 2016 des ventes Moyenne Tension de 37% et des ventes Haute Tension de 56,5%. Ces projections sont détaillées dans les tableaux 4 et 5 ci-après.

**Tableau 4 : Prévisions de consommation (GWh)**

VENTES D'ENERGIE en GWh	2013*	2014	2015	2016	2014-2016
<b>BASSE TENSION</b>	<b>1 543,46</b>	<b>1 632,44</b>	<b>1 733,45</b>	<b>1 840,80</b>	<b>5 206,70</b>
Usage Domestique	1 029,45	1 091,79	1 156,23	1 224,39	3 472,41
Usage Professionnel	455,52	488,15	522,14	558,63	1 568,92
ECLAIRAGE PUBLIC	50,03	52,50	55,09	57,79	165,37
<b>MOYENNE TENSION</b>	<b>718,44</b>	<b>813,56</b>	<b>925,38</b>	<b>984,18</b>	<b>2 723,12</b>
Tarif Courte Utilisation	11,04	11,34	11,77	12,18	35,29
Tarif Général	642,35	727,47	836,71	893,05	2 457,22
Tarif Longue Utilisation	65,05	74,75	76,91	78,95	230,61
<b>HAUTE TENSION</b>	<b>170,79</b>	<b>232,69</b>	<b>250,51</b>	<b>267,34</b>	<b>750,54</b>
Normal	170,78	232,68	250,50	267,33	750,51
Secours	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03
<b>TOTAL VENTES D'ENERGIE en GWh</b>	<b>2 432,69</b>	<b>2 678,69</b>	<b>2 909,35</b>	<b>3 092,32</b>	<b>8 680,36</b>
<b>Energie Non Fournie en GWh</b>	<b>21,00</b>	<b>2,04</b>	<b>0,81</b>	<b>-</b>	<b>2,85</b>
<b>Demande de consommation en GWh</b>	<b>2 453,69</b>	<b>2 680,73</b>	<b>2 910,16</b>	<b>3 092,32</b>	<b>8 683,21</b>

\* Estimé de 2013 soumis par Senelec

### ***b. Les prévisions de demande de production***

Avec les prévisions de consommations et les hypothèses de rendement, les centrales de Senelec et celles des producteurs privés indépendants devront produire 10 488 GWh sur la période 2014-2016 pour satisfaire totalement la demande de consommation des clients, tenant compte de la consommation des auxiliaires et des pertes sur le réseau.

**Tableau 5 : Prévisions de la demande de production (GWh)**

	2013	2014	2015	2016	2014-2016
Demande de consommations	2 453,69	2 680,73	2 910,16	3 092,32	8 683,21
Pertes réseaux	492,11	543,19	575,45	592,63	1 711,27
<b>Demande de production nette*</b>	<b>2 945,80</b>	<b>3 223,93</b>	<b>3 485,61</b>	<b>3 684,94</b>	<b>10 394,48</b>
Consommations des auxiliaires	37,38	45,22	34,55	14,34	94,11
<b>Demande de production brute**</b>	<b>2 983,18</b>	<b>3 269,14</b>	<b>3 520,16</b>	<b>3 699,29</b>	<b>10 488,59</b>

\*Demande de consommation + pertes réseaux et commerciales

\*\*Demande de production nette + consommations des auxiliaires

### **c. Les prévisions de pointe de puissance**

Avec les prévisions de demande de production et les hypothèses de facteurs de charge, la puissance de pointe à couvrir par les centrales de Senelec et des producteurs privés indépendants du réseau interconnecté (RI), varie de 513 MW en 2014 à 578 MW en 2016.

**Tableau 6 : Prévisions de la pointe de puissance (MW) par réseau**

POINTE DE PUISSANCE (MW)	2013	2014	2015	2016
RESEAU INTERCONNECTE	471,00	512,90	550,53	577,80
BOUTOUTE	15,69	16,50	17,11	17,81
TAMBA	4,63	4,84	5,04	5,26
CENTRES ISOLES	12,53	10,22	10,52	10,94

## **6. Les projections des dépenses d'investissement**

Pour faire face à ces prévisions de demande dans le respect des normes et obligations définies par le Ministre en charge de l'énergie, Senelec projette d'investir 157 740 millions de FCFA sur la période 2014-2016 dont 118 627 millions entre 2014 et 2015 ; Les investissements de Senelec résumés par le tableau ci-dessous et dont le détail est fourni en annexe, concernent la production pour 11 197 millions, le transport pour 40 534 millions, la distribution pour 78 320 millions et 27 690 millions pour les autres investissements.

**Tableau 7 : Prévisions des investissements de Senelec**

Synthèse d'investissement (Millions de F CFA)	2 014	2 015	2 016	TOTAL	%
<b>Renouvellements/Réhabilitations</b>	<b>34 665</b>	<b>24 568</b>	<b>11 396</b>	<b>70 629</b>	<b>45%</b>
Production	1 197	-	-	1 197	1%
Transport	4 413	4 413	1 936	10 762	7%
Distribution	26 985	16 005	5 410	48 400	31%
Autres	2 070	4 150	4 050	10 270	7%
<b>Extensions</b>	<b>22 511</b>	<b>36 883</b>	<b>27 717</b>	<b>87 111</b>	<b>55%</b>
Production	5 000	5 000	0	10 000	6%
Transport	0	9 984	19 788	29 772	19%
Distribution	12 088	15 726	2 106	29 920	19%
Autres	5 423	6 173	5 823	17 420	11%
<b>Total</b>	<b>57 176</b>	<b>61 451</b>	<b>39 113</b>	<b>157 740</b>	<b>100%</b>
Production	6 197	5 000	0	11 197	7%
Transport	4 413	14 397	21 724	40 534	26%
Distribution	39 073	31 731	7 515	78 320	50%
Autres	7 493	10 323	9 873	27 690	18%

Ces investissements seront amortis sur quinze (15) années pour les équipements de production, vingt-cinq (25) années pour les équipements de transport et de distribution et vingt (20) années pour les autres équipements.

Les investissements à réaliser par les producteurs indépendants ne sont pas pris en compte dans les investissements soumis par Senelec. Ils concernent les deux centrales au charbon CES et Africa Energy, la centrale de Tobène Power et les centrales d'énergies renouvelables.

## 7. Les projections de production

Les investissements projetés devraient permettre d'accroître, en fin de période, la capacité installée de production du système global de 588 MW et la puissance assignée de 598 MW.

La disponibilité de ces capacités de production s'améliore sensiblement pour atteindre une moyenne de 82,62% en 2016 contre 80,03% en 2013. Par contre, le coefficient d'utilisation du parc de production baisse légèrement en fin de période après une augmentation de 7 points en 2014 et 2015.

**Tableau 8 : Evolution de la capacité de production**

Evolution de la capacité	2013	2014	2015	2016	2014-2016
Puissance installée (MW)	835	860	1 169	1 423	588,00
Puissance assignée (MW)	656	721	1 020	1 254	598,00
Coefficient de disponibilité (%)	80%	82%	83%	83%	2,59%
Coefficient d'utilisation (%)	60%	68%	67%	58%	-1,39%

Avec les nouvelles capacités de production, Senelec prévoit une livraison au réseau (production nette de Senelec + Achats d'énergie) de 10 392 GWh sur la période 2014-2016 pour une demande nette soumise au parc de production (demande de production brute – consommations des auxiliaires) de 10 394 GWh, soit une demande non satisfaite de 2,85 GWh sur les trois années contre 21 GWh en 2013. L'énergie livrée évolue de 3 222 GWh en 2014 à 3 685 GWh en 2016.

La production du parc de Senelec passe de 2193 GWh en 2014 à 657 GWh en 2016, faisant ainsi passer sa contribution de 69 % à 18 % contre une évolution des Achats d'énergie de 31 % à 72 %.

Cette augmentation des Achats d'énergie est due à l'introduction des deux centrales à charbon CES et AFRICA ENERGY d'une part, et d'autre part, à l'importation d'énergie électrique de la Mauritanie.

**Tableau 9 : Evolution de la production nette**

	2013	2014	2015	2016	2014-2016
<b>Production nette SENELEC (GWh)</b>	<b>1 826,39</b>	<b>2 192,89</b>	<b>1 845,09</b>	<b>656,95</b>	<b>4 694,93</b>
<b>Réseau Interconnectée (RI)</b>	<b>1 748,40</b>	<b>2 100,68</b>	<b>1 740,39</b>	<b>550,93</b>	<b>4 392,00</b>
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	539,10	708,98	673,88	213,07	1 595,93
Bel air - TAG (TAG4)	66,24	17,45	9,77	0,12	27,34
Cap des Biches - TAV (C3)	0,37	67,34	37,60	0,35	105,28
Cap des Biches - Diesel (C4)	476,51	429,36	287,42	140,25	857,04
Cap des Biches - TAG (TAG2)	13,68	124,88	124,83	103,33	353,04
Cap des Biches - TAG (TAG3)	-	2,19	2,49	-	4,68
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	652,50	750,48	604,40	93,81	1 448,70
<b>Réseaux Non Interconnectés (RNI)</b>	<b>77,99</b>	<b>92,21</b>	<b>104,70</b>	<b>106,02</b>	<b>302,94</b>
Ziguinchor	33,73	53,77	68,20	67,71	189,68
Tambacounda	1,64	0,25	0,06	0,09	0,39
Autres centres isolés	42,62	38,19	36,45	38,22	112,86
<b>Achats d'énergie (GWh)</b>	<b>1 098,41</b>	<b>1 028,99</b>	<b>1 639,71</b>	<b>3 027,99</b>	<b>5 696,69</b>
<b>Réseau Interconnectée (RI)</b>	<b>1 039,59</b>	<b>980,91</b>	<b>1 597,61</b>	<b>2 980,72</b>	<b>5 559,25</b>
Hydro (Manantali, Férou etc.)	313,42	320,00	320,00	320,00	960,00
IPP GTI - CS	10,33	17,96	18,18	0,59	36,73
IPP Kounoune 1	378,05	445,10	333,41	28,58	807,09
SOCOCIM	80,27	-	-	-	-
IPP Charbon - SENDOU	-	-	242,96	867,59	1 110,55
AFRICA ENERGY	-	-	-	566,35	566,35
LOCATION RI	257,52	165,31			165,31
SOLAIRE RI	-	-	61,76	121,51	183,27
SARREOLE TAIBA NDIAYE	-	-	112,00	112,00	224,00
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW	-	-	296,70	393,62	690,31
IMPORTATION MAURITANIE	-	32,55	212,61	570,49	815,64
<b>Réseaux Non Interconnectés (RNI)</b>	<b>58,81</b>	<b>48,08</b>	<b>42,10</b>	<b>47,27</b>	<b>137,45</b>
Location au DO de Boutoute	34,57	17,70	1,80	0,39	19,89
Location au DO Tambacounda	24,25	26,19	22,36	23,66	72,21
solaire 4 MW Tambacounda	-	-	5,34	5,34	10,67
solaire 4 MW Boutoute	-	0,40	5,34	10,66	16,40
solaire 6 MW Centres secondaires	-	3,79	7,26	7,22	18,27
<b>Production Totale (GWh)</b>	<b>2 924,80</b>	<b>3 221,88</b>	<b>3 484,80</b>	<b>3 684,95</b>	<b>10 391,62</b>

## 8. Les projections de charges d'exploitation

Pour réaliser le niveau d'activité prévu, les charges d'exploitation hors redevances soumises par Senelec s'élèvent, avec les hypothèses d'inflation retenues, en francs CFA, à 401 977 millions en 2014 puis à 421 476 millions en 2015 et à 387 421 millions en 2016 soit un taux de croissance moyenne annuelle (TCMA) de 1,15% sur la période.

En variation annuelle, celles-ci devraient croître respectivement en 2014 et 2016 de 7,4% et 4,8%. Cette tendance haussière des charges s'inverse en 2016 avec une baisse de 8,1% des charges d'exploitation induite par la mise en service des nouvelles unités ayant des coûts d'exploitation inférieurs à ceux des unités thermiques existantes.

**Tableau 10 : Prévisions de charges d'exploitation en francs courants**

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Estimations	Projections			TCMA 2013-2016
	2013	2014	2015	2016	
Dépenses en combustible (IPP compris)	230 425	251 490	221 541	132 307	-16,88%
<i>Fuel lourd (FO380)</i>	165 453	204 689	194 015	79 089	-21,81%
<i>Diesel oil</i>	62 902	41 705	15 941	10 415	-45,09%
<i>Gaz Naturel</i>	2 070	5 095	5 093	4 216	26,77%
<i>Charbon</i>	-	-	6 492	38 586	
Huiles et autres fournitures liées	2 851	3 134	2 649	1 166	-25,78%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	10 814	14 833	49 678	75 565	91,18%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	23 564	21 270	32 530	63 211	38,95%
Dépenses de personnel	25 625	26 394	27 186	28 001	3,00%
Autres achats consommés	7 730	7 962	8 201	8 447	3,00%
Transports consommés	803	827	851	877	3,00%
Transport de combustible	8 719	8 466	7 380	3 540	-25,95%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	24 547	25 283	26 042	26 823	3,00%
Autres charges	11 235	11 572	11 919	12 277	3,00%
<b>Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes</b>	<b>346 313</b>	<b>371 230</b>	<b>387 979</b>	<b>352 215</b>	<b>0,56%</b>
Impôts et taxes	5 763	5 936	6 114	6 297	3,00%
Amortissements**	22 304	24 832	27 383	28 909	9,03%
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>374 379</b>	<b>401 997</b>	<b>421 476</b>	<b>387 421</b>	<b>1,15%</b>
Evolution des charges d'exploitation		7,4%	4,8%	-8,1%	

\*\* Les amortissements relatifs aux investissements de 2013 sont des projections, ils seront actualisés sur la base des réalisations

Le poids des dépenses en combustible dans les charges d'exploitation passera ainsi de 61,5% en 2013 à 34,2% en 2016. La structure de ces dépenses en combustible évoluera considérablement avec la baisse sensible de la part des produits pétroliers (hors gaz naturel) qui passe de 99% en 2013 à 67% en 2016. Parallèlement, l'introduction de nouvelles unités de production permettra au charbon de représenter jusqu'à 29% des dépenses en combustible en 2016.

Par ailleurs, la part des dépenses d'achat d'énergie hors combustible passera de 9% des charges d'exploitation en 2013 à 36% en 2016. Les parts des services extérieurs, des dépenses de personnel et des autres achats resteront relativement stables sur la période.

**Tableau 11 : Répartition des prévisions de coûts d'exploitation**

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Estimations	Projections		
	2013	2014	2015	2016
Dépenses en combustible (IPP compris)	61,5%	62,6%	52,6%	34,2%
<i>Fuel lourd (FO380)</i>	71,8%	81,4%	87,6%	59,8%
<i>Diesel oil</i>	27,3%	16,6%	7,2%	7,9%
<i>Gaz Naturel</i>	0,9%	2,0%	2,3%	3,2%
<i>Charbon</i>	0,0%	0,0%	2,9%	29,2%
Huiles et autres fournitures liées	0,8%	0,8%	0,6%	0,3%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	2,9%	3,7%	11,8%	19,5%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	6,3%	5,3%	7,7%	16,3%
Dépenses de personnel	6,8%	6,6%	6,5%	7,2%
Autres achats consommés	2,1%	2,0%	1,9%	2,2%
Transports consommés	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Transport de combustible	2,3%	2,1%	1,8%	0,9%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	6,6%	6,3%	6,2%	6,9%
Autres charges	3,0%	2,9%	2,8%	3,2%
<b>Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes</b>	<b>92,5%</b>	<b>92,3%</b>	<b>92,1%</b>	<b>90,9%</b>
Impôts et taxes	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%
Amortissements	6,0%	6,2%	6,5%	7,5%
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

En francs constants de 2013, les charges d'exploitation hors redevances soumises par Senelec s'élèvent à 378 039 millions en 2014 puis à 389 170 millions en 2015 et à 356 808 millions en 2016 soit une baisse moyenne annuelle de 1,6% sur la période.

En variation annuelle, ces charges devraient croître respectivement en 2014 et 2016 de 1% et 2,9%. Cette tendance haussière des charges s'inverse en 2016 avec une baisse de 8,3%.

**Tableau 12 : Prévisions de charges d'exploitation en francs constants**

Charges d'exploitation (en MFCFA constants de 2013)	Estimations	Projections			TCMA 2013-2016
	2013	2014	2015	2016	
Dépenses en combustible (IPP compris)	230 425	231 331	198 702	118 842	-19,81%
<i>Fuel lourd (FO380)</i>	165 453	188 817	173 464	68 387	-25,51%
<i>Diesel oil</i>	62 902	37 419	13 781	8 787	-48,11%
<i>Gaz Naturel</i>	2 070	5 095	5 093	4 216	26,77%
<i>Charbon</i>	-		6 364	37 452	
Huiles et autres fournitures liées	2 851	3 042	2 497	1 067	-27,94%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	10 814	14 542	47 749	71 207	87,43%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	23 564	20 852	31 267	59 565	36,22%
Dépenses de personnel	25 625	25 625	25 625	25 625	0,00%
Autres achats consommés	7 730	7 730	7 730	7 730	0,00%
Transports consommés	803	803	803	803	0,00%
Transport de combustible	8 719	8 219	6 956	3 240	-28,11%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	24 547	24 788	25 031	25 276	0,98%
Autres charges	11 235	11 235	11 235	11 235	0,00%
<b>Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes</b>	<b>346 313</b>	<b>348 168</b>	<b>357 596</b>	<b>324 590</b>	<b>-2,14%</b>
Impôts et taxes	5 763	5 763	5 763	5 763	0,00%
Amortissements	22 304	24 108	25 811	26 456	5,86%
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>374 379</b>	<b>378 039</b>	<b>389 170</b>	<b>356 808</b>	<b>-1,59%</b>
Evolution des charges d'exploitation		1,0%	2,9%	-8,3%	

\*\* Les amortissements relatifs aux investissements de 2013 sont des projections, ils seront actualisés sur la base des réalisations

# PROJECTIONS RETENUES PAR LA COMMISSION

## 9. Les projections de la demande

Les projections de demande soumises par Senelec sont validées par la Commission.

Elles servent de base à la définition des nouvelles conditions tarifaires de la période 2014-2016 de Senelec.

## 10. Les projections des dépenses d'investissement

Le programme d'investissement soumis par Senelec a été étudié afin de constituer la base tarifaire à rémunérer au cours de la période 2014-2016. A la suite de l'analyse, les corrections suivantes y ont été apportées :

- l'investissement de production, d'un montant de 2014 millions FCFA, réalisés en 2000 sera intégralement amorti en fin 2014. Ainsi, la dotation d'amortissement d'un montant de 143 millions prévue par Senelec en 2015 et, non justifiée, a été corrigée.
- les dépenses liées au système de comptage ont été déduites des coûts du projet boucle de Dakar phase 2. Ces investissements d'un montant de 403 millions F CFA ne sont pas pris en compte par la régulation tarifaire. Ils sont rémunérés par les frais de location payés par les clients.

Au-delà de ces corrections, certains projets figurant dans le programme soumis n'ont pas été intégrés dans la base tarifaire à rémunérer. Il s'agit :

- du programme immobilier (Immeuble Action sociale, Immeuble Peytavin), d'un montant de 6 500 millions FCFA, pour lequel les justifications fournies par Senelec ne permettent pas de démontrer son impact sur son activité normale ;
- des projets financés par l'Etat d'un montant de 40 036 millions dont 30 036 millions FCFA pour la distribution et 10 000 millions pour la production (extension de la centrale de Boutoute). Ces projets financés par l'Etat sont considérés comme une subvention au système électrique ou pris en compte par ailleurs lorsqu'ils concernent en particulier l'électrification rurale.
- les besoins d'investissements pour respecter les normes : pour ces investissements, d'un montant 15 220 millions FCFA, la Commission considère que tous les investissements de Senelec doivent être réalisés en tenant compte des normes définies. Ainsi, des investissements spécifiques ne peuvent être prévus sans que les normes auxquelles il est fait référence ne soient précisées ;

Le tableau ci-dessous présente les investissements de la période 2014-2016 soumis par Senelec et qui ne seront pas intégrés dans la base tarifaire.

**Tableau 13 : Investissements soumis par Senelec et non intégrés dans la base tarifaire à rémunérer (millions de FCFA)**

	2014	2015	2016	Total
<b>Production</b>				
Centrale 2x5 MW à Boutoute		5 000	5 000	10 000
<b>Total</b>	-	<b>5 000</b>	<b>5 000</b>	<b>10 000</b>
<b>Distribution</b>				
Electrification Rurale Délégations Régionales	5 083	6 988	635	12 706
Electrification Urbaine	1 180	1 622	148	2 950
Extension réseau à Touba, Tivaouane	800	1 100	100	2 000
Electrification de Médina Gounass	444	610	55	1 109
Création secteurs Dakar 2 pour développement des ventes	1 458	2 005	182	3 645
Passage de 6,6 kV à 30 kv Sous Station Centre ville	1 628	1 628	814	4 069
Création secteurs pour développement des ventes Dakar 1	743	1 021	93	1 857
Travaux du Programme d'Urgence 2010-2011 d'Electrification Rurale	400	400	50	850
Travaux du Programme d'Urgence 2010-2011 d'Electrification Rurale Bis	400	400	50	850
<b>Total</b>	<b>12 135</b>	<b>15 774</b>	<b>2 127</b>	<b>30 036</b>
<b>Autres</b>				
immeuble Action sociale		2 000	2 000	4 000
immeuble Peytavin		1 250	1 250	2 500
Besoins investissement pour respecter les normes	5 073	5 073	5 073	15 220
<b>Total</b>	<b>5 073</b>	<b>8 323</b>	<b>8 323</b>	<b>21 720</b>
<b>Total Général</b>	<b>17 209</b>	<b>29 097</b>	<b>15 450</b>	<b>61 756</b>

En déduisant ces investissements, dont le montant total s'élève à 61 756 millions FCFA, du programme soumis par Senelec, les nouveaux investissements qui seront intégrés dans la base tarifaire à rémunérer au cours de la période 2014-2016 s'élèvent à 95 582 millions FCFA.

Le tableau ci-après présente par rubrique les montants des investissements à intégrer dans la base tarifaire.

**Tableau 14 : Investissements à intégrer dans la base tarifaire (millions de FCFA)**

	2 014	2 015	2 016	TOTAL
<b>Investissements nouveaux</b>	<b>34 565</b>	<b>32 354</b>	<b>28 663</b>	<b>95 582</b>
<b>Renouvellements/Réhabilitations</b>	<b>32 635</b>	<b>19 690</b>	<b>7 332</b>	<b>59 657</b>
Production	1 197			1 197
Transport	4 413	4 413	1 936	10 762
Distribution	24 955	14 377	4 596	43 928
Autres	2 070	900	800	3 770
<b>Extensions</b>	<b>1 930</b>	<b>12 664</b>	<b>21 331</b>	<b>35 925</b>
Production	-	-	-	-
Transport	-	9 984	19 788	29 772
Distribution	1 580	1 580	793	3 953
Autres	350	1 100	750	2 200

# 11. Les projections de production

Après analyse du plan de production soumis par Senelec, la Commission a revu les dates prévisionnelles de mise en service des capacités additionnelles selon l'état d'avancement des projets suivants:

- la centrale éolienne de Taïba Ndiaye : la mise en service prévue en janvier 2015 est reportée à début 2017, tenant compte des durées des phases de développement et de construction prévues dans le Contrat d'Achat d'Electricité signé le 31 décembre 2013 ;
- la centrale au charbon Africa Energie : la mise en service attendue en juillet 2016 est reportée hors de la période 2014-2016 car l'entrée en vigueur du Contrat d'Achat d'Electricité, prévue en fin décembre 2013 et liée à la levée des conditions suspensives (mise en place de la Garantie Gouvernementale et à délivrance du Certificat de Conformité Environnementale), n'est pas encore effective;
- la centrale solaire de 4MW de Ziguinchor : cette centrale dont la mise en service est prévue en juillet 2014 est retirée du plan de production soumis par Senelec. Le contrat d'achat d'électricité pour sa mise en œuvre n'a pas été signé par les parties.
- la centrale GTi : est considérée comme indisponible sur la période 2014-2016 car n'ayant pas fonctionné depuis août 2013. En outre, la nouvelle capacité prévue pour son remplacement n'a pas été considérée du fait que la CRSE ne dispose pas d'informations sur ses caractéristiques techniques, ses conditions commerciales et sa date de mise en service.

Une simulation de l'exploitation du système de production révisé sur la base des observations ci-dessus a été réalisée avec le logiciel PSAP (Power System Analysis and Planning).

Les caractéristiques technico-économiques des unités (taux d'indisponibilité aléatoire, consommation des auxiliaires, consommation spécifique de combustible et nombre de jours de maintenance par an) retenues sont jointes en **annexe 2**.

La production nette des centrales solaires a été révisée en tenant compte du productible annoncé dans les contrats signés.

Il ressort de cette simulation une baisse de la puissance installée en 2016 de 258 MW. Toutefois, le résultat en termes de production totale nette sur la période 2014-2016 est quasi identique à celle proposée par Senelec.

**Tableau 15 : Evolution de la capacité et de la production nette**

Prévisions de production	2013	2014		2015		2016		2014-2016	
		Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé	Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé	Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé	Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé
Puissance installée (MW)	835	860	856	1 169	1 115	1 423	1 165	588	330
Puissance assignée (MW)	656	721	717	1 020	966	1 254	1 016	598	360
Production nette SENELEC (GWh)	1 826,39	2 192,89	2 208,50	1 845,09	2 026,39	656,95	1 146,27	4 694,93	5 381,15
Achats d'énergie (GWh)	1 098,41	1 028,99	1 012,37	1 639,71	1 458,28	3 027,99	2 538,39	5 696,69	5 009,04
Energie livrée (GWh)	2 924,80	3 221,88	3 220,86	3 484,80	3 484,67	3 684,94	3 684,66	10 391,62	10 390,19

Le retrait des centrales charbon Africa Energie, éolienne de Taïba Ndiaye, solaire de Ziguinchor et GTi a imposé une augmentation des taux d'utilisation des centrales thermiques plus onéreuses, pour répondre à la demande. Ainsi, la part d'énergie électrique produite par Senelec augmente de 15% alors que les achats d'énergie baissent de 12%.

**Tableau 16 : Evolution de la production nette par unité**

	2013	2014		2015		2016		2014-2016	
		Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé	Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé	Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé	Plan Prod Senelec	Plan Prod révisé
<b>Production nette SENELEC (GWh)</b>	<b>1 826,39</b>	<b>2 192,89</b>	<b>2 208,50</b>	<b>1 845,09</b>	<b>2 026,39</b>	<b>656,95</b>	<b>1 146,27</b>	<b>4 694,93</b>	<b>5 381,15</b>
<b>Réseau Interconnectée (RI)</b>	<b>1 748,40</b>	<b>2 100,68</b>	<b>2 112,69</b>	<b>1 740,39</b>	<b>1 917,43</b>	<b>550,93</b>	<b>1 032,31</b>	<b>4 392,00</b>	<b>5 062,43</b>
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	539,10	708,98	701,01	673,88	701,01	213,07	597,61	1 595,93	1 999,63
Bel air - TAG (TAG4)	66,24	17,45	8,36	9,77	3,19	0,12	-	27,34	11,55
Cap des Biches - TAV (C3)	0,37	67,34	40,95	37,60	14,17	0,35	-	105,28	55,12
Cap des Biches - Diesel (C4)	476,51	429,36	536,33	287,42	487,43	140,25	221,91	857,04	1 245,67
Cap des Biches - TAG (TAG2)	13,68	124,88	114,62	124,83	115,28	103,33	114,62	353,04	344,52
Cap des Biches - TAG (TAG3)	-	2,19	-	2,49	-	-	-	4,68	-
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	652,50	750,48	711,43	604,40	596,35	93,81	98,17	1 448,70	1 405,95
<b>Réseaux Non Interconnectés (RNI)</b>	<b>77,99</b>	<b>92,21</b>	<b>95,80</b>	<b>104,70</b>	<b>108,96</b>	<b>106,02</b>	<b>113,96</b>	<b>302,94</b>	<b>318,72</b>
Ziguinchor	33,73	53,77	63,77	68,20	75,21	67,71	78,48	189,68	217,46
Tambacounda	1,64	0,25	-	0,06	-	0,09	-	0,39	-
Autres centres isolés	42,62	38,19	32,03	36,45	33,75	38,22	35,48	112,86	101,27
<b>Achats d'énergie (GWh)</b>	<b>1 098,41</b>	<b>1 028,99</b>	<b>1 012,37</b>	<b>1 639,71</b>	<b>1 458,28</b>	<b>3 027,99</b>	<b>2 538,39</b>	<b>5 696,69</b>	<b>5 009,04</b>
<b>Réseau Interconnectée (RI)</b>	<b>1 039,59</b>	<b>980,91</b>	<b>967,87</b>	<b>1 597,61</b>	<b>1 420,57</b>	<b>2 980,72</b>	<b>2 499,35</b>	<b>5 559,25</b>	<b>4 887,79</b>
Hydro (Manantali, Félou etc.)	313,42	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	960,00	959,99
IPP GTI - CS	10,33	17,96	-	18,18	-	0,59	-	36,73	-
IPP Kounoune 1	378,05	445,10	440,20	333,41	395,04	28,58	73,05	807,09	908,29
SOCOCIM	80,27	-	-	-	-	-	-	-	-
IPP Charbon - SENDOU	-	-	-	242,96	241,22	867,59	878,37	1 110,55	1 119,59
AFRICA ENERGY	-	-	-	-	-	566,35	-	566,35	-
LOCATION RI	257,52	165,31	170,96	-	-	-	-	165,31	170,96
SOLAIRE RI	-	-	-	61,76	87,46	121,51	174,93	183,27	262,39
SARROLE TAIBA NDIAYE	-	-	-	112,00	-	112,00	-	224,00	-
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW	-	-	-	296,70	278,21	393,62	491,40	690,31	769,61
IMPORTATION MAURITANIE	-	32,55	36,72	212,61	98,64	570,49	561,60	815,64	696,96
<b>Réseaux Non Interconnectés (RNI)</b>	<b>58,81</b>	<b>48,08</b>	<b>44,49</b>	<b>42,10</b>	<b>37,71</b>	<b>47,27</b>	<b>39,04</b>	<b>137,45</b>	<b>121,25</b>
Location au DO de Boutoute	34,57	17,70	8,10	1,80	-	0,39	-	19,89	8,10
Location au DO Tambacounda	24,25	26,19	26,44	22,36	21,11	23,66	22,45	72,21	70,00
solaire 4 MW Tambacounda	-	-	-	5,34	6,64	5,34	6,64	10,67	13,28
solaire 4 MW Boutoute	-	0,40	-	5,34	-	10,66	-	16,40	-
solaire 6 MW Centres secondaires	-	3,79	9,96	7,26	9,96	7,22	9,96	18,27	29,87
<b>Production Totale (GWh)</b>	<b>2 924,80</b>	<b>3 221,88</b>	<b>3 220,86</b>	<b>3 484,80</b>	<b>3 484,67</b>	<b>3 684,95</b>	<b>3 684,66</b>	<b>10 391,62</b>	<b>10 390,19</b>

## 12. Les projections de charges d'exploitation

Les charges d'exploitation soumises par Senelec ont été revues afin de prendre en compte les évolutions induites par le réajustement du plan de production et les observations de la Commission sur certains postes de charges.

Les projections de charges d'exploitation (hors redevances), en francs constants de 2013, ont été ainsi réévaluées par la Commission à 377 621 millions FCFA en 2014, 385 471 millions FCFA en 2015 et 380 700 millions FCFA en 2016, correspondant à un taux d'accroissement moyen de 0,6%.

Par rapport aux projections de charges d'exploitation (hors redevances) en francs constants de 2013 soumises par Senelec, on note respectivement une baisse de 419 millions FCA et 3 699 millions FCFA en 2014 et 2015. S'agissant de 2016, le réajustement des coûts a entraîné une hausse sensible de 23 892 millions FCFA avec, notamment, l'augmentation des dépenses en combustible.

### 12.1. Les dépenses en combustible

- En 2014 : Les dépenses en combustible, en francs constant de 2013, n'ont pas connu d'évolution significative par rapport aux coûts soumis par Senelec qui s'élèvent à 231 450 millions F CFA. Ces dépenses représentent 61% des charges d'exploitation de Senelec.
- En 2015 : Les coûts du combustible, en francs constants de 2013, réévalués se chiffrent à 215 162 millions FCFA contre 198 702 millions FCFA soumis par Senelec, soit une augmentation de 16 460 millions FCFA.

Cette différence résulte de la réduction des achats d'énergie, avec notamment l'absence de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye dont la production a été assurée par les unités thermiques, entraînant ainsi une consommation supplémentaire de fuel lourd estimé à 53 000 tonnes.

Les dépenses en combustible qui, dans les projections de Senelec, représentent 51% des dépenses d'exploitation, sont réévaluées à 56%.

- En 2016 : Les coûts du combustible, en francs constants de 2013, réévalués se chiffrent à 153 029 millions FCFA contre 118 842 millions FCFA soumis par Senelec, soit une augmentation de 34 187 millions FCFA.

Cette différence s'explique, entre autres, par les absences de la centrale éolienne et de la centrale au charbon Africa Energie qui ont entraîné une consommation supplémentaire de fuel lourd estimé à 128 000 tonnes. Les dépenses en combustible qui, dans les projections de Senelec, représentent 34% des dépenses d'exploitation, sont réévaluées à 41%.

## 12.2. Les achats d'huiles et autres fournitures liées

Avec l'augmentation de la production des unités de Senelec, les achats d'huiles, en francs constants de 2013, ont été réévalués à 4 000 millions FCFA en 2014, 3 580 millions FCFA en 2015 et 1 772 millions de FCFA en 2016. Cette réévaluation a induit, par rapport aux projections soumises par Senelec, des charges supplémentaires de 957 millions FCFA en 2014, 1 082 millions FCFA en 2015 et 705 millions en 2016.

## 12.3. Les dépenses variables d'achats d'énergie

Les dépenses variables d'achat d'énergie soumises par Senelec ont été revues à la lumière du plan de production considéré par la Commission.

En 2015, ces dépenses ont été réduites de 20 139 millions FCFA du fait de l'absence de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye dont les coûts variables étaient estimés à de 8 739 millions FCFA, mais aussi de la baisse sensible des charges d'importation d'énergie à partir de la Mauritanie qui se sont réduites de 12 059 millions FCFA.

Au niveau du réseau non interconnecté, le retrait du plan soumis par Senelec de la centrale solaire de Boutoute réduit les achats de 453 millions FCFA.

En 2016, les dépenses variables d'achat se sont réduites de 7 176 millions FCFA.

Après les différents réajustements effectués par la Commission, les charges variables d'achats d'énergie retenues s'élèvent, en francs courants, à 15 218 millions FCFA en 2014, 29 540 millions FCFA en 2015 et 75 565 millions FCFA en 2016.

**Tableau 17 : Comparaison des charges variables d'achats d'énergie (hors combustible) en francs courants (millions de FCFA)**

Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	2014			2015			2016		
	Senelec	Retenues	Ecart	Senelec	Retenues	Ecart	Senelec	Retenues	Ecart
IPP GTI - CS	87	-	- 87	90	-	- 90	-	-	-
IPP Kounoune 1	2 869	2 838	- 32	2 192	2 598	405	192	490	298
Hydro (Manantali, Félou etc.)	7 126	7 030	- 96	7 269	7 241	- 28	7 414	7 458	44
IPP Charbon - SENDOU	-	-	-	319	318	- 1	1 162	1 182	20
SOCOCIM+ICS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Location au DO de Boutoute	88	33	- 55	-	-	-	-	-	-
Location au DO Tambacounda	168	103	- 65	113	84	- 29	-	92	92
LOCATION RI	818	846	28	-	-	-	-	-	-
AFRICA ENERGY	-	-	-	-	-	-	487	-	- 487
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW	-	-	-	2 493	2 378	- 115	3 374	4 289	915
IMPORTATION MAURITANIE	3 320	3 672	352	22 119	10 060	- 12 059	42 379	42 120	- 259
SOLAIRE RI	-	-	-	4 819	5 686	868	9 671	11 563	1 892
SARREOLE TAIBA NDIAYE	-	-	-	8 739	-	- 8 739	8 914	-	- 8 914
solaire 4 MW Tambacounda	-	-	-	453	465	11	453	473	19
solaire 4 MW Boutoute	34	-	- 34	453	-	- 453	906	-	- 906
solaire 6 MW Centres secondaires	322	697	375	617	709	92	614	722	108
<b>Total</b>	<b>14 833</b>	<b>15 218</b>	<b>385</b>	<b>49 678</b>	<b>29 540</b>	<b>- 20 139</b>	<b>75 565</b>	<b>68 389</b>	<b>- 7 176</b>

En francs constants de 2013, les charges variables d'achats d'énergie (hors combustible) retenues s'élèvent à 14 920 millions FCFA en 2014, 28 393 millions FCFA en 2015 et 64 444 millions FCFA en 2016.

## 12.4. Les charges fixes d'achat d'énergie

Les charges fixes d'achat d'énergie ont pour objet de couvrir, entre autres, les charges des producteurs indépendants relatives au service de la dette, aux coûts fixes d'exploitation et de maintenance de la centrale et aux différentes taxes et frais administratifs. Les conditions de détermination du niveau de ces charges sont définies pour chaque année dans les contrats d'achat d'énergie.

L'analyse des différents contrats d'achat d'énergie a permis de constater que les charges fixes des producteurs indépendants, devant contribuer à la satisfaction de la demande au cours de la période, soumises par Senelec sont différentes de celles obtenues à partir des contrats ou des protocoles tarifaires.

Ces différences concernent particulièrement les centrales hydroélectriques pour lesquelles Senelec n'a pas pris en compte les charges fixes prévues par le protocole tarifaire de l'OMVS en vigueur depuis juillet 2013. Les charges prévues par Senelec sont sous-évaluées de 1 491, 1 482 et 1 472 millions FCFA respectivement en 2014, 2015 et 2016.

S'agissant de Kounoune Power, les charges fixes soumises par Senelec sont surévaluées de 304, 650 et 979 millions FCFA en 2014, 2015 et 2016 respectivement.

Concernant CES, les charges soumises par Senelec dépassent les charges contractuelles de 272 millions FCFA en 2015 et 1 555 millions FCFA en 2016.

Le tableau ci-dessous présente les charges fixes d'achat d'énergie soumises par Senelec et celles obtenues à partir des contrats et du protocole tarifaire de l'OMVS.

**Tableau 18 : Les frais fixes d'achat d'énergie (millions de FCFA)**

Producteurs indépendants	Composantes	2 014			2 015			2 016		
		Senelec	valeurs issues des contrats	écarts	Senelec	valeurs issues des contrats	écarts	Senelec	valeurs issues des contrats	écarts
	Frais de capacité		6 966			6 618			6 287	
	O&M		955			974			993	
	Frais Fixes Combustible									
<b>Kounoune</b>	<b>Total</b>	<b>8 225</b>	<b>7 921</b>	<b>-304</b>	<b>8 242</b>	<b>7 592</b>	<b>-650</b>	<b>8 259</b>	<b>7 280</b>	<b>-979</b>
	Frais de capacité					5 497			21 986	
	O&M					718			2 929	
	Frais Fixes Combustible					553			2 255	
<b>CES</b>	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>7 040</b>	<b>6 768</b>	<b>-272</b>	<b>28 725</b>	<b>27 170</b>	<b>-1 555</b>
	Frais de capacité					5 510			11 021	
	O&M					1 570			3 204	
	Frais Fixes Combustible					79			160	
<b>Tobène</b>	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>7 172</b>	<b>7 159</b>	<b>-13</b>	<b>14 357</b>	<b>14 385</b>	<b>28</b>
	Manatalli		4 619			4 619			4 619	
	Félou		1 453			1 453			1 453	
<b>Hydro</b>	<b>Total</b>	<b>4 581</b>	<b>6 072</b>	<b>1 491</b>	<b>4 590</b>	<b>6 072</b>	<b>1 482</b>	<b>4 600</b>	<b>6 072</b>	<b>1 472</b>
	<b>Total</b>	<b>12 806</b>	<b>13 993</b>	<b>1 187</b>	<b>27 045</b>	<b>27 591</b>	<b>546</b>	<b>55 941</b>	<b>54 907</b>	<b>-1 034</b>

Les charges fixes d'achat d'énergie issues des contrats seront utilisées pour la détermination des nouvelles conditions tarifaires.

Concernant la location de capacités additionnelles, les charges fixes soumises par Senelec sont retenues.

## 12.5. Les autres charges d'exploitation

Les autres coûts d'exploitation et de maintenance soumis par Senelec évoluent avec un taux de croissance annuel de 3% à partir de leur niveau de 2013. Certains postes de charges ont fait l'objet de retraitement pour prendre en compte les effets de la réévaluation du plan de production de Senelec et corriger les coûts non récurrents ou qui doivent être à la charge de l'entreprise. Les postes de charges concernés sont :

- Dépenses de personnel : les charges de l'année de référence (2013) ont été réduites de 491 millions F CFA afin de ne pas reproduire dans les projections des charges non récurrentes. Ces charges sont constituées essentiellement de subventions et de dons qui ne doivent pas être intégrés dans les projections retenues pour déterminer les revenus requis.
- Services extérieurs : les charges de l'année de référence (2013) ont été réduites de 844 millions composés essentiellement du fonds de préférence, qui sera considéré comme une redevance

Egalement, les dépenses supplémentaires d'exploitation et de maintenance (O&M) induite par l'accroissement de la production des unités de Senelec ont été prises en compte dans la réévaluation.

- Impôts et taxes : les charges de l'année de référence (2013) ont été réduites de 67 millions FCFA composés essentiellement de la taxe annuelle sur les véhicules (vignette).

Le tableau ci-dessous présente le détail des postes concernés.

**Tableau 19 : Détail des coûts de 2013 retraités (en FCFA)**

Libellé	2013
<b>SERVICES EXTERIEURS</b>	<b>844 852 617</b>
PERTES SUR RAMASSAGE DE FONDS	14 852 617
DOTATION AU FONDS DE PREFERENCE	780 000 000
Service Exter consomm exer ant	50 000 000
<b>IMPOTS ET TAXES</b>	<b>66 970 478</b>
Taxe annuelle sur vehicule ( Vignette)	62 133 200
Autres amendes penales fiscales ou autres	1 002 500
Impôts et taxes/ex antérieurs	3 834 778
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>491 476 878</b>
PENALITES / CHARGES SOCIALES	8 381 238
Charges soc. Aband. Créances agts départs . V	14 315 428
Dons et secours aux agents en activité	468 780 212
<b>Total</b>	<b>1 403 299 973</b>

Le total des coûts de l'année de référence retraités s'élève ainsi à 1 403 millions FCFA.

Les tableaux ci-dessous présentent les charges d'exploitations retenues par la CRSE pour l'élaboration des conditions tarifaires de la période 2014-2016.

**Tableau 20 : Les charges d'exploitation réévaluées retenues par la Commission**

Charges d'exploitation (en MFCFA constants de 2013)	Estimations	Projections			TCMA 2013-2016
	2013	2014	2015	2016	
Dépenses en combustible (IPP compris)	230 425	231 425	215 162	153 029	-12,8%
Fuel lourd (FO380)	165 453	192 206	192 595	114 861	-11,5%
Diesel oil	62 902	34 171	11 247	10 284	-45,3%
Gaz Naturel	2 070	5 048	5 048	5 048	34,6%
Charbon	-	-	6 271	22 835	0,0%
Huiles et autres fournitures liées	2 851	3 999	3 580	1 772	-14,7%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	10 814	14 920	28 393	64 444	81,3%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	23 564	18 791	29 292	54 357	32,1%
Dépenses fixes indexées	7 069	5 752	5 595	8 991	8,3%
Dépenses fixes non indexées	16 495	13 038	23 697	45 366	40,1%
Dépenses de personnel	25 134	25 134	25 134	25 134	0,0%
Autres achats consommés	7 730	7 730	7 730	7 730	0,0%
Transports consommés	803	803	803	803	0,0%
Transport de combustible	8 719	8 254	7 955	5 166	-16,0%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	24 547	25 891	25 579	25 396	1,1%
Autres charges	11 146	11 235	11 235	11 235	0,3%
Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes	345 732	348 182	354 861	349 066	0,3%
Impôts et taxes	5 696	5 696	5 696	5 696	0,0%
Amortissements	22 304	23 743	24 914	25 939	5,2%
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>373 732</b>	<b>377 621</b>	<b>385 471</b>	<b>380 700</b>	<b>0,6%</b>
Redevances RTS	2 239	2 704	2 230	686	-32,6%
Redevances CRSE	1 327	1 366	1 407	1 450	3,0%
fonds de préférence	780	820	903	981	7,9%

**Tableau 21 : Répartition des charges d'exploitation retenues par la Commission**

Charges d'exploitation (en MFCFA constants de 2013)	Estimations	Projections		
	2013	2014	2015	2016
Dépenses en combustible (IPP compris)	61,7%	61,3%	55,8%	40,2%
Fuel lourd (FO380)	71,8%	83,1%	89,5%	75,1%
Diesel oil	27,3%	14,8%	5,2%	6,7%
Distillat (Gasoil)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Kérosène	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz Naturel	0,9%	2,2%	2,3%	3,3%
Charbon	0,0%	0,0%	2,9%	14,9%
Huiles et autres fournitures liées	0,8%	1,1%	0,9%	0,5%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	2,9%	4,0%	7,4%	16,9%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	6,3%	5,0%	7,6%	14,3%
Dépenses de personnel	6,7%	6,7%	6,5%	6,6%
Autres achats consommés	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%
Transports consommés	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Transport de combustible	2,3%	2,2%	2,1%	1,4%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	6,6%	6,9%	6,6%	6,7%
Autres charges	3,0%	3,0%	2,9%	3,0%
<b>Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes</b>	<b>92,5%</b>	<b>92,2%</b>	<b>92,1%</b>	<b>91,7%</b>
Impôts et taxes	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Amortissements	6,0%	6,3%	6,5%	6,8%
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**Tableau 22 : Les écarts entre les charges d'exploitation retenues par la CRSE et les charges soumises par Senelec**

Charges d'exploitation (en MFCFA constants de 2013)	Estimations	Projections			Total
	2013	2014	2015	2016	
Dépenses en combustible (IPP compris)	-	94	16 459	34 187	50 741
Fuel lourd (FO380)	-	3 389	19 131	46 475	68 994
Diesel oil	-	- 3 248	- 2 533	1 497	- 4 284
Gaz Naturel	-	- 47	- 45	832	741
Charbon	-	-	- 93	- 14 617	- 14 710
Huiles et autres fournitures liées	-	957	1 082	705	2 744
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	-	378	- 19 357	- 6 762	- 25 742
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	-	- 2 062	- 1 975	- 5 208	- 9 245
Dépenses de personnel	- 491	- 491	- 491	- 491	- 1 474
Autres achats consommés	-	-	-	-	-
Transports consommés	-	-	-	-	-
Transport de combustible	-	35	998	1 926	2 959
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	-	1 104	548	120	1 772
Autres charges	-	-	-	-	-
Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes	- 491	14	- 2 735	24 476	21 755
Impôts et taxes	- 67	- 67	- 67	- 67	- 201
Amortissements	-	- 365	- 897	- 517	- 1 779
Total Charges d'exploitation hors redevances	- 558	- 419	- 3 699	23 892	19 774
Redevances RTS	-	-	-	-	-
Redevances CRSE	-	-	-	-	-
fonds de préférence	780	820	903	981	2 704

# METHODOLOGIE DE REVISION

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

- de la Loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation par les prix plafonds ;
- du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de Senelec modifié et de son cahier de charges ;
- des Règlements d'Application et des Décisions de la Commission relatifs aux conditions tarifaires de Senelec, notamment la Décision n° 2011-04 du 21 juillet 2011.

## 13. Détermination des revenus requis de référence

Les nouvelles conditions tarifaires doivent assurer à Senelec les revenus nécessaires (Revenus Requis : RR) pour couvrir ses charges d'exploitation projetées, incluant les impôts et taxes et les amortissements des investissements prévus.

Elles doivent également assurer à l'entreprise une rentabilité sur les investissements permettant de rémunérer ses fonds propres et les emprunts servant à financer les investissements. Cette rentabilité doit être suffisamment attractive pour attirer les capitaux privés.

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

Avec

- **E&M** : Coûts d'exploitation et de maintenance projetés ;
- **D** : Amortissement des investissements permis ;
- **T** : Impôts et taxes à l'exception de l'impôt sur les sociétés.
- **Ki** : Base Tarifaire correspondant à la valeur nette des actifs immobilisés ;
- **r** : Taux de rentabilité normal

La Base Tarifaire à rémunérer sur la période 2014-2016 est déterminée à partir de sa valeur à la fin de l'année 2013, des projections de dépenses d'investissement et des amortissements sur la période 2014-2016.

La valeur de la Base Tarifaire à la fin de l'année 2013 correspond, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, à la somme des valeurs nettes de la Base Tarifaire initiale fixée à 190 milliards au début de la concession (1999), amortie

sur 25 années et des investissements permis à Senelec sur la période 1999-2013 à laquelle sont déduites les cessions d'actifs.

Ainsi, la révision des conditions tarifaires de Senelec consiste, dans un premier temps, à déterminer, à partir des projections des coûts de Senelec validées par la CRSE, un profil de revenus requis et de prix-plafonds qui correspond aux niveaux de vente de référence pour la période 2014-2016.

Les revenus requis ainsi définis représentent les revenus maximums autorisés de Senelec aux conditions économiques de référence compte non tenu des redevances, des corrections de revenus et des pénalités à intégrer. Ces revenus sont fixés pour chaque année sur la base des projections de l'année concernée.

Pour pouvoir adapter ces revenus à des conditions économiques et des ventes réelles, une formule d'indexation (Formule de contrôle des revenus) est paramétrée afin de répercuter au mieux l'impact des fluctuations de l'environnement économique que pourrait subir Senelec et sur lesquelles elle n'aura aucune responsabilité et/ou influence.

## 14. Indexation des revenus requis

En considérant le montant du revenu requis de référence ( $RR_0$ ) et les ventes de référence ( $D_0$ ), le prix moyen plafond ( $p_0$ ) est ainsi obtenu aux conditions économiques de référence :

$$p_0 = \frac{RR_0}{D_0}$$

Dans la réalité, le revenu requis peut évoluer avec les ventes (en niveau et en structure), avec l'inflation et selon que le facteur d'économie d'échelle est considérée ou non.

Plusieurs cas, présentés ci-dessous, peuvent être considérés.

### **Cas 0 : Aucune évolution des ventes**

Le revenu requis pour une année t est égal au revenu requis de référence indexé avec l'inflation constatée ( $\pi_t$ ).

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

### **Cas 1 : Evolution des ventes en niveau seulement**

Si la régulation au prix plafond est appliquée directement sur les prix (sans considérer d'économie d'échelle), le revenu requis pour une année t est ainsi obtenu :

$$RR_t^{(1)} = \pi_t * p_0 * D_t = \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$$

En considérant un facteur d'économie d'échelle  $\theta$  qui représente l'élasticité des charges par rapport à l'évolution des ventes, le revenu requis est obtenu en faisant une moyenne pondérée du revenu requis sans évolution des ventes :  $RR_t^{(0)}$  et du revenu requis en cas d'évolution des ventes en niveau :  $RR_t^{(1)}$

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

En remplaçant  $RR_t^{(0)}$  et  $RR_t^{(1)}$  par leur formule respective, le revenu requis devient :

$$RR_t = (1 - \theta) * \pi_t * RR_0 + \theta * \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$$

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  $\theta * \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$  correspond à la partie variable du revenu requis qui évolue avec l'inflation et le niveau des ventes.

### **Cas 2 : Evolution des ventes en niveau et en structure**

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 (2013) pour chaque niveau de tension ( $P_{2013}^{BT}$ ,  $P_{2013}^{MT}$  et  $P_{2013}^{HT}$ ) sont utilisés pour déterminer un tarif moyen ( $P_{2013}^m$ ), en considérant les prévisions de ventes de référence pour une année donnée :  $D_0(BT)$ ,  $D_0(MT)$ ,  $D_0(HT)$  et leur somme  $D_0$

$$P_{2013}^m = \frac{P_{2013}^{BT} * D_0(BT) + P_{2013}^{MT} * D_0(MT) + P_{2013}^{HT} * D_0(HT)}{D_0}$$

Les facteurs obtenus en rapportant les tarifs de 2013 par niveau de tension au tarif moyen ainsi calculé, sont appliqués au tarif moyen de référence  $p_0$  prévu pour cette année donnée, afin d'obtenir les tarifs de référence par niveau de tension ( $p_0(BT)$ ,  $p_0(MT)$ ,  $p_0(HT)$ ).

$$p_0(BT) = p_0 * \frac{P_{2013}^{BT}}{P_{2013}^m} ; p_0(MT) = p_0 * \frac{P_{2013}^{MT}}{P_{2013}^m} ; p_0(HT) = p_0 * \frac{P_{2013}^{HT}}{P_{2013}^m}$$

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

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

$$RR_0(HT) = p_0(HT) * D_0(HT)$$

avec

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

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

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

Ainsi, si l'économie d'échelle n'est pas considérée, le revenu requis pour une année t

serait :

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

En considérant un facteur d'économie d'échelle  $\theta$ , le revenu requis est obtenu en faisant la moyenne pondérée du revenu requis sans évolution des ventes :  $RR_0(0)$  et du revenu requis en cas d'évolution des ventes en niveau et en structure :  $RR_0(2)$ .

$$RR_t = (1 - \theta) * RR_0(0) + \theta * RR_t(2)$$

En remplaçant  $RR_0(0)$  et  $RR_0(2)$  par leur formule respective, le revenu requis devient :

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

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

La partie  $\theta * \pi_t * \left[ RR_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + RR_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + RR_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)} \right]$  correspond

à la partie variable du revenu requis qui évolue avec l'inflation, le niveau et la structure des ventes.

**Le cas 2 qui intègre tous les éléments d'indexation, est considéré pour la régulation des tarifs de Senelec.**

## 15. 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.

## 16. Détermination de l'indice composite d'inflation

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

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

Les charges en monnaie locale (hors redevances et combustibles) non indexées sur une devise ;

Les charges en combustibles, incluant les combustibles des producteurs indépendants ;

Les charges en devise ou en monnaie locale (hors redevances et combustibles) indexées sur une devise ;

Les charges de structure non indexées qui restent invariables sur toute la période.

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

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

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

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

Par ailleurs, le seuil pour ajuster les tarifs aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> avril, du 1<sup>er</sup> juillet et du 1<sup>er</sup> octobre est de 5%.

# QUESTIONS ANALYSEES

Les questions analysées par la Commission portent sur les modifications relatives à certains éléments et options de régulation demandées par Senelec ou à l'initiative de la Commission.

## 17. Analyse des questions soulevées par Senelec

### 17.1. Prise en compte du décret relatif au fonds de préférence

Le Décret 2011-528 du 26 Avril 2011, présenté en annexe 3, définit le nouveau mode de calcul du Fonds de Préférence et dispose que le montant de la dotation est une charge d'exploitation à intégrer dans la Formule de contrôle des revenus de Senelec comme «passthrough». Senelec demande l'intégration de la dotation de ce fonds dans la Formule de contrôle des revenus.

#### **Analyse**

L'objet du fonds de préférence de l'électricité est de contribuer à la réalisation des travaux urgents concourant à l'accès à l'électricité des populations dans les zones rurales et péri-urbaines non rentables, à la résolution des préoccupations sociales en matière d'accès à l'électricité et d'apporter un appui institutionnel au Ministère en charge de l'énergie en termes de dépenses de fonctionnement ou d'équipement.

En application des dispositions du Décret 2011-528 du 26 Avril 2011, la dotation y relative sera intégrée, comme une redevance, dans la Formule de contrôle des revenus de la période 2014-2016.

Toutefois, l'analyse des projections soumises par Senelec a permis de constater que la dotation du fonds de préférence a été prise en compte par Senelec dans ses services extérieurs. Par conséquent, les montants correspondants seront déduits des projections de charges soumises par Senelec.

#### **Conclusion de la Commission**

**La dotation du fonds de préférence est intégrée dans la Formule de contrôle des revenus de Senelec conformément au Décret N° 2011-528 du 26 Avril 2011. Elle est considérée comme une redevance.**

## 17.2. Révision exceptionnelle

La possibilité de procéder à une révision exceptionnelle suite à une inflation galopante a été supprimée lors de la définition des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2011-2013. Senelec demande la réintroduction de cette option dans les nouvelles conditions tarifaires par la définition d'un seuil d'augmentation de l'indice composite d'inflation à partir duquel une révision exceptionnelle liée à l'inflation pourra être envisagée.

### **Analyse**

Dans les conditions tarifaires des périodes 2005-2009 et 2010-2014, l'option de lissage des paramètres de la Formule de contrôle des revenus de Senelec avait été faite. Ce lissage se traduisait par la définition des niveaux de ventes de référence, des revenus requis correspondant ainsi que les différents facteurs de pondération annuels sur la base d'une moyenne arithmétique des valeurs de la période. Ce choix entraîne naturellement un phénomène de transfert de revenus d'une année à une autre de la même période tarifaire qui peut mettre en péril l'exploitation de Senelec lorsque le décalage entre le revenu requis annuel et les charges permises se creuse. Afin de pouvoir corriger les effets d'un éventuel déficit important de revenus pour une année donnée, la possibilité de procéder à une révision exceptionnelle lorsque l'indice composite d'inflation croit de 30% en rythme annuel par rapport à son niveau de référence avait été prévue.

Lors de la révision intérimaire intervenue en 2011, Senelec a demandé l'abandon de l'option du lissage afin d'annihiler le risque d'inadéquation entre le revenus requis et les charges permises pour une année donnée.

La Commission a répondu favorablement à cette requête en fixant les paramètres de la Formule de contrôle des revenus de la période 2011-2013 sur une base annuelle en considérant les projections de l'année concernée.

L'abandon du lissage annule le risque de transfert de revenu d'une année à une autre et permet de refléter dans les revenus requis d'une année donnée l'intégralité de l'inflation subie par Senelec avec les conditions techniques de référence. Par conséquent, la possibilité d'une révision exceptionnelle liée à l'inflation qui ne se justifie plus a été supprimée.

### **Conclusion de la Commission**

**Avec l'abandon du lissage des revenus régulés de Senelec, les paramètres de la Formule de contrôle des revenus sont fixés pour chaque année. Par conséquent, la définition d'un seuil d'augmentation de l'indice composite d'inflation pour une révision exceptionnelle liée à l'inflation ne se justifie pas.**

## 17.3. Projets Energies Renouvelables

Senelec souhaiterait, pour ce qui concerne les projets d'énergie renouvelable en perspectives, avoir l'avis de la Commission sur le traitement de leur introduction dans son Revenu Maximum Autorisé.

### **Analyse**

Dans le cadre de la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2014-2016, Senelec a soumis à la Commission son plan de production qui prévoit la réalisation de projets de centrale énergies renouvelables par des Producteurs Indépendants pour une puissance totale de 238 MW. Ces projets concernent la centrale éolienne de Taïba NDIAYE d'une puissance de 50 MW et des centrales solaires qui seront installés dans le réseau interconnecté pour une puissance de 150MW et dans le réseau non interconnecté pour une puissance de 18 MW.

La Commission a reçu et analysé l'ensemble des informations relatives à ces projets.

### **Conclusion de la Commission**

**La Commission considérera, dans la détermination du revenu requis et le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, les projets de centrales soumis conformément aux stipulations de la loi n°2010-21 du 20 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables et aux dispositions du décret n° 2011-2013 du 21 décembre 2011 portant application de la loi d'orientation et relatif aux conditions d'achat et de rémunération de l'électricité produite par des centrales à partir de sources d'énergie renouvelable.**

**Elle n'a pas d'avis à donner à Senelec sur d'autres projets d'énergie renouvelable en perspective qui relèvent de la politique énergétique de l'Etat.**

## 17.4. Le taux de rentabilité normal

Les observations de Senelec sur ce point ont trait aux données relatives au taux de rendement sans risque, au coût de la dette, au ratio dette/capital, au coefficient bêta et à la prime de risque, utilisées par la Commission pour le calcul du taux de rentabilité normal applicable à la rémunération de la Base tarifaire de Senelec lors de la révision quinquennale des conditions tarifaires sur la période 2010-2014.

La Commission avait apporté les réponses suivantes dont la teneur est résumée comme suit.

### **1. Hypothèse sur le taux de rendement sans risque**

D'après Senelec, le calcul à partir de la moyenne arithmétique simple des taux d'intérêt sur les différents emprunts obligataires aux différentes périodes ne semble pas refléter la réalité des conditions d'emprunt de Senelec.

### **Réponse de la Commission**

**La méthodologie retenue par la Commission est inspirée de la pratique adoptée par beaucoup de régulateurs, notamment européens, qui utilisent la moyenne des cinq dernières années du rendement des obligations d'une maturité supérieure ou égale à 5 ans émises par l'Etat souscripteur. En outre, le taux de**

**rendement sans risque est une donnée qui émane de la politique économique et financière de l'Etat.**

## **2. Coût de la dette**

Il a été stipulé que Senelec n'a pas contracté d'emprunt sur le marché international. Cette affirmation est à reconsidérer. En effet, dans le cadre du projet de construction de la centrale de Kahone 2, Senelec a eu recours à des financements sur le marché international dont quelques exemples aux conditions ci-dessous :

- Un prêt BOAD de 7,3 milliards au taux de 8,5% ;
- Un prêt BIDC de 6 milliards de F CFA au taux de 9% ;
- Un prêt BIDC de 4 milliards de F CFA au taux de 9% ;

### **Réponse de la Commission**

**La Commission avait bien pris en compte les emprunts ci-dessus.**

## **3. Ratio dette sur capital fixé à 45%**

Ce ratio a été reconduit au même taux que dans la période précédente (2005-2009) à 45% alors que le taux retenu dans le cadre de restructuration financière a été de 50%.

La simulation de ces deux taux (45% et 50%) montre que le ratio retenu par la CRSE est beaucoup plus contraignant parce que favorisant une limitation de la capacité d'endettement à long terme et réduisant le ratio d'autonomie financière. Ce qui va contribuer à une limitation des actifs.

### **Réponse de la Commission**

**Ce ratio est une donnée du Cahier des charges de Senelec qui n'a pas fait l'objet de modifications. Il est fixé à 45%.**

## **4. Calcul de BETA (B)**

Le BETA qui mesure la variabilité de la valeur de ses actions par rapport au marché a été reconduite du même montant que celui de la période 2004 - 2009 à 0,8%.

Cette hypothèse soulève un certain nombre d'interrogations à savoir :

- Est-ce que les composantes de l'indicateur n'ont pas connu une évolution ?
- La stabilité des cours qui maintient le Beta inférieur à 1 doit être argumenté d'autant plus que son utilisation dans la période à un niveau de 0,8% a coïncidé avec la crise financière depuis 2007.

### **Réponse de la Commission**

**Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, le BETA est la moyenne des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur électrique par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux Etats Unis soit en Europe.**

**La détermination du BETA se fait le plus souvent par comparaison avec d'autres entreprises cotées exerçant la même nature d'activité.**

**En théorie, les coefficients BETA des titres plus volatils, plus spéculatifs que la moyenne du marché sont supérieurs à 1 tandis que ceux plus stables que le marché sont inférieurs à 1. L'analyse financière considère les titres des sociétés d'électricité parmi les plus stables.**

**En prenant en considération la spécificité de Senelec, le coefficient BETA de 0,80 est acceptable.**

#### **5. Prime de risque à 5%**

La source de la fourchette de variabilité de 4 à 5% et la fixation à 5% doivent être davantage explicitées. Ce taux est de 7,45% en moyenne selon la Compagnie 1818-Banquiers privés. Une analyse comparative des primes par pays dans les principaux marchés d'actions a donné les résultats suivants : France (7,27%) USA (5,45%) Canada (6,96%) Allemagne (5,85%) Japon (5,64%)

#### **Réponse de la Commission**

**La référence à utiliser pour obtenir le niveau de la prime de risque est précisée par le Cahier des charges de Senelec. Il s'agit de la valeur historique de la prime de marché requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié. Cette valeur devait être publiée dans la revue « Droit de marché », une publication du cabinet « Associés en Finance ».**

**Du fait de l'indisponibilité de la publication susvisée, les recherches documentaires alternatives effectuées ont permis de noter que ce taux se situe entre 4% et 5%.**

## **17.5. Paramétrage des surcoûts liés aux projets mis en œuvre par l'Etat**

Au cours de la période 2011-2013, des investissements dont la réalisation relevait de la responsabilité de l'Etat ont été pris en compte pour satisfaire la demande. Senelec considère que les retards notés dans la mise œuvre de ces projets ont entraîné des surcoûts que l'Etat devrait compenser.

Senelec suggère de prévoir dans le paramétrage de la future Formule de contrôle des revenus un élément permettant de couvrir les surcoûts liés aux éventuels retards des projets d'investissement dont l'exécution et le financement sont sous la responsabilité de l'Etat.

#### **Analyse**

Le Cahier des charges de Senelec précise en son article 10 que les surcoûts éventuels pour Senelec, générés par les grands projets résultant d'accords internationaux conclus par le Gouvernement en matière d'achat d'énergie, ainsi que les événements imprévisibles affectant significativement les conditions d'exploitation desdits contrats, sont compensés par un ajustement des revenus autorisés conformément aux dispositions légale, réglementaire et contractuelle.

Egalement, il revient à Senelec, selon les dispositions du même article, d'évaluer les impacts sur son revenu requis des surcoûts qu'elle aurait subis et de soumettre à la Commission une demande de révision intérimaire qui sera étudiée selon les conditions prévues à cet effet.

Par conséquent il ne convient pas, pour la Commission, d'introduire dans la Formule de contrôle des revenus un élément permettant à priori de couvrir des risques de surcoûts

résultant de ces projets d'autant plus que l'ajustement des revenus ne peut se faire qu'à posteriori des événements qui les ont générés et sur la demande de Senelec.

### **Conclusion de la Commission**

**L'évaluation des impacts sur le revenu requis des surcoûts résultant des projets du Gouvernement et l'appréciation de la nécessité de procéder à une révision intérimaire, telle que prévue par son Contrat de Concession, sont du ressort de Senelec. Par conséquent le paramétrage dans la Formule de contrôle des revenus d'un élément permettant de couvrir à priori les surcoûts liés aux éventuels retards des projets d'investissement dont l'exécution et le financement sont sous la responsabilité de l'Etat ne peut pas être envisagé.**

## **18. Aménagements à l'initiative de la Commission**

Pour mieux refléter dans le Formule de contrôle des revenus la structure des charges de Senelec, la Commission a introduit des modifications au niveau du paramétrage des charges de structure qui ne sont pas indexées sur l'inflation. Egalement, les prix de référence des combustibles ont été revus pour les adapter au mode d'approvisionnement de Senelec.

### **18.1. Le paramétrage des charges de structure non indexées**

La Formule de contrôle des revenus de la période 2011-2013 a été paramétrée, pour protéger Senelec contre les risques exogènes, en considérant deux catégories de coûts : les frais fixes ou de structure qui évoluent uniquement avec l'inflation et les frais variables qui dépendent en même temps de l'inflation et du niveau de production.

L'analyse des coûts a permis d'identifier un sous-ensemble de coûts de structure qui reste fixe quel que soient le niveau de la demande et celui de l'inflation. Ces charges sont connues d'avance et sont obligatoirement subies par Senelec. Il s'agit de la partie des frais de capacité relative au service de la dette et de l'amortissement de la base tarifaire.

**Les frais de capacité** : L'ensemble des frais fixes d'achats d'énergie a jusqu'à présent été indexé sur l'inflation étrangère. L'analyse des contrats signés par Senelec montre que les frais de capacité liés au service de la dette, qui représentent entre 60% et 80% des dépenses fixes d'Achat d'énergie ne sont corrélés à aucun indice. Ainsi l'indexation opérée sur ces coûts introduit un biais dans la détermination des revenus requis qui peut être significatif avec la mise en service de nouveaux projets de production indépendante.

**Les amortissements** : Les amortissements de la base tarifaire ont été indexés sur l'inflation locale dans le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus de la période 2011-2013. Cette démarche n'est pas cohérente avec la méthode des coûts historiques utilisée pour valoriser la base tarifaire.

En effet, la méthode des coûts historiques valorise les biens à leurs coûts d'acquisition (valeur d'origine) lesquels sont par la suite utilisés pour déterminer les amortissements selon la règle des amortissements linéaires.

Aux termes de la durée d'amortissement retenue, le cumul des dotations doit être égal à la valeur d'acquisition des immobilisations. En conséquence, excluant toute réévaluation de la base amortissable, la méthode des coûts historiques immunise les dotations aux amortissements contre l'inflation. Ainsi, il ne convient pas de les indexer lors du paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.

L'indexation à l'inflation de ces deux éléments de coût introduit un biais dans la détermination des revenus requis. En effet, lorsque l'inflation constatée est supérieure à celle anticipée, Senelec percevra, avec la méthode actuelle de paramétrage, pour la rémunération de l'amortissement de la base tarifaire et des coûts fixes d'achat d'énergie, des montants supérieurs aux charges qu'elle a réellement supportées. Inversement, en situation de désinflation, la rémunération perçue sera inférieure aux charges encourues. Ce biais peut être significatif avec notamment l'évolution notée de ces charges qui représenteront 23% des charges globales soumis par Senelec en 2016.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du poids de ces charges dans les projections de Senelec.

**Tableau 23 : Evolution du poids des amortissements et des frais fixes de capacité non indexés**

	2014	2015	2016	2014-2016
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	14 684	27 866	57 542	100 092
amortissement de la base tarifaire	24 832	27 383	31 436	83 651
<b>Charges non indexées</b>	39 516	55 249	88 978	183 743
<b>Charges globales</b>	<b>413 548</b>	<b>427 140</b>	<b>393 316</b>	<b>1 234 005</b>
<b>Part des charges non indexées</b>	<b>10%</b>	<b>13%</b>	<b>23%</b>	<b>8%</b>

**Ce biais est corrigé en intégrant dans la Formule de contrôle des revenus un facteur de pondération supplémentaire qui permettra de prendre en compte les charges fixes non indexées dans l'indice composite d'inflation qui sera déterminé.**

## 18.2. Les prix de référence des combustibles

Les prix des produits pétroliers fixés par arrêté du Ministre en charge de l'énergie sont les prix de référence de la régulation tarifaire. Ainsi, la moyenne des publications de l'année 2013 des différents produits doivent constituer la base de la planification du parc de production.

Les prix hors TVA des combustibles ont jusqu'à présent été considérés comme les prix de référence. Ces prix intègrent en plus du prix ex-dépôt une marge de distribution qui est de 11 354 FCFA /Tonne pour le Fuel lourd et de 31 114 FCFA/ Tonne pour les autres produits. Cette marge rémunère le distributeur chargé de vendre, sur le territoire national, les produits aux consommateurs finaux.

Or, avec le décret n° 2011-865 du 22 juin 2011 portant sécurisation des approvisionnements en combustibles des centrales électriques, Senelec ne s'approvisionne plus auprès des distributeurs. Elle est tenue de s'approvisionner

exclusivement auprès de la Sar conformément à la structure officielle des prix. Les produits doivent ainsi lui être cédés par la Sar au prix ex-dépôt. En considérant les prix de référence jusque-là utilisés dans la régulation tarifaire (prix hors TVA de la structure officielle des prix), Senelec bénéficie de la marge de distribution que ne lui facture pas la Sar.

**Par conséquent, afin que les prix de référence utilisés correspondent à la réalité du système d'approvisionnement de Senelec, le prix ex-dépôt de la structure des prix publiée par le Ministre en charge de l'énergie est considéré comme étant le prix de référence des produits pétroliers. Les moyennes des prix ex-dépôt de l'année 2013 des différents produits pétroliers constituent la base de la planification de la production.**

Le tableau ci-dessous présente les prix ex-dépôt des différents produits pétroliers publiés en 2013.

**Tableau 24 : Prix ex-dépôt des différents produits pétroliers en 2013**

Date de publication	Fuel 380	Diesel oil	Distillat	Kérosène	Gaz naturel
<b>19-janv.</b>	366 409	536 979	547 819	589 787	127 500
<b>16-févr.</b>	377 430	550 749	561 758	603 466	127 500
<b>16-mars</b>	381 386	553 661	564 602	610 887	127 500
<b>13-avr.</b>	377 087	530 268	540 063	577 307	127 500
<b>11-mai</b>	361 399	494 843	503 451	536 611	127 500
<b>8-juin</b>	366 585	508 809	517 945	547 698	127 500
<b>6-juil.</b>	356 546	501 243	510 526	543 827	127 500
<b>3-août</b>	369 544	525 646	535 611	568 470	127 500
<b>31-août</b>	364 184	521 895	531 966	566 571	127 500
<b>28-sept.</b>	360 765	534 055	545 055	578 171	127 500
<b>26-oct.</b>	349 204	510 653	520 949	553 314	127 500
<b>23-nov.</b>	342 689	504 240	514 537	546 534	127 500
<b>21-déc.</b>	346 299	515 764	526 535	561 383	127 500
<b>Moyenne</b>	<b>363 041</b>	<b>522 216</b>	<b>532 371</b>	<b>568 002</b>	<b>127 500</b>

# PREMIERES CONCLUSION DE LA COMMISSION

Les premières conclusions de la Commission portent sur la détermination des revenus régulés requis pour couvrir les charges de Senelec et lui assurer une rémunération normale de ses actifs, au taux de rentabilité normal, d'une part, et le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, d'autre part.

## 19. Détermination des revenus requis

Les revenus requis sont déterminés à partir des hypothèses de données économiques, des projections de charges d'exploitation et de la rémunération des capitaux investis.

### 19.1. Données économiques de référence

#### 19.1.1. Inflation

Les hypothèses d'inflation utilisées par Senelec dans ses projections ont été retenues. Il s'agit d'une inflation annuelle de 3% sur les dépenses en monnaie locale et 2% sur les dépenses en monnaie étrangère sans changement de la parité FCFA/Euro.

Concernant les combustibles, une inflation de 3% par an est prévue pour le fuel lourd et le diesel oil. Le prix du charbon devrait augmenter de 1% par an sur toute la période.

L'évolution de l'inflation sur la période est résumée dans le tableau ci-après.

**Tableau 25 : Evolution de l'inflation**

	Année référence	Projections		
	2013	2014	2015	2016
Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957
Indice Inflation locale (IHPC)	104,5000	107,6350	110,8641	114,1900
Inflation locale annuelle		1,0300	1,0300	1,0300
<b>Inflation locale cumulée</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0300</b>	<b>1,0609</b>	<b>1,0927</b>
Indice Inflation étrangère (IPC)	125,4258	127,9344	130,4930	133,1029
Inflation étrangère annuelle		1,0200	1,0200	1,0200
<b>Inflation étrangère cumulée *</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0200</b>	<b>1,0404</b>	<b>1,0612</b>
Prix Fuel oil 380	363 041	373 932	385 150	396 705
Inflation fuel oil 380		1,0300	1,0300	1,0300
<b>Inflation cumulée fuel oil 380</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0300</b>	<b>1,0609</b>	<b>1,0927</b>
Prix Diesel oil	522 216	537 882	554 019	570 640
Inflation Diesel oil		1,0300	1,0300	1,0300
<b>Inflation cumulée Diesel oil</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0300</b>	<b>1,0609</b>	<b>1,0927</b>
Prix Gaz naturel	127 500	127 500	127 500	127 500
Inflation Gaz naturel		1,0000	1,0000	1,0000
<b>Inflation cumulée Gaz naturel</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
Prix Charbon	65 000	65 650	66 307	66 970
Inflation Charbon		1,0100	1,0100	1,0100
<b>Inflation cumulée Charbon</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0100</b>	<b>1,0201</b>	<b>1,0303</b>

\* Intégrant le taux de change

\*\* prix de référence retenu en l'absence de prix de référence officiel actualisé

## 19.1.2. Taux de rentabilité

Conformément aux dispositions du Cahier des charges de la Senelec, le taux de rentabilité normal utilisé pour déterminer les revenus autorisés sur la période 2014-2016, est égal au coût réel du capital. Ce coût du capital est défini comme la moyenne pondérée du coût de la dette et celui des fonds propres en faisant l'hypothèse d'une part de 45% pour la dette et de 55% pour le capital.

Le coût des fonds propres est estimé à 10,81%, en considérant un taux de rendement sans risque après impôts pour les emprunts d'Etat au Sénégal de 6,81%, une prime de risque de 5% et un facteur bêta de 0,8.

Le coût de la dette est estimé à 6,84% sur la base des dettes qui existent actuellement que sur celles que Senelec compte contracter sur la période.

Avec ces éléments, le coût réel du capital après impôts est estimé 9,02%.

Le taux d'impôts sur les profits des entreprises étant de 30% et celui sur les paiements d'intérêt de 17%, le coût du capital avant impôts est de 10,70%.

Le tableau ci-après présente les différents éléments de calcul du taux de rentabilité normal.

**Tableau 26 : Éléments de calcul du taux de rentabilité normal**

Taux de rendement sans risque (emprunts de l'Etat)	Rf	6,81%
Prime de risque de marché	Rm	5%
<b>Béta</b>		<b>0,8</b>
Coût des fonds propres	Re	10,81%
Coût de la dette	Rd	6,84%
<b>ratio dette/capital</b>	<b>g</b>	<b>45%</b>
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	9,02%
Taux impôts sur intérêts	Ts	17%
<b>Taux impôts sur profits entreprises</b>	<b>Tc</b>	<b>30%</b>
Coûts capital avant impôts	WACC av. impôts	10,70%

Le détail de la détermination du taux de rentabilité est présenté en **annexe 4**.

## 19.2. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation (hors redevances) retenues par la Commission, exprimées en francs constants de 2013, présentées dans le tableau 20, sont utilisées pour la définition de nouvelles conditions tarifaires. Elles s'élèvent à 377 621 millions FCFA en 2014, 385 471 millions en 2015 et 380 700 en 2016 soit un taux de croissance annuelle moyenne de 0,6% sur la période.

## 19.3. Rémunération des capitaux investis

La rémunération des capitaux investis est déterminée à partir du taux de rentabilité défini plus haut et de la valeur des actifs nets (Base Tarifaire) de Senelec. Elle permet à l'entreprise de faire face aux frais financiers liés à ses emprunts et de rémunérer ses capitaux propres.

La valeur des actifs nets au cours d'une année découle :

- de la Base Tarifaire au début de la Concession fixée par le Cahier de Charges de Senelec à 190 Milliards (à amortir sur 25 années) ;
- des investissements réalisés sur la période 1999-2013 minorés de leurs amortissements et des cessions d'actifs au cours de la période ;
- des investissements à réaliser durant la période 2014-2016, retenus par la Commission, en tenant compte des amortissements et des cessions d'actifs.

Pour la détermination de la Base Tarifaire à rémunérer, il est considéré la valeur moyenne entre les actifs nets en début d'année et ceux en fin d'année. Elle est de 294 898 millions en 2014, 304 029 millions en 2015 et 309 111 millions en 2016.

Avec le taux de rentabilité normal de 10,70%, la rémunération des actifs est de 31 552 millions en 2014, 32 529 millions en 2015 et 33 073 millions en 2016.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la Base Tarifaire au cours de la période 2014-2016.

**Tableau 27 : Evolution de la Base Tarifaire (actifs nets) de la période 2014-2016**

Valeurs des actifs (en MFCFA courants)	Année référence	Projections		
	2013	2014	2015	2016
<b>Actifs existants au début de la concession</b>				
Valeurs début d'année	83 600	76 000	68 400	60 800
Amortissements	7 600	7 600	7 600	7 600
Cessions	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	76 000	68 400	60 800	53 200
<b>Investissements période 1999-2013</b>				
Valeurs début d'année		213 487	198 783	184 221
Amortissements		14 704	14 561	14 424
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année	213 487	198 783	184 221	169 797
<b>Nouveaux investissements période 2014-2016</b>				
Valeurs début d'année		-	33 126	62 727
Nouveaux investissements		34 565	32 354	28 663
Amortissements		1 439	2 753	3 915
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année		33 126	62 727	87 475
<b>Total</b>				
Valeurs début d'année	83 600	289 487	300 309	307 748
Nouveaux investissements		34 565	32 354	28 663
Amortissements	7 600	23 743	24 914	25 939
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année	289 487	300 309	307 748	310 473
<b>Base Tarifaire à rémunérer</b>		<b>294 898</b>	<b>304 029</b>	<b>309 111</b>
<b>Rémunération des actifs</b>		<b>31 552</b>	<b>32 529</b>	<b>33 073</b>

## 19.4. Revenus requis

Les revenus régulés requis pour couvrir les charges de Senelec et lui assurer une rémunération de ses actifs, au taux de rentabilité normal, durant la période 2014-2016 ont été déterminés sur la base des niveaux de demandes de référence dans des conditions économiques de référence.

Ces revenus sont de 411 229 millions en 2014, 428 687 millions en 2015 et 428 439 millions en 2016 soit une moyenne annuelle de 422 785 millions. Ils répondent à des niveaux de demandes de référence de 2 679 GWh en 2014, 2 909 en 2015 et 3 092 en 2016 correspondant à une moyenne annuelle de 2 894 GWh.

**Tableau 28 : Revenus requis en francs courants sur la période 2014-2016**

En francs courants	Projections			2014-2016	Moyenne
	2014	2015	2016		
<b>Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)</b>	357 619	373 245	372 218	1 103 082	367 694
<b>Amortissements</b>	23 743	24 914	25 939	74 596	24 865
<b>Impôts et taxes</b>	5 867	6 043	6 224	18 133	6 044
<b>Rémunération des actifs</b>	31 552	32 529	33 073	97 154	32 385
<b>Revenus requis</b>	418 781	436 730	437 454	1 292 965	430 988
Revenus non régulés	7 552	8 043	9 014	24 609	8 203
<b>Revenus régulés requis (MFCFA)</b>	<b>411 229</b>	<b>428 687</b>	<b>428 439</b>	<b>1 268 356</b>	<b>422 785</b>
<b>Prévisions de vente (GWh)</b>	<b>2 678,69</b>	<b>2 909,35</b>	<b>3 092,32</b>	<b>8 680,36</b>	<b>2 893,45</b>

En neutralisant l'effet des inflations projetées, les revenus régulés requis se chiffrent, en francs constants de 2013, à 401 841 millions en 2014, 410 419 millions en 2015 et 405 524 millions en 2016 soit une moyenne annuelle de 405 928 millions.

**Tableau 29 : Revenus requis en francs constants sur la période 2014-2016**

En francs constants de 2013	Projections			2014-2016	Moyenne
	2014	2015	2016		
<b>Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)</b>	348 182	354 861	349 066	1 052 109	350 703
<b>Amortissements</b>	23 743	24 914	25 939	74 596	24 865
<b>Impôts et taxes</b>	5 696	5 696	5 696	17 087	5 696
<b>Rémunération des actifs</b>	31 552	32 529	33 073	97 154	32 385
<b>Revenus requis</b>	409 173	418 000	413 773	1 240 946	413 649
Revenus non régulés	7 332	7 581	8 249	23 162	7 721
<b>Revenus régulés requis (MFCFA)</b>	<b>401 841</b>	<b>410 419</b>	<b>405 524</b>	<b>1 217 783</b>	<b>405 928</b>
<b>Prévisions de vente (GWh)</b>	<b>2 678,69</b>	<b>2 909,35</b>	<b>3 092,32</b>	<b>8 680,36</b>	<b>2 893,45</b>

Ces revenus régulés requis, en francs constants de 2013, sont utilisés pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus.

## 20. Eléments de paramétrage de la formule de contrôle des revenus

Les revenus régulés requis de la période 2014-2016 ont été déterminés sur la base de la demande de référence et d'hypothèses d'inflation. Les effets des variations futures de ces deux éléments exogènes à Senelec, par rapport à leurs valeurs de référence, doivent être répercutés dans les revenus autorisés. Une formule d'indexation permettant de prendre en compte ses effets exogènes et de déterminer les revenus autorisés à partir des conditions économiques réelles est par conséquent paramétrée.

Les composantes de la Formule d'indexation sont :

- Le Facteur d'économie d'échelle ;
- L'Indice composite d'inflation ;
- Les Revenus régulés requis de référence ;
- Les Ventes de référence.

### 20.1. Le Facteur d'économie d'échelle

L'élasticité des charges de Senelec par rapport aux ventes ne pouvant pas être déterminée pour chaque année avec les projections de la demande et de coûts soumises par Senelec, le facteur d'économie d'échelle, ( $\theta$ ), est considéré égal au rapport entre les dépenses d'exploitation variables et les revenus régulés requis en francs constants (somme des charges d'exploitation totales hors redevances et de la rémunération de la base tarifaire).

Sur la base des projections de coûts retenue par la Commission le facteur d'économie d'échelle représenté par la part variable des charges est de 76% en 2014, et 73% en 2015 et 67% en 2016, avec une moyenne sur la période de 72%.

**Tableau 30 : Part variable des charges**

	2014	2015	2016	2014-2016
<b>Charges variables</b>	<b>309 953</b>	<b>306 131</b>	<b>275 271</b>	<b>891 355</b>
Dépenses en combustibles	231 425	215 162	153 029	599 616
Dépenses variables achat énergie	14 920	28 393	64 444	107 756
Huiles et autres fournitures liées	3 999	3 580	1 772	9 350
Autres achats consommés	7 730	7 730	7 730	23 191
Transports consommés	803	803	803	2 408
Transports combustibles	8 254	7 955	5 166	21 375
Autres charges	11 235	11 235	11 235	33 705
Impôts et taxes	5 696	5 696	5 696	17 087
Services extérieurs	25 891	25 579	25 396	76 866
<b>Charges fixes</b>	<b>99 219</b>	<b>111 869</b>	<b>138 502</b>	<b>349 591</b>
Dépenses de personnel	25 134	25 134	25 134	75 401
Frais de capacité (achat énergie)	18 791	29 292	54 357	102 440
Amortissements	23 743	24 914	25 939	74 596
Rémunération des actifs	31 552	32 529	33 073	97 154
<b>Charges globales</b>	<b>409 173</b>	<b>418 000</b>	<b>413 773</b>	<b>1 240 946</b>
<b>Part variable des charges</b>	<b>76%</b>	<b>73%</b>	<b>67%</b>	<b>72%</b>

### 20.2. L'indice composite d'inflation

Sur la base des projections de coûts retenues en francs constants de 2013, les facteurs de pondération des différents composants de l'Indice sont déterminés.

Le facteur de pondération de l'inflation locale, représentant la part des charges en monnaie locale non indexées sur une devise, est de 23% en moyenne sur la période.

**Tableau 31 : Part des charges indexées sur la monnaie locale**

	2014	2015	2016	2014-2016
Huiles et autres fournitures liées	3 999	3 580	1 772	9 350
Dépenses de personnel	25 134	25 134	25 134	75 401
Autres achats consommés	7 730	7 730	7 730	23 191
Transports consommés	803	803	803	2 408
Transport de combustible	8 254	7 955	5 166	21 375
Autres charges	11 235	11 235	11 235	33 705
Impôts et taxes	5 696	5 696	5 696	17 087
Rémunération des actifs	31 552	32 529	33 073	97 154
<b>Charges en monnaie locale</b>	<b>94 403</b>	<b>94 661</b>	<b>90 607</b>	<b>279 670</b>
<b>Charges globales</b>	<b>409 173</b>	<b>418 000</b>	<b>413 773</b>	<b>1 240 946</b>
<b>Part des charges en monnaie locale</b>	<b>23%</b>	<b>23%</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>

Le facteur de pondération de l'inflation étrangère, part des charges en devises et en monnaie locale indexées sur une devise, est de 11% en 2014, 14% en 2015 et 24% en 2016 soit une moyenne 17% sur la période.

**Tableau 32 : Part des charges indexées sur l'inflation étrangères**

	2014	2015	2016	2014-2016
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	14 920	28 393	64 444	107 756
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	5 752	5 595	8 991	20 339
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	25 891	25 579	25 396	76 866
<b>Charges en devise</b>	<b>46 563</b>	<b>59 566</b>	<b>98 832</b>	<b>204 961</b>
<b>Charges globales</b>	<b>409 173</b>	<b>418 000</b>	<b>413 773</b>	<b>1 240 946</b>
<b>Part des charges en devise</b>	<b>11%</b>	<b>14%</b>	<b>24%</b>	<b>17%</b>

Le facteur de pondération de l'inflation composite des combustibles est évalué à 57% en 2014, 51% en 2015 et 37% en 2016 soit une moyenne 48% sur la période.

**Tableau 33 : Part des charges en combustibles**

	2014	2015	2016	2014-2016
Dépenses en combustible (IPP compris)	231 425	215 162	153 029	599 616
<b>Charges en combustibles</b>	<b>231 425</b>	<b>215 162</b>	<b>153 029</b>	<b>599 616</b>
<b>Charges globales</b>	<b>409 173</b>	<b>418 000</b>	<b>413 773</b>	<b>1 240 946</b>
<b>Part des charges en combustibles</b>	<b>57%</b>	<b>51%</b>	<b>37%</b>	<b>48%</b>

Les facteurs de pondération des inflations des différents combustibles considérés, obtenus sur les mêmes bases sont résumés ci-après.

**Tableau 34 : Répartition des charges en combustibles**

	2014	2015	2016	2014-2016
Fuel lourd (FO380)	192 206	192 595	114 861	499 662
Diesel oil	34 171	11 247	10 284	55 703
Gaz Naturel	5 048	5 048	5 048	15 145
Charbon	0	6 271	22 835	29 106
<b>TOTAL</b>	<b>231 425</b>	<b>215 162</b>	<b>153 029</b>	<b>599 616</b>

	2014	2015	2016	2014-2016
Fuel lourd (FO380)	83,05%	89,51%	75,06%	<b>83,33%</b>
Diesel oil	14,77%	5,23%	6,72%	<b>9,29%</b>
Gaz Naturel	2,18%	2,35%	3,30%	<b>2,53%</b>
Charbon	0,00%	2,91%	14,92%	<b>4,85%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Le facteur de pondération des charges non indexée est évalué à 9% en 2014, 12% en 2015 et 17% en 2016 soit une moyenne 13% sur la période.

**Tableau 35 : Part des charges non indexées**

	2014	2015	2016	2014-2016
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	13 038	23 697	45 366	<b>82 102</b>
amortissement de la base tarifaire	23 743	24 914	25 939	<b>74 596</b>
<b>Charges non indexées</b>	<b>36 781</b>	<b>48 611</b>	<b>71 305</b>	<b>156 698</b>
<b>Charges globales</b>	<b>409 173</b>	<b>418 000</b>	<b>413 773</b>	<b>1 240 946</b>
<b>Part des charges non indexées</b>	<b>9%</b>	<b>12%</b>	<b>17%</b>	<b>13%</b>

L'indice composite d'inflation est la moyenne pondérée, par les facteurs ci-dessus, des inflations sur les quatre types de charges retenues pour Senelec, à savoir les charges en monnaie locale, les charges en combustibles, les charges en devises et les charges non indexées.

L'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation (IHPC) au Sénégal est considéré pour l'inflation à appliquer sur les dépenses en monnaie locale. L'indice des Prix à la Consommation (IPC), excluant le tabac, pour l'ensemble des ménages en France sert de référence pour l'inflation sur les dépenses en devises. Cet indice est corrigé par l'évolution du taux de change entre le FCFA et l'Euro. La combinaison de l'évolution des prix des différents combustibles utilisés est considérée comme l'inflation de référence sur les combustibles.

Les valeurs de référence des indices sectoriels d'inflation, correspondant à la moyenne sur l'année 2013 de ces indices, sont les suivantes :

- Indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal : 104,5000 base 100 en 2008;
- Indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France : 125,4258 base 100 en 1998;
- Parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO : 655,957 ;
- Indice des charges non indexées est égale à 100. Il reste inchangé sur toute la période.
- Prix du fuel oil 380 : 363 041 (moyenne des prix officiels ex-dépôt de 2013);
- Prix du diesel oil: 522 216 (moyenne des prix officiels ex-dépôt de 2013);
- Prix du gaz naturel : 127 500 (moyenne des prix officiels hors TVA de 2013);

Les facteurs de pondération des inflations sectorielles :  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\Delta$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  sont résumés par le tableau ci-après.

**Tableau 36 : Synthèse des facteurs de pondération des inflations sectorielles**

Facteurs pondération		2014	2015	2016	Moyenne
Inflation locale	$\alpha$	0,23	0,23	0,22	0,23
Inflation étrangère	$\beta$	0,11	0,14	0,24	0,17
Inflation combustibles	$\gamma$	0,57	0,51	0,37	0,48
Non indexées	$\Delta$	0,09	0,12	0,17	0,13
Fuel lourd (FO380)	a	0,83	0,90	0,75	0,83
Diesel oil	b	0,15	0,05	0,07	0,09
Gaz Naturel	c	0,02	0,02	0,03	0,03
Charbon	d	0,00	0,03	0,15	0,06

## 20.3. Les Revenus régulés requis de référence

Pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, le montant des revenus requis aux conditions économiques de référence  $RR_0$  (en francs constants de 2013) est considéré. Il est de 404 453 millions en 2014, 411 756 millions en 2015 et 404 479 millions en 2016 et est réparti par niveau de tension ( $RR_0(BT)$ ,  $RR_0(MT)$ ,  $RR_0(HT)$ ) en utilisant les tarifs moyens de 2013 de Senelec (122,49 FCFA/kWh pour la BT ; 115,43 FCFA/kWh pour la MT et 87,67 FCFA/kWh pour la HT).

Tableau 37 : Revenus requis de référence

		2014	2015	2016	Moyenne
Revenu Requis total	$A_0$	401 841	410 419	405 524	405 928
Revenu requis basse tension	$B_0(BT)$	255 686	255 480	252 234	254 343
Revenu requis moyenne tension	$B_0(MT)$	120 072	128 515	127 074	125 346
Revenu requis haute tension	$B_0(HT)$	26 083	26 424	26 216	26 239

## 20.4. Les Ventes de référence

Les ventes de référence ( $D_0(BT)$ ,  $D_0(MT)$ ,  $D_0(HT)$ ) à utiliser pour l'indexation des revenus requis sont présentées par le tableau ci-après.

Tableau 38 : Ventes de référence de la période 2014-2016

		2014	2015	2016	Moyenne
Basse Tension	$D_0(BT)$	1 632,44	1 733,45	1 840,80	1 735,57
Moyenne Tension	$D_0(MT)$	813,56	925,38	984,18	907,71
Haute Tension	$D_0(HT)$	232,69	250,51	267,34	250,18
<b>Ventes globales</b>	<b><math>D_0</math></b>	<b>2 678,69</b>	<b>2 909,35</b>	<b>3 092,32</b>	<b>2 893,45</b>

## 21. Formule de contrôle des revenus

### 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 :

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

#### avec

$t$  : année de détermination des revenus autorisés;

$\theta$  : facteur d'économie d'échelle fixé à :

- 0,76 pour l'année 2014 ;
- 0,73 pour l'année 2015 ;
- 0,67 pour l'année 2016.

$A_t$  : base de calcul de la part fixe des revenus, déterminée par la formule suivante :

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

où

$A_0$  est le montant des revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence, fixé à :

- 401 841 000 000 FCFA pour l'année 2014;
- 410 419 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 405 524 000 000 FCFA pour l'année 2016 ;

$\Pi_t$  est l'indice d'inflation, déterminé par la formule suivante :

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

dans laquelle  $CI_t$  est déterminé selon la formule ci-après :

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma * \left( a * \frac{IFO_t}{IFO_0} + b * \frac{IDO_t}{IDO_0} + c * \frac{IGN_t}{IGN_0} + d * \frac{ICH_t}{ICH_0} \right) + \Delta$$

Avec

**$IHPC_t$**  : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par l'Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie (ANSD) durant les douze mois de l'année  $t$  ;

**$IHPC_0$**  : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal fixée à 104,5000 base 100 en 2008 ;

**$IPC_t$**  : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France publié par

l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) durant les douze mois de l'année  $t$  ;

**$IPC_0$**  : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France fixée à 125,4258 base 100 en 1998 ;

**$TC_t$**  : Moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO publiée par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les douze mois de l'année  $t$  ;

**$TC_0$**  : Valeur de référence de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO fixée à 655,957 ;

**$IFO_t$**  : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix ex-dépôt du fuel oil 380 au Sénégal incluant les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze mois de l'année  $t$  ;

**$IFO_0$**  : Valeur de référence du prix ex-dépôt du fuel oil 380 fixée à 363 041 FCFA/tonne ;

**$IDO_t$**  : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix ex-dépôt du diesel oil au Sénégal incluant les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze mois de l'année  $t$  ;

**$IDO_0$**  : Valeur de référence du prix ex-dépôt du diesel oil, fixée à 522 216 FCFA/tonne ;

**$IGN_t$**  : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du gaz naturel, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze mois de l'année  $t$  ;

**$IGN_0$**  : Valeur de référence du prix du gaz naturel fixée à 127 500 FCFA/tonne ;

**$ICH_t$**  : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du charbon, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'énergie durant les douze (12) mois de l'année  $t$  ;

**$ICH_0$**  : Valeur de référence du prix du charbon, fixée à 65 000 FCFA/tonne ;

$\alpha$  : Facteur de pondération de l'inflation locale fixé à :

- 0,23 pour l'année 2014 ;
- 0,23 pour l'année 2015 ;
- 0,22 pour l'année 2016.

$\beta$  : Facteur de pondération de l'inflation étrangère fixé à :

- 0,11 pour l'année 2014 ;
- 0,14 pour l'année 2015 ;
- 0,24 pour l'année 2016.

$\gamma$  : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible fixé à :

- 0,57 pour l'année 2014 ;
- 0,51 pour l'année 2015 ;
- 0,37 pour l'année 2016.

$\Delta$  : Facteur de pondération des charges non indexées fixé à

- 0,09 pour l'année 2014 ;
- 0,12 pour l'année 2015 ;
- 0,17 pour l'année 2016.

**a** : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380 fixé à :

- 0,83 pour l'année 2014 ;
- 0,90 pour l'année 2015 ;
- 0,75 pour l'année 2016.

**b** : Facteur de pondération de l'inflation sur le diesel oil fixé à :

- 0,15 pour l'année 2014 ;
- 0,05 pour l'année 2015 ;
- 0,07 pour l'année 2016.

**c** : Facteur de pondération de l'inflation sur le gaz naturel fixé à :

- 0,02 pour l'année 2014 ;
- 0,02 pour l'année 2015 ;
- 0,03 pour l'année 2016.

**d** : Facteur de pondération de l'inflation sur le charbon fixé à :

- 0,00 pour l'année 2014 ;
- 0,03 pour l'année 2015 ;
- 0,15 pour l'année 2016.

**X<sub>t</sub>** : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) pour la période 2014-2016.

**B<sub>t</sub>** : Base de calcul de la part variable des revenus, déterminée par la formule suivante :

$$B_t = B_t^0 * \Pi_t$$

où

$\Pi_t$  est l'indice d'inflation, tel que déterminé ci-dessus

**B<sub>t</sub><sup>0</sup>** est le montant des revenus requis l'année t, aux conditions économiques de 2010, déterminé comme suit :

$$B_t^0 = B_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + B_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + B_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)}$$

avec

**B<sub>0</sub>(BT)** : Revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence en Basse Tension fixés à :

- 255 686 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 256 480 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 252 234 000 000 FCFA pour l'année 2016 ;

**B<sub>0</sub>(MT)** : Revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence en Moyenne Tension fixés à :

- 120 072 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 128 515 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 127 074 000 000 FCFA pour l'année 2016 ;

**B<sub>0</sub>(HT)** : Revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence en Haute Tension fixés à :

- 26 083 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 26 424 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 26 216 000 000 FCFA pour l'année 2016 ;

**$D_t(BT)$**  : Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Basse Tension (i.e. comptée et facturée) par Senelec pendant l'année t ;

**$D_o(BT)$**  : Ventes de référence en Basse Tension fixée à :

- 1 632,44 GWh pour l'année 2014 ;
- 1 733,45 GWh pour l'année 2015 ;
- 1 840,80 GWh pour l'année 2016 ;

**$D_t(MT)$**  : Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Moyenne Tension (i.e. comptée et facturée) par Senelec pendant l'année t ;

**$D_o(MT)$**  : Ventes de référence en Moyenne Tension fixée à :

- 813,56 GWh pour l'année 2014 ;
- 925,38 GWh pour l'année 2015 ;
- 984,18 GWh pour l'année 2016 ;

**$D_t(HT)$**  : Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Haute Tension (i.e. comptée et facturée) par Senelec pendant l'année t ;

**$D_o(HT)$**  : Ventes de référence en Haute Tension fixée à :

- 232,69 GWh pour l'année 2014 ;
- 250,51 GWh pour l'année 2015 ;
- 267,34 GWh pour l'année 2016 ;

**$RTS_t$**  : Redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTS) pendant l'année t.

**$RR_t$**  : Redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité.

**$FP_t$**  : Dotation du fonds de préférence

**$K_t$**  : Facteur de correction des revenus déterminé selon la formule suivante :

$$K_t = (RMA_{t-1} - R_{t-1}) * (1 + I_{t-1})$$

dans laquelle

**$RMA_{t-1}$**  est le Revenu maximum autorisé durant l'année t-1, déterminée conformément aux dispositions ci-dessus ;

**$R_{t-1}$**  est le revenu perçu par Senelec durant l'année t-1, qui est égal à la somme des recettes tirées de la vente au détail d'énergie électrique des usagers avec les tarifs appliqués et de la compensation de revenus versée par le Gouvernement.

**$I_{t-1}$**  est un taux d'intérêt en pourcent (%), égal au taux d'intérêt légal, fixé par le Ministère des finances, de l'année t-1 majoré de la marge bancaire plus deux pour cent (2%).

**$P_{t-1}$**  : Incitation contractuelle exigible à Senelec pour manquement durant l'année précédente t-1, aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie);

### **Indexation et ajustement des tarifs**

En fixant ses tarifs, Senelec fait ses meilleurs efforts pour que son revenu perçu à partir de la vente au détail d'énergie électrique au cours d'une année  $t$ , n'excède pas le Revenu Maximum Autorisé pour cette année.

A cet effet, le Revenu Maximum Autorisé de l'année est estimé aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> janvier, du 1<sup>er</sup> avril, du 1<sup>er</sup> juillet et du 1<sup>er</sup> octobre (dates d'indexation des tarifs) à partir de la Formule de contrôle des revenus définis ci-dessus et en considérant pour les indices d'inflation ( $IHPC_t$ ,  $IPC_t$ ), les prix des combustibles ( $IFO_t$ ,  $IDO_t$ ,  $IGN_t$ ,  $ICH_t$ ) et le taux de change ( $TC_t$ ), la moyenne arithmétique de leurs valeurs publiées durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation des tarifs considérée.

Le taux d'ajustement maximum des tarifs à une date d'indexation donnée, est obtenu en rapportant l'estimation du Revenu Maximum Autorisé de l'année à cette date d'indexation des tarifs au revenu à percevoir par Senelec durant l'année, si les tarifs en vigueur sont maintenus.

Senelec peut demander un ajustement de ses tarifs dans le respect du taux maximum d'ajustement ainsi déterminé et aux conditions ci-après :

- aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> janvier, quel que soit le taux d'ajustement maximum obtenu ;
- aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> avril, du 1<sup>er</sup> juillet et du 1<sup>er</sup> octobre si le taux d'ajustement maximum obtenu, est supérieur à 5% ou inférieure à -5%.

### **Compensation de revenus**

Lorsque Senelec demande un ajustement de ses tarifs dans les conditions définies ci-dessus, la Commission peut, en application des stipulations de l'article 36 modifié du Contrat de Concession de Senelec, s'opposer à titre exceptionnel à celui-ci si l'ajustement est brusque et important.

Dans ce cas, le montant de la compensation, hors toutes taxes, dû par l'Etat à Senelec, est déterminé selon la formule ci-après :

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

**avec :**

**$i$**  : Date d'indexation considérée ;

**$n$**  : référence de la date d'indexation, égale à un (1) au 1<sup>er</sup> janvier, à deux (2) au 1<sup>er</sup> avril, à trois (3) au 1<sup>er</sup> juillet et à quatre (4) au 1<sup>er</sup> octobre ;

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

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

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

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

### **Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus**

La Formule de contrôle de revenus est fixée pour la période 2014-2016. Toutefois, elle pourra être révisée exceptionnellement avant la fin de cette période à l'initiative de Senelec, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule ou suite à des accords conclus par le Gouvernement et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

## **22. Résultats de l'application de la Formule de contrôle des revenus**

### **22.1. Revenus autorisés**

Afin de s'assurer que la Formule de contrôle des revenus définie plus haut permet de garantir à Senelec ses revenus régulés requis, celle-ci a été utilisée pour déterminer les revenus maximums autorisés avec les projections de ventes et d'inflation soumises par Senelec.

Les revenus maximums autorisés, compte non tenu des redevances, pénalités et corrections des revenus, s'élèvent à 412 232 millions FCFA en 2014, 430 725 millions FCFA en 2015 et 431 738 millions FCFA en 2016 ; Ces montants correspondent à un revenu global sur la période 2014-2016 de 1 268 356 millions FCFA alors que celui des revenus régulés requis est de 1 271 261 millions FCFA, soit une différence relative de 0,50%.

**Tableau 39 : Revenus régulés requis / Revenus autorisés**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Total</b>
<b>Révenus régulés requis</b>	411 229	428 687	428 439	1 268 356
<b>Revenus autorisés par la fomule*</b>	412 232	430 725	431 738	1 274 695
<b>Différences</b>	<b>1 003</b>	<b>2 038</b>	<b>3 299</b>	<b>6 339</b>
	<b>0,24%</b>	<b>0,48%</b>	<b>0,77%</b>	<b>0,50%</b>

\* hors redevances, pénalités et corrections de revenus

Cet écart porte le taux nominal moyen de rémunération de la base tarifaire de Senelec à 11,40% sur la période. Le revenu supplémentaire ainsi obtenu permet à Senelec de couvrir l'effet de l'inflation qu'elle subit sur la rémunération de la base tarifaire et d'atteindre un taux de rentabilité réel de 10,70%.

**Tableau 40 : Taux de rentabilité dégagé par Senelec**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Total</b>
Rémunération effectives des actifs	32 555	34 567	36 371	103 493
Base tarifaire	294 898	304 029	309 111	908 037
<b>Taux de rentabilité dégagés</b>	<b>11,04%</b>	<b>11,37%</b>	<b>11,77%</b>	<b>11,40%</b>

## 22.2. Evolution des tarifs-plafonds

**Aux conditions économiques de 2013 (sans inflation)**, l'application de la Formule de contrôle de revenus autorise sur la période 2014-2016 un revenu maximum de 1 230 330 millions de FCFA. Avec les tarifs actuellement en vigueur, Senelec percevrait 1 017 906 millions de FCFA, soit un écart de revenus 212 425 millions de FCFA.

**Tableau 41 : Ecarts de revenus aux conditions économiques de 2013**

	2014*	2015	2016	Total
Revenus Maximums Autorisés	406 731	414 959	408 640	1 230 330
Revenus perçus avec les tarifs actuels	314 270	341 112	362 524	1 017 906
Écarts de Revenus	<b>92 461</b>	<b>73 847</b>	<b>46 117</b>	<b>212 425</b>

\*Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2013

Avec ce niveau de revenu autorisé, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen, par rapport au tarif moyen actuel, est de 20,06% sur la période. Il est de 28,62% en 2014 par rapport au tarif moyen actuel, de -6,07% en 2015 par rapport au tarif moyen maximum de 2014 et -7,35% en 2016 par rapport au tarif moyen maximum de 2015.

**Tableau 42 : Tarifs-plafonds aux conditions économiques de 2013**

	2014*	2015	2016	2014-2016
Tarif moyen 2013	118,06			
Tarif moyen maximum	151,84	142,63	132,15	141,74
Taux d'ajustement maximum	<b>28,62%</b>	<b>-6,07%</b>	<b>-7,35%</b>	<b>20,06%</b>

\*Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2013

**En considérant les conditions économiques prévues (inflation prévues par Senelec)**, le revenu maximum autorisé est 1 287 242 millions de FCFA, correspondant à un écart de revenus de 269 336 millions de FCFA par rapport au revenu à percevoir avec les tarifs actuellement en vigueur de 1 017 906 milliards de FCFA.

**Tableau 43 : Ecarts de revenus aux conditions économiques prévues par Senelec**

	2014*	2015	2016	Total
Revenus Maximums Autorisés	417 122	435 265	434 855	1 287 242
Revenus perçus avec les tarifs actuels	314 270	341 112	362 524	1 017 906
Écarts de Revenus	<b>102 852</b>	<b>94 153</b>	<b>72 331</b>	<b>269 336</b>

\*Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2013

Dans ce cas, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen, par rapport au tarif moyen actuel, est de 25,61% sur la période. Il est de 31,90% en 2014 par rapport au tarif moyen actuel, de -3,92% en 2015 par rapport au tarif moyen maximum de 2014 et de -6,01% en 2016 par rapport au tarif moyen maximum de 2015.

**Tableau 44 : Tarifs-plafonds aux conditions économiques prévues par Senelec**

	2014*	2015	2016	2014-2016
Tarif moyen 2013	118,06			
Tarif moyen maximum	155,72	149,61	140,62	148,29
Taux d'ajustement maximum	<b>31,90%</b>	<b>-3,92%</b>	<b>-6,01%</b>	<b>25,61%</b>

\*Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2013

**Il reste entendu que les revenus et tarifs-plafonds présentés ci-dessus sont donnés à titre d'illustration sur la base d'hypothèses sur les niveaux d'inflation et de demande projetés. A la pratique, leur valeur réelle dépendra de l'inflation et du niveau de demande réellement constatés.**

# ANNEXES

# 1. Synthèse des questions soulevées lors de la première consultation publique

Thèmes	Questions	Réponses
<b>Formule de contrôle des revenus de Senelec</b> - <b>Méthodologie de révision</b> - <b>Tarifification</b>	<u>PENALITE EN CAS DE SUBSTITUTION DU COMBUSTIBLE PAR UN AUTRE QUI COUTE PLUS CHER</u>  Senelec est-elle pénalisée lorsqu' elle substitue les combustibles prévus dans ses projections de charges d'exploitation à d'autres qui coûtent plus chers.	Il n'y a pas de pénalités appliquées à Senelec en cas de substitution du combustible par un autre qui coûte plus cher.  En effet, Une fois les conditions tarifaires définies et fixées, le mode de production de l'opérateur durant la période n'influence pas le Revenu Maximum Autorisé déterminé par la Commission. Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, seul l'impact de l'inflation est répercuté sur les revenus de Senelec, donc sur les tarifs. Les charges additionnelles liées à l'utilisation d'un combustible plus cher sont supportées par l'entreprise.
	<u>TAUX DE DISPONIBILITE ET RENDEMENT</u>  Senelec est-elle pénalisée lorsque ses performances en termes de disponibilité des centrales et de rendement sont inférieures à celles prévues.	Comme dans le cas de la substitution de combustibles, Senelec supporte les charges additionnelles liées aux contre-performances en termes de disponibilité et de rendement. Ces charges ne doivent pas influencer sur le RMA.
	<u>TARIFICATION DES LIEUX DE CULTE</u>  Les consommateurs font remarquer que, les lieux de culte facturés comme des usagers professionnels, devraient au moins bénéficier de la tarification usage domestique, à défaut d'avoir un tarif spécial.	La Commission rappelle que la Senelec n'est limité en rien dans la détermination de sa structure tarifaire à établir un tarif pour les lieux de culte.  Toutefois, toute nouvelle grille tarifaire doit être approuvée par la Commission qui veille, entre autres, au respect de la non-discrimination.
<u>BAISSE DU NIVEAU DE COMPENSATION</u>  Comment Senelec compte-t-elle faire face à la baisse des niveaux de compensation annoncée par le Gouvernement	Des efforts internes seront faits par la Senelec pour supporter, sans affecter la qualité de service, cette baisse de la compensation.  Aussi, le mix énergétique préconisé par la nouvelle politique du gouvernement devrait permettre de baisser les charges d'exploitation.	

Thèmes	Questions	Réponses
<b>Relations SENELEC – clients</b>	<p><u>COMMUNICATION</u></p> <p>Les consommateurs attendent de Senelec une meilleure communication avec ses clients.</p>	<p>Senelec reste disposé à créer des rencontres périodiques avec les associations de consommateurs.</p>
	<p><u>QUALITE DU SERVICE DE SENELEC</u></p> <p>Les associations de consommateurs ont dénoncé la qualité de service de Senelec, notamment pour ce qui concerne :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La continuité d’approvisionnement en énergie électrique ;</li> <li>- Les conditions de paiement des factures ;</li> <li>- La mauvaise qualité de l’accueil du client dans les agences de Senelec,</li> <li>- La qualité de la visite de Senelec chez le client, notamment le comportement peu courtois des releveurs</li> <li>- Les retards et absences fréquentes du personnel des guichets,</li> <li>- Les conditions et délais de coupures et de remise du courant pour défaut de paiement (coupure le vendredi),</li> <li>- L’information en cas d’interruption programmée.</li> </ul>	<p>Pour l’essentiel des points cités, Senelec devra veiller au respect des normes fixées par la Ministère en charge de l’Energie.</p>
	<p><u>TARIFICATION DES LIEUX DE CULTE</u></p> <p>Les consommateurs font remarquer que, les lieux de culte facturés comme des usagers professionnels, devraient au moins bénéficier de la tarification usage domestique, à défaut d’avoir un tarif spécial.</p>	<p>La Commission rappelle que Senelec n’est limitée en rien dans la détermination de sa structure tarifaire à établir un tarif pour les lieux de culte.</p>

Thèmes	Questions	Réponses
	<p><u>COMPTEUR PREPAIEMENT</u></p> <p>Les demandes d'installation d'un compteur prépaiement par les clients ne sont pas satisfaites par Senelec.</p>	<p>Après cinq années d'utilisation des compteurs prépaiement, le bilan du système de prépaiement « woyafal » a révélé une augmentation de la fraude dans les zones où ils ont été installés. D'où l'interruption de la vulgarisation des compteurs prépaiement.</p> <p>Cependant des projets sont en cours pour mieux reprendre ce projet.</p>
	<p><u>PLAINTÉ POUR DOMMAGE DE MATERIEL</u></p> <p>Il a été retenu, à l'issue des différentes réunions présidées par le CRSE que le procès-verbal d'huissier ne soit plus une pièce constitutive de la plainte</p>	<p>Les conclusions des réunions du comité ad hoc étaient de ne plus exiger le contrat d'abonnement, ce document étant aussi détenu par Senelec.</p> <p>Par contre le procès-verbal d'huissier en cas de dommage de matériel est un document exigible et nécessaire à l'étude du dossier par les assurances.</p>
<p><b>Relation Senelec -Clients</b></p>	<p><u>DELAI DE POSE D'UN COMPTEUR</u></p> <p>Après abonnement et paiement des frais y relatifs, les délais accusés par Senelec pour poser un compteur chez le client peuvent être assez long.</p>	<p>Senelec devra veiller au respect des normes relatives au branchement fixées par le Ministère en charge de l'Energie.</p>
	<p><u>FIABILITE DES COMPTEURS</u></p> <p>De nombreuses factures sont contestées par les clients qui dénoncent la fiabilité des compteurs. Pour eux, ces compteurs doivent être vérifiés par des agents de l'Etat et non Senelec qui est partie prenante.</p>	<p>Pour une meilleure prise en charge de cette question souvent soulevée par les consommateurs, la Commission a lancé une enquête simple sur les compteurs. Les résultats de cette enquête et les recommandations formulées seront partagées avec les différents acteurs.</p>
	<p><u>SUITE D'UN CONTRAT PRIS PAR UN NOUVEAU LOCATAIRE</u></p> <p>Il est exigé au nouveau locataire de solder les impayés laissés par l'ancien locataire, avant d'être alimenté en électricité.</p>	<p>Senelec ne peut pas demander au client de payer les factures laissées par l'ancien locataire. Cependant, elle vérifie s'il n'y a pas de collusion entre l'ancien et le nouveau locataire.</p>
	<p><u>PAIEMENT DES FACTURES DANS LES GUICHETS PRIVÉS</u></p> <p>Certains clients, après avoir payé leur facture dans des guichets privés, se retrouvent coupés du service de l'électricité pour défaut de paiement deux ou trois jours après.</p>	<p>Toute facture payée dans les guichets privés agréés par Senelec, est enregistrée le jour même dans le système et ne devrait pas faire l'objet d'une coupure.</p> <p>Ces guichets agréés sont listés au bas de la facture.</p>

Thèmes	Questions	Réponses
Normes et obligation	<p><u>ELECTRIFICATION RURALE</u></p> <p>Dans certaines zones de la préfecture de Toubacouta, l'électrification est interrompue suite à une installation par Senelec de poteaux hors normes. Les nouvelles obligations présentées par le Ministère intègre-t-elle ces villages ?</p>	<p>Toutes les conventions signées avec Senelec sont exécutés ou en cours d'exécution, à l'exception de la convention 20 qui avait été arrêtée pour des raisons d'ordre administrative, Pour une réponse plus précise à la question, il convient de transmettre la liste des localités concernées au Ministère qui pourra vérifier si l'exécution des travaux dans ces villages relève de Senelec ou de l'Aser.</p>
	<p><u>PAIEMENT DES INCITATIONS CONTRACTUELLES</u></p> <p>Quelles sont les modalités de paiement des incitations contractuelles par Senelec</p>	<p>A l'exception de l'incitation contractuelle relative à la norme sur l'Energie Non Fournie qui est directement prélevée sur les revenus de Senelec, toutes les autres incitations sont payées directement au client affecté par le manquement à la norme.</p>
Normes et obligation	<p><u>FACTURES ESTIMEES</u></p> <p>Les consommateurs dénoncent l'estimation de factures par Senelec</p>	<p>La CRSE rappelle que les normes liées aux relations avec la clientèle prévoient que Senelec ne doit pas leur établir plus de deux factures estimées consécutives et plus de trois factures estimées par an. En cas de manquement à cette norme, des pénalités lui sont applicables.</p>
	<p><u>DELAI DE TRAITEMENT DES RECLAMATIONS</u></p> <p>Les consommateurs demandent la réduction du délai de traitement de réclamations relatives aux factures de 10 à 5 jours et une annulation de la possibilité de lui couper le courant durant la période couvrant le traitement de la réclamation.</p>	<p>La Commission portera la requête relative au délai de traitement des réclamations au Ministre en charge l'Energie qui fixe les normes et obligations. Toutefois, elle rappelle que la contestation d'une facture ne dispense pas le client à la payer. Le client peut éventuellement demander une entente de paiement à Senelec (délai ou moratoire). En tout état de cause, si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être, une pénalité reversée directement au client est prévue.</p>
	<p><u>NORMES SUR LES COMPTEURS A PREPAIEMENT</u></p> <p>La norme sur les jours et heures d'ouverture des points de vente de cartes prépaiement doit être revue afin de permettre la disponibilité en continu du produit, notamment les week-ends et jours fériés.</p>	<p>La norme prévoit une ouverture des points de vente de 8h à 17h00 du lundi au vendredi et de 8h à 12h00 les week-ends et jours fériés.</p> <p>Il appartient donc au client, dans le cadre de la gestion de ses consommations, de s'approvisionner en conséquence durant les heures d'ouverture.</p>

Thèmes	Questions	Réponses
	<p><u>PERIODE DE FACTURATION</u></p> <p>Une norme liée à la période de facturation devra être créée afin d'inciter Senelec à ne plus présenter des factures qui dépasse largement un bimestre.</p>	<p>La Commission portera cette requête à la connaissance du Ministre en charge l'Energie qui fixe les normes et obligations.</p>
<p><b>Normes et obligation</b></p>	<p><u>SINISTRE POUR DEFAUT DE QUALITE DU COURANT</u></p> <p>Afin d'améliorer les relations avec Senelec, il est nécessaire d'introduire dans les normes de relation avec la clientèle des procédures de règlement des sinistres suite à un défaut de la qualité du courant</p>	<p>La CRSE prend note mais rappelle au Ministère de l'Energie la nécessité de mettre à jour et d'approuver le projet de Règlement de service définissant les règles à appliquer par Senelec dans ses relations avec les consommateurs.</p>
<p><b>CRSE</b></p>	<p><u>COMMUNICATION</u></p> <p>CRSE a été interpellée pour communiquer d'avantage avec les populations sur les normes, et les pénalités à payer en cas de non-respect de ces normes.</p>	<p>Au-delà de la communication institutionnelle qu'établit la Commission avec les différents acteurs du secteur, un plan de communication est en cours d'élaboration et une stratégie de communication de proximité en faveur des populations à travers, entre autres, l'organisation de campagnes de sensibilisation sera mise en œuvre.</p>

## 2. Caractéristiques des équipements de production

Groupes	P. Assignée Brute (MW)	Part auxiliaires (%)	Indisponibilité aléatoire (%)	Consommation Spécifique brute Combustible (g/kWh)	Maintenance jr/an
G301	25	7	12	320	37
G302	13	9	10	450	37
G303	25	7,5	12	320	37
<b>CIII_vapeur</b>	<b>63</b>				
TAG2	16	1	10	380	30
TAG3	18	1	10	370	30
<b>CIII_TAG</b>	<b>34</b>				
TAG_4	32	1	5	320	30
G401	17	5	15	216	25
G402	17	5	15	216	25
G403	18	5	15	216	25
G404	15	2	10	203	25
G405	15	2	10	203	25
<b>CIV Diesel</b>	<b>82</b>				
G601	15,8	1,5	8	204	25
G602	15,8	1,5	8	204	25
G603	15,8	1,5	8	204	25
G604	15,8	1,5	8	204	25
G605	15,8	1,5	8	200	25
G606	15,8	1,5	8	200	25
<b>CVI Diesel</b>	<b>94,8</b>				
G93	3	5	10	242	30
G94	3	5	10	242	30
G149	3	5	10	242	30
G150	3	5	10	242	30
<b>KAHONE_I</b>	<b>12</b>				
G701	15	1,5	8	203	25
G702	15	1,5	8	203	25
G703	15	1,5	8	203	25
G704	15	1,5	8	203	25
G705	15	1,5	8	200	25
G706	15	1,5	8	200	25
<b>KAHONE_II</b>	<b>90</b>				
<b>SENELEC</b>	<b>407,8</b>				

Groupes	P. Assignée Brute (MW)	Part auxiliaires (%)	Indisponibilité aléatoire (%)	Consommation Spécifique brute Combustible (g/kWh)	Maintenance jr/an
GTI	50	0	17	193	37,5
<b>GTI</b>	<b>50</b>				
Kounoune Power	9 X 6,66	0	10	210	25
<b>Kounoune Power</b>	<b>59,94</b>				
Location	50	0	7	221	0
<b>Location</b>	<b>50</b>				
IPP Taiba NDIAYE de 70 MW	4 x 17,5	0	10	191	40
<b>IPP Taiba NDIAYE de 70 MW</b>	<b>70</b>				
Charbon CES de 125 MW	115	0	5	399,952	30
<b>Charbon CES de 125 MW</b>	<b>115</b>				
Mauritanie 80 MW HFO	80		10		40
<b>Mauritanie 80 MW HFO</b>	<b>80</b>				
Manantali	60	-	2		
Felou	15	-	2		
Solaire RI	100	-	-	-	
<b>TOTAL RI</b>	<b>1007,74</b>				
G125	1,3	9	20	280	45
G126	2	6,5	20	280	45
G130	2	6,5	15	280	45
G804	3,5	3	10	245	45
G805	4	3	10	225	45
<b>BOUTOUTE</b>	<b>12,8</b>				
Location-vente Boutoute	8	-	0	225	30
<b>Location-vente Boutoute</b>	<b>8</b>				
<b>Ziguinchor</b>	<b>20,8</b>				
G128	1,2	2	20	310	60
G234	0,7	0,5	10	290	60
Autres GR.	4 x 0,7	2	10	245	30
Diesel 2 MW	2	5	10	250	45
Diesel 3 MW	3	5	10	230	45
<b>TAMBA</b>	<b>9,7</b>				
<b>SENELEC</b>	<b>9,7</b>				
AggrekoTAMBA	3x0,8	0	10	230	30
APR_TAMBA	6x0,8	0	10	230	30
<b>LOCATION_TB</b>	<b>7,2</b>				
<b>TAMBACOUNDA</b>	<b>16,9</b>				
Gr.actuels	20	2	10	255	0
<b>Centre secondaire</b>	<b>20</b>				

### **3. Décret 2011-528 du 26 Avril 2011 relatif au fonds de préférence de l'électricité**

République du Sénégal  
Un Peuple – Un But – Une Foi



/MICITIE/MDE/

Ministère de la Coopération  
Internationale, des Transports Aériens,  
des Infrastructures et de l'Energie

Le Ministre d'Etat,

Dakar, le

Projet de Décret abrogeant et remplaçant le décret 78-1160 du 11 décembre 1978 portant création et organisation du fonds de préférence de l'électricité

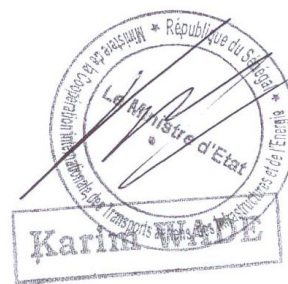
## RAPPORT DE PRESENTATION

Le Fonds de Préférence de l'Electricité, institué par le Décret 78-1160 du 11 décembre 1978, avait pour objectif d'alléger le coût de l'énergie supporté par les entreprises industrielles et hôtelières remplissant les critères d'éligibilité.

Au fil du temps, le Fonds a financé des opérations très diverses, parmi lesquelles on peut notamment citer l'électrification de lieux de culte, électrification rurale et des travaux de génie civil, d'équipement et d'alimentation moyenne tension de forages.

C'est pourquoi, à la suite du rapport n°15/2002 du 04 juillet 2002 de l'Inspection Générale d'Etat, il a été retenu d'abroger le décret n°78-1160 du 11 décembre 1978 et de prendre un décret instituant un fonds destiné à la réalisation des travaux urgents concourant à l'accès à l'électricité des populations dans les zones rurales et péri urbaines non rentables, à la résolution des préoccupations sociales en matière d'accès à l'électricité et à l'appui institutionnel du ministère en charge de l'énergie.

Telle est l'économie du présent projet de décret. / .



2011-528

Décret abrogeant et remplaçant le décret 78-1160 du 11 décembre 1978 portant création et organisation du fonds de préférence de l'électricité

## LE PRESIDENT DE LA REPUBLIQUE

- Vu la Constitution ;
- Vu le décret n° 78-1160 du 11 décembre 1978 portant création et organisation d'un fonds de préférence de l'électricité ;
- Vu le décret n°2009-451 du 30 avril 2009 portant nomination du Premier Ministre ;
- Vu le décret n°2010-925 du 08 juillet 2010 portant répartition des services de l'Etat et du contrôle des établissements publics, des sociétés nationales et des sociétés à participation publique entre la Présidence de la République, la Primature et les Ministères, modifié ;
- Vu le décret n°2011-80 du 18 janvier 2011 relatif à la composition du Gouvernement ;

Sur rapport du Ministre d'Etat, Ministre de la Coopération Internationale, des Transports Aériens, des Infrastructures et de l'Energie,

## DECRETE :

**Article premier :** Il est créé un fonds de préférence de l'électricité qui a pour objet de contribuer à la réalisation des travaux urgents concourant à l'accès à l'électricité des populations dans les zones rurales et péri urbaines non rentables, d'aider à la résolution des préoccupations sociales en matière d'accès à l'électricité, et d'apporter un appui institutionnel au ministère en charge de l'énergie en terme de dépense de fonctionnement ou d'équipement.

**Article 2 :** Le fonds est alimenté par une dotation annuelle calculée sur la base suivante :

$$M_t = M_{t-1} \times \frac{V_{t-1}}{V_{t-2}}$$

Avec :

$M_t$  : Montant du fonds à l'année t après 2010

$V_t$  : Ventes d'énergie (en GWH) par Senelec à l'année t

Le montant de la dotation est une charge d'exploitation à intégrer dans la formule de contrôle des revenus de Senelec comme « pass through ».

Au début de chaque exercice, et au plus tard le 31 mars, Senelec communique le montant de la dotation annuelle du fonds de préférence.

**Article 3 :** Les exercices du fonds de préférence correspondent aux exercices statutaires de Senelec.

.../...

**Article 4 :** la dotation annuelle du fonds de préférence est répartie comme suit :

- 85 % aux dépenses de travaux urgents concourant à l'accès à l'électricité des populations dans les zones rurales et périurbaines non rentables (volet investissements) ;
- 15 % aux dépenses effectuées au titre de l'appui institutionnel au ministère chargé de l'énergie (volet appui institutionnel).

**Article 5 :** Les dépenses imputables au Fonds sont autorisées préalablement, de façon expresse et explicite, par le Ministre chargé de l'Energie. La lettre autorisant l'imputation doit mentionner obligatoirement:

1. le montant à imputer ;
2. le bénéficiaire de l'imputation ;
3. l'objet de l'imputation ;
4. l'année considérée (exercice).

**Article 6 :** La dotation annuelle destinée aux travaux est répartie entre les demandes d'électrification en instance telles qu'elles sont classées selon leur caractère prioritaire par le ministre chargé de l'énergie et une dotation spéciale réservée aux interventions ponctuelles et imprévisibles.

**Article 7 :** Les dépenses concernant les demandes d'électrification en instance sont prévues dans un programme d'intervention approuvé par le Ministre chargé de l'Energie, formulé à partir d'une évaluation technique et financière de la Direction de l'Electricité en rapport avec SENELEC.

**Article 8 :** Les ressources du fonds concernant le volet investissement sont gérées par SENELEC. En cas de nécessité d'appel à concurrence en vue de la passation de marchés, les dispositions du Code des Marchés publics sont applicables.

**Article 9 :** Les ressources prévues pour l'appui institutionnel sont versées dans un compte bancaire et gérées par un Administrateur assisté d'un administrateur suppléant, désignés par arrêté du Ministre chargé de l'énergie, et choisis parmi les membres de son cabinet. Une comptabilité auxiliaire tenue par l'administrateur suppléant retracera les dépenses effectuées sur ce compte et un compte rendu mensuel sera fait au Ministre chargé de l'Energie par l'Administrateur de l'Appui institutionnel.

**Article 10 :** En application des instructions du ministre chargé de l'énergie, les dépenses concernant l'appui institutionnel sont prévues dans un budget de renforcement institutionnel approuvé par le Ministre sur proposition de l'Administrateur, formulée à partir d'une évaluation technique et financière des besoins du Cabinet, des directions et des services relevant du ministère chargé de l'énergie.

**Article 11 :** En application des dispositions de l'article 7 :

- a) Pour les travaux, fournitures ou services facturés par la SENELEC, le devis des travaux doit faire l'objet d'une approbation préalable, expresse et explicite du ministre chargé de l'énergie ;
- b) Pour les travaux, fournitures ou services facturés par des tiers à SENELEC, l'utilisation des procédures de SENELEC suffit si l'autorisation prévue à l'article 5 est donnée sur les coûts estimatifs.

Pour chacun des cas a) et b) ci-dessus, lorsque les montants des travaux, fournitures ou services atteignent des seuils qui appellent une réception provisoire ou définitive, en vertu des procédures de SENELEC, le Ministre chargé de l'Energie est appelé à désigner un représentant chargé de la réception. Le représentant du Ministre signe obligatoirement le procès-verbal en qualité d'observateur.

**Article 12 :** Après chaque paiement imputé sur le volet investissements du Fonds géré par SENELEC, un dossier administratif est transmis au Ministre chargé de l'Energie. Ce dossier comprend la copie des documents suivants:

1. Lettre autorisant l'imputation ;
2. Fiche d'imputation établie par SENELEC ;
3. Contrat (éventuellement) ;
4. Procès verbal de réception (éventuellement) ;
5. Facture du bénéficiaire ou de SENELEC ;
6. Chèque de paiement ou ordre de virement.

**Article 13 :** Les services techniques compétents du ministère chargé de l'énergie sont tenus de retracer les demandes d'imputation et les paiements effectués par SENELEC dans une comptabilité administrative et de dresser un rapport administratif annuel.

**Article 14 :** A la fin de chaque exercice, au plus tard trois mois après la clôture, SENELEC communique au Ministre chargé de l'Energie, les comptes analytiques du Fonds qui retracent intégralement les crédits, les débits et le solde du compte à la fin de l'exercice et présentent de façon synthétique la situation de la gestion financière et administrative du Fonds.


**Article 15 :** Les services techniques compétents du ministère chargé de l'énergie sont tenus de faire la synthèse du rapport administratif et de la situation financière dans un rapport administratif et financier annuel du fonds qui est soumis à l'approbation du Ministre chargé de l'Energie.

**Article 16 :** Le décret n° 78-1160 du 11 décembre 1978 portant création et organisation d'un fonds de préférence de l'électricité et toutes dispositions contraires au présent décret sont abrogées.

**Article 17 :** Le Ministre d'Etat, Ministre de la Coopération Internationale, des Transports Aériens, des Infrastructures et de l'Energie est chargé de l'exécution du présent décret, qui sera publié au journal officiel.

Fait à Dakar, le 26 avril 2011

Par le Président de la République  
Le Premier Ministre

  
Souleymane Ndéné NDIAYE

  
Abdoulaye WADE

## **4. Méthodologie de calcul du taux de rentabilité**

## **1. Introduction**

Conformément à la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité et au décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, le Ministre chargé de l'Energie et la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité doivent, en définissant les conditions tarifaires, autoriser un niveau de revenus qu'ils jugent suffisant pour permettre à Senelec d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à la base tarifaire.

Le Cahier des charges de Senelec annexé au Contrat de concession stipule que le taux de rentabilité sera le coût réel du capital avant imposition, pour une entreprise opérant dans le même domaine d'activités que Senelec. Aussi, le Cahier de charges énumère et détaille les paramètres et les références à prendre en compte pour la détermination du taux de rentabilité normal.

Il convient de noter la place importante du taux de rentabilité normal dans la détermination des revenus de Senelec. En effet, ce taux sert à rémunérer la base tarifaire de Senelec sur la période considérée.

La détermination du taux de rentabilité normal pour la rémunération de la base tarifaire de Senelec sur la période 2014-2016 s'appuie sur :

- les stipulations du Cahier des charges de Senelec ;
- l'exploitation des données récentes sur le marché obligataire et le marché monétaire communiquées par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) et par la Direction du Trésor et de la Comptabilité Publique ;
- le code général des impôts ;
- la revue documentaire sur la théorie de la finance d'entreprise et des marchés financiers ;
- l'analyse de la situation des emprunts de Senelec au 31 décembre 2013 et 2012 et l'exploitation du rapport général des Commissaires aux Comptes de Senelec sur l'exercice clos au 31 décembre 2012 ;
- les projections du programme d'investissement de Senelec sur la période 2014-2016 incluant les sources de son financement
- des décisions tarifaires prises par des organes de régulation.

Par ailleurs, en l'absence avérée d'informations et/ou de statistiques sur certains paramètres, les hypothèses retenues proviennent d'analyses comparatives (benchmarks) portant sur la détermination de taux de rentabilité normal de sociétés d'électricité.

La présente note traite successivement :

- les composantes du calcul du taux de rentabilité normal ;
- les paramètres du calcul du taux de rentabilité normal ;
- les résultats obtenus ;
- les documents exploités.

## 2. Les composantes du calcul du taux de rentabilité normal

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, le taux de rentabilité normal à prendre en compte pour la rémunération de la base tarifaire, sur la période 2014-2016, est le coût du capital calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC) en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

Le WACC est déterminé comme suivant:

$$\text{WACC avant impôts} = (1-T_s) / (1- T_c) \times \text{WACC après impôts}$$

avec :

$$\text{WACC après impôts} = g \times R_d + (1-g) \times R_e$$

T<sub>s</sub> : taux d'impôt sur les intérêts pour la période.

T<sub>c</sub> : taux d'impôt sur les bénéfices des entreprises pour la période.

g : ratio dette/capital, fixé à 45 %.

R<sub>d</sub> : coût de la dette estimé après impôts fixé de manière cohérente avec le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat (R<sub>f</sub>) défini ci-dessous.

R<sub>e</sub> : coût estimé des fonds propres.

Conformément aux stipulations du Cahier des charges de Senelec, le coût des fonds propres (R<sub>e</sub>) est estimé de la manière suivante :

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

avec :

**R<sub>f</sub>** : taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat au Sénégal durant la période considérée. En l'absence d'emprunts d'Etat, ce taux sera fixé sur la base suivante:

- le taux de rendement avant impôts estimé sur les emprunts du Trésor français libellés en Euro durant la période fixe ultérieure, corrigé de l'inflation en utilisant un taux d'inflation estimé en France pour la période considérée.
- une prime appliquée à ce taux reflétant le coût réel estimé d'emprunt additionnel par un gouvernement de l'Union Monétaire des Etats d'Afrique de l'Ouest, y compris une estimation de la prime qui serait payée par le Gouvernement du Sénégal si des informations sur le coût réel d'emprunt par le Gouvernement du Sénégal ne sont pas disponibles.

Le taux d'imposition utilisé pour obtenir un taux après impôts sera T<sub>s</sub>, tel que défini ci-dessus.

**Beta** : moyenne des estimations des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur électrique 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 devront être ajustées pour tenir compte de 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 durant la période considérée.

**R<sub>m</sub>** : une estimation de la prime de risque de marché au-dessus du taux de rendement sans risque qui est requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la période considérée. Celui-ci devrait être basé sur une estimation de la valeur historique de cette prime de marché en France telle qu'elle est publiée dans la publication "Droit de Marché" (publication du cabinet "Associés en Finance", Septembre 1998 ou version révisée).

Les stipulations du Cahier de charges de Senelec mentionnent que le coût de la dette sera fixé de manière cohérente avec le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat défini ci-dessus.

### **3. Les paramètres du calcul du coût du capital sur la période 2014-2016**

Le calcul du coût du capital (WACC) fait appel à plusieurs paramètres dont certains sont indépendants du secteur de l'électricité alors que d'autres ne le sont pas.

Les premiers sont constitués par le taux de rendement sans risque, la prime de risque du marché, le taux de l'impôt sur les sociétés et le taux d'imposition sur les intérêts.

Par contre, le coût de la dette, le coefficient Beta et le ratio dette/capital sont des paramètres qui peuvent varier d'un secteur d'activité à un autre.

Les paramètres sont calculés à partir des données fournies par les structures habilitées, la législation en vigueur, la publication prévue par le Cahier de charges de Senelec ou la littérature concernée existante, le cas échéant, les pratiques adoptées par des organes de régulation, etc.

Il est à noter que le taux de rentabilité normal était estimé à 10,74% sur la période 2011-2013.

#### **a. Taux de rendement sans risque (R<sub>f</sub>)**

C'est le taux de rendement estimé pour les emprunts obligataires de l'Etat du Sénégal.

En s'inspirant de la méthodologie développée par la plupart des régulateurs européens, la moyenne des cinq dernières années du rendement des obligations d'une maturité supérieure ou égale à 5 ans émises par l'Etat du Sénégal a été utilisée pour le calcul du taux de rendement sans risque.

Ainsi, s'agissant de la période tarifaire 2014-2016, il a été pris en considération, pour la détermination du taux de rendement, les emprunts obligataires effectués par le Trésor du Sénégal détaillés ainsi qu'il suit :

Emetteur	Montant (millions FCFA)	Date d'émission	Durée	Taux d'intérêt	Echéance Finale
Trésor du Sénégal	25 000	17-juin-08	10 ans	7,00%	17-juin-18
Trésor du Sénégal	31 107	14-oct-09	5 ans	6,50%	14-oct-14
Trésor du Sénégal	96 000*	15 -déc-09	5 ans	8,75%	15-déc-14
Trésor du Sénégal	76800	18- nov-10	5 ans	6,75%	18-nov-15
Trésor du Sénégal	29 392	25-mai-12	5 ans	6,25%	25-mai-17
Trésor du Sénégal	23 013	29-juin-12	5 ans	6,25%	29-juin-17
Trésor du Sénégal	88 103	7-déc-12	7 ans	6,70%	18-déc-19
Trésor du Sénégal	34 842	22-mars-13	5 ans	6,5%	22-mars-18

\* émission sur le marché international d'un montant de 200 millions \$ Us (conversion au taux de 1\$=480 F CFA)

**Source :** BCEAO /Situation du marché des titres publics et privés émis par appel public l'épargne de l'Union Monétaire Ouest Africaine et données de la Direction du Trésor.

L'analyse des données du tableau ci-dessus aboutit à l'estimation d'un taux de rendement sans risque moyen de 6,81%.

#### b. Prime de risque de marché ( $R_m$ )

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec,  $R_m$  est une estimation de la prime de marché au-dessus du taux de rendement sans risque qui est requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la période considérée. Celui-ci devrait être basé sur une estimation de la valeur historique de cette prime de marché en France telle qu'elle est publiée dans la publication "Droit de Marché" (publication du cabinet "Associés en Finance", Septembre 1998 ou version révisée).

Ainsi, pour Senelec, son Cahier des charges a retenu l'approche historique et non l'approche prospective pour l'estimation de la prime de risque de marché.

L'indisponibilité de la publication visée par le Cahier des charges de Senelec, étant constatée, les recherches documentaires alternatives effectuées ont permis de relever que, sur une base purement historique, la prime de risque de marché s'établit entre 4 et 5%.

A titre illustratif, en France, la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie, dans le cadre de la détermination des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB (TURP 4 HTB) de l'opérateur RTE, a estimé la prime de marché, calculée sur une base historique donc identique à ce qui est prévu pour Senelec, à 5%.

La prime de risque de marché retenue pour Senelec est estimée 5% pour la période 2014-2016.

### c. Calcul du Bêta (B)

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, le Bêta est la moyenne des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur électrique 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 devront être ajustées pour tenir compte de 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 durant la période considérée.

Il est à noter que le Bêta est la mesure de la variabilité d'une action ou d'un titre par rapport à un indice significatif de référence (indice boursier). En théorie, les coefficients Bêta des titres plus volatils, plus spéculatifs que la moyenne du marché sont supérieurs à 1 tandis que ceux plus stables que le marché sont inférieurs à 1. L'analyse financière considère les titres des sociétés d'électricité parmi les plus stables.

Par ailleurs, la détermination du Bêta se fait le plus souvent par comparaison avec d'autres entreprises cotées exerçant la même nature d'activité.

Toutefois, s'agissant de Senelec, il y a lieu de noter : (i) : l'absence de marché organisé des actions pour des entreprises similaires à Senelec, (ii) : les entreprises visées dans le Cahier des charges se trouvent en général dans des pays qui ont libéralisé leur secteur électrique, et (iii) : l'absence de similitudes dans les systèmes de régulation entre Senelec et les entreprises considérées ; par exemple, la plupart de ces dernières n'ont pas d'activité de production à réguler.

Face à cette situation, la solution alternative consiste en une comparaison du Bêta des entreprises du secteur électrique de pays développés tels la France et la Belgique. Ainsi, les Bêta de RTE (France) et Electrabel (Belgique) ont été fixés respectivement à 0,66 et 0,50.

Aussi, partant du postulat, qu'un coefficient Bêta supérieur à 1, signifie que l'actif ou l'action est très risqué, qu'un coefficient Bêta inférieur à 1 dénote de la nature moins risquée, et en considération de la spécificité de Senelec, une estimation du coefficient de Beta à 0,80 est acceptable.

### d. Coût de la dette (Rd)

Selon les stipulations du Cahier de charges de Senelec, le coût de la dette est fixé de manière cohérente avec le taux appliqué aux obligations d'Etat.

En effet, la théorie financière retient que le coût de la dette peut être estimé sur la base du taux des emprunts d'Etat auquel il faut ajouter une prime de risque supplémentaire inhérente à la société concernée (Senelec). Du fait que cette donnée financière (prime de risque) n'est pas disponible généralement dans les pays africains mais aussi Senelec peut bénéficier de financements en dehors des conditions du marché, la pertinence de l'application d'une telle prime à l'ensemble des dettes de Senelec pourrait se poser.

De ce fait, une autre approche consistera à estimer le coût de la dette sur la base des dettes qui existent et sur les prévisions d'endettement en considération des risques et aléas qui pourraient survenir.

Ainsi, en se basant sur les dettes de Senelec qui existent actuellement et sur les prévisions de financement, par emprunt, de ses nouveaux investissements qui serviront à rémunérer sa base tarifaire, l'estimation du coût de la dette peut être faite sur la base des hypothèses suivantes :

- détermination d'un taux moyen sur les dettes existantes
  - détermination d'un taux moyen sur les prévisions de financement
  - majoration de 2 points pour tenir compte des incertitudes et aléas éventuels (mobilisation à temps du financement, prise en charge du financement par Senelec en cas de défaillance du bailleur, conditions d'emprunt non encore arrêtées, prise en charge par Senelec d'une quote-part dans le financement, renégociations, etc)
- Taux moyen sur les dettes existantes

Les dettes de Senelec sont composées de la dette rétrocédée par l'Etat, la dette directe auprès des bailleurs et la dette directe auprès des banques locales.

En exploitant les données issues de la situation des emprunts au 31 décembre 2013 établie par Senelec et retraitée (les emprunts contractés pour financer l'exploitation et le montant de l'impayé dette rétrocédée Etat ont été exclus), la dette de Senelec souscrite pour le financement de ses investissements se détaille comme suit (en F CFA):

Créancier	Objet emprunt	type dette	Montant initial (signature du contrat)	Taux	Durée	Différé	Total en cours au 31/1/14
AFD	Réhabilitation centrale thermique	Bailleurs	3 500 000 000	2,75%	25 ans	5 ans	1 312 500 000
BOAD 10	Extention centrale	Bailleurs	9 000 000 000	9,00%	12 ans	3 ans	2 500 000 000
BOAD 12	Kahone 2	Bailleurs	7 300 000 000	8,50%	12 ans	2 ans	4 380 000 000
BOAD 11	Renforcement et extension reseaux	Bailleurs	10 000 000 000	8,50%	15 ans	3 ans	6 249 250 000
BOAD 13	Construction ligne 225 kv	Bailleurs	10 000 000 000	8,50%	13 ans	4 ans	10 000 000 000
BIDC 6 milliards	Centrale Kahone 2	Bailleurs	6 000 000 000	9,00%	11 ans	14 mois	3 025 886 853
CE RP DE CHINE 2	boucle 90kv	Bailleurs	7 986 600 000	2,00%	20 ans	7 ans	7 986 600 000
BIDC 4 milliards	Centrale Kahone 2	Bailleurs	4 000 000 000	9,00%	8 ans	12 mois	1 628 325 522
BID SE 092	Centrale Bel Air	Rétrocédé	13 696 381 950	6,00%	13 ans	2 ans	8 955 326 797
BID SE 93	Centrale C6	Rétrocédé	2 636 947 140	2,50%	25 ans	7 ans	2 768 363 888
BID SE 94	Centrale Kahone 3	Rétrocédé	7 779 650 020	5,10%	15 ans	2 ans	7 464 830 118
BID SE 100	Centrale Kahone 4	Rétrocédé	13 775 097 000	à fixer	14 ans 1/2		12 900 155 769
FDS SAOUDIEN	Extention station	Rétrocédé	13 119 762 194	3,00%	29 ans	5 ans	3 003 536 859
CE RP DE CHINE 1	Boucle 90 kv phase 1 (en YUAN)	Rétrocédé	7 028 541 737	2,00%	20 ans	5 ans	7 028 541 737
CE RP DE CHINE 2	Boucle 225 Kv phase 2 (en YUAN)	Rétrocédé	8 299 252 692	2,00%	20 ans	7 ans	8 299 252 692

**Légende:** Pour les prêts République Chine 1 et 2 (trame), rétrocédés par l'Etat les montants des prêts étaient en Yuan (370 000 000 et 513 000 000). On a mis les encours en FCFA pour avoir les montants des prêts.

Il ressort du tableau ci-dessus, un taux moyen de 5,68%.

- Taux moyen sur les prévisions de financement

Dans le cadre de ses projections de coûts pour la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2014-2016, Senelec prévoit le financement de ses nouveaux investissements sur la base d'emprunts à un taux de 8,5% sur une durée de 12 ans, à l'exception des investissements à réaliser dans le cadre de la coopération avec la Chine qui sont financés à des conditions concessionnelles ( un taux de 2% et une durée de remboursement de 20 ans)

Cependant, à l'analyse des projections de coûts, il a été noté qu'au total, le financement du programme d'investissement de Senelec sur la période 2014-2016 proviendrait de Senelec, de l'Etat et des bailleurs de fonds étrangers que sont KFW, Banque Mondiale (BM), Banque Islamique de Développement (BID), Agence Française de Développement et Eximbank Chine.

S'agissant de Senelec, le taux de 8,5% qu'elle a prévu peut être retenu. Par contre, pour les bailleurs de fonds, il y a lieu d'envisager, en l'absence d'informations sur les conditions d'emprunt applicables, comme hypothèses que les financements seront concessionnels (rétrocession par l'Etat ou dette directe) avec un taux de 3% (taux concessionnel le plus élevé sur la période récente).

Ainsi, le financement des investissements sur la période à inclure dans la base tarifaire se détaille comme suit :

	Distribution	Transport	Production	Autres	Total	Taux d'intérêt projeté	Quote part
Senelec	6 139	4 330	1 197	5 970	17 636	8,5%	18%
KFW	7 621				7 621	3%	8%
BM	9 320	9 232			18 552	3%	19%
BID		26 972			26 972	3%	28%
Exim Bank	24 501				24 501	3%	26%
AFD	250				250	3%	1%
<b>Total</b>	<b>47 831</b>	<b>40 534</b>	<b>1 197</b>	<b>5 970</b>	<b>95 532</b>		<b>100%</b>

Il ressort du tableau qu'un taux moyen de 4% peut être considéré pour le financement de ces nouveaux investissements.

En considérant un taux moyen de 5,68% pour les dettes existantes, un taux moyen de 4% sur les prévisions de financement et une majoration de 2 points pour prendre en compte les incertitudes et aléas, le coût de la dette peut-être estimé à 6,84 % pour la période 2014-2016.

e. Ratio dette/capital (g)

Ce ratio représente le taux d'endettement, à savoir la part des dettes et emprunts à long terme sur la totalité des capitaux permanents, c'est-à-dire les capitaux propres plus les dettes et emprunts à long terme.

S'agissant de Senelec, il n'a pas connu de modification. Il est fixé dans son Cahier des charges à 45 %

f. Taux d'imposition

f.1 Sur les paiements d'intérêts (Ts)

Le taux correspond au taux de la taxe sur les activités financières prévue par le nouveau Code général des impôts promulgué en décembre 2012. Elle était anciennement appelée taxe sur les opérations bancaires (TOB).

Le taux de la taxe est fixé à **17 %**.

## f.2 Sur les bénéfiques de sociétés (Ts)

Le taux correspond au taux de l'impôt sur les sociétés (I/S) en vigueur. Il est de 30 % au lieu de 25 % depuis la promulgation, en décembre 2012, du nouveau Code général des impôts.

### **4. Les résultats obtenus**

Sur la base des hypothèses exposées ci-dessus, le taux de rentabilité normal est estimé à **10,70 % sur la période 2014-2016.**

Taux de rendement sans risque sur emprunts d'Etat	Rf	6,81%
Prime de risque de marché	Rm	5%
Béta		0,80
Coût des fonds propres	Re	10,81%
Coût de la dette	Rd	6,84%
Ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC après impôts	9,02%
Taux impôts sur les intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur les bénéfiques d'entreprises	Tc	30%
Coût du capital avant impôts	WACC avant impôts	10,70%

### **5. Les documents et informations exploités**

- le Cahier de charges de Senelec
- la situation du marché des titres de créances de l'Union Monétaire Ouest Africaine publiée par la BCEAO
- les recherches et analyses documentaires auprès des Commissions de Régulation du Secteur de l'Electricité (France, Belgique, etc.) et de la Direction du Trésor et de la Comptabilité publique
- l'évolution du taux d'escompte et taux de pension de la BCEAO depuis 1956 publiée par la BCEAO
- les conditions débitrices applicables par les établissements de crédit à fin avril 2013 : source BCEAO
- la situation des emprunts de Senelec aux 31 décembre 2012 et 2013 communiquée par Senelec
- les projections du programme d'investissement de Senelec sur la période 2014-2016 incluant les sources de financement
- le rapport général des Commissaires aux Comptes de Senelec sur l'exercice clos au 31 décembre 2012
- étude portant sur le coût du capital réalisée par M Anastassios Gentzoglani, Directeur du Centre d'études de réglementation économique et financière de l'Université de Sherbrooke Canada

## **5. Les projections de coûts soumises par Senelec**



**DIRECTION DES ETUDES GENERALES**

# **Projections des coûts de Senelec 2014-2016**

**10 Décembre 2013**

## TABLE DES MATIERES

<u>LISTE DES FIGURES</u> .....	82
<u>LISTE DES TABLEAUX</u> .....	83
<u>INTRODUCTION</u> .....	84
<u>I.HYPOTHESES DE BASE DES PROJECTIONS 2014-2016</u> .....	85
I.1. <u>DEMANDE ET RENDEMENT</u> .....	85
I.2. <u>INFLATION LOCALE ET ETRANGERE</u> .....	89
I.3. <u>CALCUL DES REVENUS</u> .....	89
I.4. <u>PRIX DU COMBUSTIBLE</u> .....	89
I.5. <u>FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS</u> .....	90
I.6. <u>AUTRES ACHATS</u> .....	90
I.7. <u>TRANSPORTS CONSOMMES</u> .....	90
I.8. <u>CHARGES DE PERSONNEL</u> .....	90
I.9. <u>SERVICES EXTERIEURS</u> .....	90
I.10. <u>REDEVANCE RTS</u> .....	90
I.11. <u>REDEVANCE CRSE</u> .....	90
I.12. <u>AUTRES REVENUS</u> .....	90
II. <u>PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2014-2016</u> .....	91
II.1. <u>DEMANDE A SATISFAIRE SUR LA PERIODE</u> .....	91
II.1.1. <u>Evolution de la clientèle de Senelec</u> .....	91
II.1.2. <u>Evolution des ventes d'énergie</u> .....	92
II.1.3. <u>Projections Chiffres d'Affaires 2014-2016</u> .....	92
II.2. <u>PROJECTIONS DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT</u> .....	92
II.2.1. <u>Perspectives de développement du parc de production</u> .....	93
II.2.2. <u>Modélisation des énergies renouvelables</u> .....	96
II.2.3. <u>Perspectives de développement des réseaux</u> .....	97
II.2.3.1. <u>Transport</u> .....	97
II.2.3.2. <u>Distribution</u> .....	98
II.2.3.3. <u>Autres Investissements</u> .....	99
II.3. <u>LES PROJECTIONS DE PRODUCTION ET DE COUTS</u> .....	101
II.3.1. <u>Evolution des dépenses de combustibles</u> .....	103
II.3.2. <u>Evolution des Achats d'énergie hors combustibles</u> .....	105
II.3.3. <u>Charges de capacité</u> .....	106
II.3.4. <u>Charges de personnel</u> .....	106
II.3.5. <u>Services extérieurs hors frais de capacité</u> .....	107
II.3.6. <u>Evolution du rendement de Senelec</u> .....	108
II.3.7. <u>Evolution des Taux De Disponibilité et d'Utilisation</u> .....	108
II.3.8. <u>Qualité de Service</u> .....	109
II.3.9. <u>Amortissements et base tarifaire</u> .....	109
<u>CONCLUSION</u> .....	110

## LISTE DES FIGURES

<a href="#">Figure 1 : Evolution production brute et Achat d'énergie</a>	102
<a href="#">Figure 2 : Evolution des parts de la production brute et Achat d'énergie</a>	102
<a href="#">Figure 3 : Evolution des charges de combustibles</a>	103
<a href="#">Figure 4 : Répartition des charges par type de combustibles en 2014</a>	104
<a href="#">Figure 5 : Répartition des charges par type de combustibles en 2015</a>	104
<a href="#">Figure 6 : Répartition des charges par type de combustibles en 2016</a>	105
<a href="#">Figure 7 : Evolution des Achats d'énergie</a>	105
<a href="#">Figure 8 : Evolution des frais de capacité</a>	106
<a href="#">Figure 9 : Evolution des charges de personnel</a>	107
<a href="#">Figure 10 : Evolution hors frais de capacité</a>	107
<a href="#">Figure 11 : Evolution du rendement</a>	108
<a href="#">Figure 12 : Evolution des taux de disponibilité et d'utilisation (%)</a>	108
<a href="#">Figure 13 : Evolution du l'énergie non fournie</a>	109

## LISTE DES TABLEAUX

<a href="#">Tableau 1: Demande des projets</a>	86
<a href="#">Tableau 2: Rendement global</a>	88
<a href="#">Tableau 3: Pertes auxiliaires</a>	88
<a href="#">Tableau 4: Facteur de charge</a>	88
<a href="#">Tableau 5: Prix des combustibles en 2013</a>	89
<a href="#">Tableau 6 : Clients par zone géographique 2014-2016</a>	91
<a href="#">Tableau 7 : Répartition des clients par zone géographique 2014-2016</a>	91
<a href="#">Tableau 8 : Evolution des ventes : 2010 et 2013</a>	92
<a href="#">Tableau 9: Projection du Chiffre d'affaires</a>	92
<a href="#">Tableau 10 : Programme d'investissement 2014-2016 de l'année 2013</a>	93
<a href="#">Tableau 11: Caractéristiques des unités</a>	95
<a href="#">Tableau 12: Vitesses du vent et ensoleillement</a>	96
<a href="#">Tableau 13: Investissements Transport de 2014 à 2016</a>	97
<a href="#">Tableau 14: Investissements distribution de 2014 à 2016</a>	98
<a href="#">Tableau 15 : Autres investissements de 2014 à 2016</a>	100
<a href="#">Tableau 16: Prévision production, achats et coefficients de disponibilité 2014 à 2016</a>	101
<a href="#">Tableau 17: prévisions de couts 2014 à 2016 (millions FCFA)</a>	101
<a href="#">Tableau 18 : Evolution de la production globale sur la période 2014-2016</a>	102
<a href="#">Tableau 19 : Répartition de la production sur la période 2014-2016</a>	102
<a href="#">Tableau 20 : Dépenses par type de combustibles</a>	103
<a href="#">Tableau 21 : Achats d'énergie sur la période 2014-2016</a>	105
<a href="#">Tableau 22 : Charges de capacité sur la période 20014-2016</a>	106
<a href="#">Tableau 23 : Charges de personnel sur la période 2014-2016</a>	106
<a href="#">Tableau 24 : Achats d'énergie sur la période 2014-2016</a>	107
<a href="#">Tableau 25 : Amortissements</a>	109
<a href="#">Tableau 26 : Base tarifaire</a>	109

## INTRODUCTION

La réforme du secteur électrique, effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 Avril 98 modifiée par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002, s'est matérialisée en mars 1999 par la signature entre l'Etat et Senelec d'un Contrat de Concession accompagné d'un Cahier de Charges.

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

A cet effet, Senelec doit soumettre un rapport .qui passe en revue les projections durant la période 2014-2016.

Pour ce faire, Senelec devra faire les prévisions de la demande sur la période 2014-2016 sur la base d'hypothèses sur le rendement global, la croissance naturelle, les futurs grands projets des promoteurs, le facteur de charges et les besoins d'électrification afin de répondre aux obligations contractuelles. En outre, pour les besoins de détermination des projections de coûts sur la période tarifaire, cette demande sera soumise au parc de production retenu sur la base d'une part, de l'existant et des futures capacités additionnelles inscrites dans le programme de production à moyen terme d'autre part en tenant en compte le planning d'entretien et des caractéristiques technico-économiques des unités.

En définitive, Senelec doit fournir son programme d'investissement triennal sur la base duquel la rémunération des actifs sera fixée.

## HYPOTHESES DE BASE DES PROJECTIONS 2014-2016

### DEMANDE ET RENDEMENT

#### a. METHODOLOGIE

Dans le souci d'avoir des zones très homogènes, dans lesquelles les prévisions de la demande seront effectuées, des critères socio-économiques et les statuts administratifs des localités du territoire sénégalais ont été retenus pour le découpage géographique.

Ainsi, 3 zones ont été définies :

- la zone A qui regroupe la région de Dakar,
- la zone B qui regroupe les autres centres urbains (autres villes ou communes du pays), et
- la zone C qui constitue le rural.

La Zone A regroupe les secteurs de Dakar, Pikine-Guédiawaye et Rufisque et présente un taux d'électrification des ménages en 2013 estimée à 97,64%.

La Zone B regroupe l'ensemble des autres centres urbains du pays. La population dans cette zone est estimée en 2013 à 2,65 millions d'habitants pour un taux d'électrification de l'ordre 90,93%.

La Zone C est constituée des zones rurales avec une population estimée à 7,67 millions d'habitants répartis en 732 961 ménages. Le taux d'électrification en zone rurale devrait être de 23,21% en 2013.

La demande d'énergie électrique du secteur résidentiel est liée dans chaque zone, au degré d'électrification des ménages, au taux de pénétration des équipements électriques et aux consommations unitaires de ces ménages.

La demande d'énergie électrique pour l'éclairage public d'une zone, est liée au développement de son électrification et au nombre de ménages de la zone considérée. L'évolution de la demande d'éclairage public va suivre celle de la desserte.

Le fichier professionnel, composé des clients alimentés en BT ou en MT, regroupe les 3 secteurs d'activités économiques suivants que sont le primaire, le secondaire et le tertiaire: L'intensité énergétique d'une activité économique, définie à partir de la consommation d'énergie électrique d'une

année donnée, rapportée à la production des biens et services ou à la valeur ajoutée de l'activité, est le paramètre explicatif des sous-secteurs d'activités décrits plus haut. Elle est exprimée en GWh/FCFA courant et peut diminuer si des mesures d'économie d'énergie sont réalisées. Elle est considérée pour la période d'étude constante à partir de la valeur de 1995.

## b. LES GRANDS PROJETS

La demande des grands projets est intégrée avec trois scénarios réalistes à partir de la programmation du promoteur :

1. **Projets de la SAPCO** : Les projets de la SAPCO démarrent progressivement à partir du dernier trimestre de l'année 2014 pour atteindre leur vitesse de croisière en 2016 avec une consommation annuelle de 22,8 GWh dans le scénario de base et 45,6 GWh dans le scénario fort. Les projets de la SAPCO ne sont pas intégrés dans le scénario faible.
2. **OLAM** : La demande est estimée à 6GWh dans le scénario de base et 12 GWh dans le scénario Fort. Le démarrage est prévu dès Janvier 2014.
3. **SONES** : Dans le cadre de son Plan Directeur 2011-2025, la SONES soumet une demande supplémentaire à partir de Janvier 2015 avec 52,4 GWh dans le scénario de base puis une augmentation progressive pour atteindre leur vitesse de croisière en 2020 avec une consommation annuelle de 136,9 GWh dans le scénario de base et 205,3 GWh dans le scénario fort.
4. **Aéroport Blaise Diagne** : Les besoins annuels en énergie de l'AIBD sont estimés à 19,2 GWh dans le scénario de base et au double dans le scénario fort. Le démarrage est prévu Janvier 2016.

**Tableau 1: Demande des projets**

Demande (GWh)	2014	2015	2016
SAPCO	2,8	22,4	22,8
AIBD	-	-	19,2
SDE	-	52,4	52,4
SAED	2,5	3,0	3,0
OLAM	6,0	6,0	6,0
<b>Total Projets</b>	<b>11,3</b>	<b>83,8</b>	<b>103,4</b>

## c. PRESENTATION DES SCENARIOS MACRO-ECONOMIQUES

La méthodologie de projections à long terme a choisi comme année de référence de la demande, l'année 2008 et s'appuie sur trois scénarios, un scénario moyen (de base) ou tendanciel, un scénario fort ou optimiste et un scénario bas ou pessimiste qui tient compte des chocs exogènes.

Scénario bas :

Le scénario pessimiste fait référence à une situation économique peu reluisante sur toute la période. Il intègre des chocs pluviométriques traduits par une sécheresse tous les cinq ans et la persistance du niveau élevé des prix des produits énergétiques. Tous ces facteurs négatifs seront accentués par une mobilisation moins accrue de l'aide extérieure. Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée à 2,9% en moyenne annuelle, sur l'ensemble de la période de prévision. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB ressortirait à 3,9% en moyenne annuelle sur la période.

### **1. Scénario moyen :**

La principale hypothèse du scénario macroéconomique de base est le maintien des tendances économiques observées dans le passé récent et celles retenues dans le cadrage macroéconomique à court et moyen terme. Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée à 4.1% en moyenne annuelle sur l'ensemble de la période de projection avec un niveau de 4.0% en 2011. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB ressortirait à 2,5% en moyenne annuelle sur la période.

### **2. Scénario fort :**

Le scénario est basé sur l'hypothèse d'une mise en œuvre d'un certain nombre de stratégies notamment la Stratégie de Croissance Accélérée (SCA) qui a pour ambition de porter la croissance économique à moyen et long terme à des niveaux susceptibles de réduire significativement la pauvreté et d'augmenter substantiellement la contribution des exportations à la croissance afin de ramener, à long terme, le déficit du compte extérieur courant hors dons en dessous du seuil de 5%. Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée, en moyenne annuelle sur la période à 5,4% sur les 5 premières années puis de 4.5% en moyenne sur le reste de la période. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB devrait s'établir à 2,1% en moyenne annuelle.

#### **d. HYPOYHESES DE RENDEMENT ET DE PERTES AUXILIAIRES**

Pour déterminer la demande nette d'électricité, il convient de partir de certains facteurs techniques à appliquer sur la consommation que l'on peut énumérer comme suit :

- Le rendement du réseau
- Les pertes au niveau des auxiliaires des centrales
- Les pertes techniques (réseaux transport et distribution)
- les pertes non techniques.

Le rendement global considéré est de 82 % pour l'année 2014. Il est prévu une amélioration de 0,5 point par an à partir de 2015. Le rendement en fin de période est estimé à 83 %.

**Tableau 2: Rendement global**

RENDEMENT GLOBAL	2013	2014	2015	2016
RESEAU INTERCONNECTE	82,11%	82,01%	82,53%	83,04%
BOUTOUTE	80,39%	80,64%	80,89%	81,14%
TAMBA	81,36%	81,61%	81,86%	82,11%
CENTRES ISOLES	66,03%	83,78%	83,78%	83,78%
ENS PAYS	81,79%	82,00%	82,50%	83,00%

Les pertes au niveau des auxiliaires sont estimées ainsi qu'il suit avec une amélioration progressive des performances de la plupart des sites de production conformément aux tendances passées :

**Tableau 3: Pertes auxiliaires**

PERTES DES AUXILIAIRES	2013	2014	2015	2016
RESEAU INTERCONNECTE	1,12%	1,27%	1,25%	1,21%
BOUTOUTE	0,84%	5,10%	5,10%	5,10%
TAMBA	0,05%	2,49%	2,49%	2,49%
CENTRES ISOLES	10,00%	0,17%	0,17%	0,17%

#### e. CALCUL DE LA DEMANDE DE POINTE

La pointe sur réseau est évaluée à partir de la demande brute assimilable à la production brute et du facteur de charge selon la formule :

$$POINTE = \frac{\text{production}}{\text{facteur de charge} \times 8760}$$

Le facteur de charge du RI a évolué suivant une moyenne de 64,2% sur les 5 dernières années et a atteint en 2010 un niveau de 66.2%. Au vu de la dynamique des projets industriels en Moyenne Tension et en Haute Tension prévus sur les années à venir, la consommation de ces catégories de clients va devenir de plus en plus importante, comparé à la consommation en Basse Tension.

Ainsi, cette répartition pourrait aboutir à une amélioration du facteur de charge estimé sur la période 2010- 2015 en tenant compte d'une amélioration annuelle moyenne d'un demi-point en moyenne grâce à l'effet des projets qui sera de plus en plus important sur la demande

**Tableau 4: Facteur de charge**

FACTEUR DE CHARGE	2013	2014	2015	2016
RESEAU INTERCONNECTE	68,98	70,98	70,98	70,98
BOUTOUTE	51,95	52,45	52,95	53,20
TAMBA	63,48	63,98	64,48	64,73
CENTRES ISOLES	46,50	47,00	47,50	47,50

## INFLATION LOCALE ET ETRANGERE

Les taux d'inflation locale et étrangère sont fixés respectivement à 3% et 2% par an.

## CALCUL DES REVENUS

Le chiffre d'affaires a été valorisé avec les prix moyens par niveau de tension du budget 2013 soit :

- ✓ **120,58 FCFA/kWh** pour la basse tension,
- ✓ **115,79 FCFA/kWh** pour la moyenne tension
- ✓ **84,73 FCFA/kWh** pour la haute tension.

## PRIX DU COMBUSTIBLE

Les prix des combustibles sur la période ont été calculés sur la base des prix publiés en 2013 par le CNH 2013 avec une inflation de 3 % par an à partir de 2014 pour le Fuel, le Diesel, le distillat et le Kérosène. Le prix du gaz naturel local est maintenu à 127 500 F CFA/ Nm3 sur la période.

L'indice API 4 est utilisé pour déterminer le prix de référence du charbon exporté à partir du port de Richards Bay en Afrique du Sud. Il est calculé comme une moyenne évaluée par l'Argus FOB de Richards Bay et le marqueur IHS McCloskey FOB ([www.argusmedia.com/Methodology-and-Reference/Key-Prices/API-4](http://www.argusmedia.com/Methodology-and-Reference/Key-Prices/API-4)).

La composante Argus du prix est publié chaque jour dans le quotidien international d'Argus. L'indice des prix du charbon Argus / s 'McCloskey est publié tous les vendredis et comprend les prix moyens quotidiens, hebdomadaires et mensuels.

Dans nos hypothèses, le prix du charbon est fixé à partir d'un prix FOB API4 de 90 Dollars par tonne, auquel on ajoute un coût du fret pour transporter le charbon de Richard Bay à Dakar estimé à 40 Dollars par tonne. Par conséquent, le prix du charbon est de 65000 FCFA en 2013.

**Tableau 5: Prix des combustibles en 2013**

Date de publication structure CNH	Fuel	Diesel	Gaz naturel
<b>19-janv.</b>	377 763	568 123	127 500
<b>16-févr.</b>	388 784	581 893	127 500
<b>16-mars</b>	392 740	584 805	127 500
<b>13-avr.</b>	388 441	561 412	127 500
<b>11-mai</b>	372 753	525 987	127 500
<b>8-juin</b>	377 939	539 953	127 500
<b>6-juil.</b>	367 900	532 387	127 500
<b>3-août</b>	380 898	556 790	127 500
<b>31-août</b>	375 538	553 039	127 500
<b>28-sept.</b>	372 119	565 199	127 500
<b>26-oct.</b>	360 558	541 797	127 500

<b>23-nov.</b>	354 043	535 384	127 500
<b>21-déc.</b>	354 043	535 384	127 500

## **FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS**

Le financement des nouveaux investissements est réalisé essentiellement sur la base d'emprunts à un taux de 8,5 % sur une durée de 12 ans dont 2 ans de différé. Seuls les investissements à réaliser dans le cadre de la coopération avec la Chine sont supposés obtenir des financements concessionnels (20 ans dont 5 ans de différé et un taux de 2%).

## **AUTRES ACHATS**

Les autres achats sont déterminés à partir de la valeur de ce poste pour l'année 2013 budgétisée à 7806 Millions de F CFA à laquelle on applique une inflation annuelle de 3 % à partir de 2014.

## **TRANSPORTS CONSOMMES**

Ils évoluent avec l'inflation locale au taux de 3% par an.

## **CHARGES DE PERSONNEL**

L'effectif budgétisé pour l'année 2013 est de 2500 agents. A partir de 2014, une inflation annuelle de 3 % est appliquée sur les charges de l'année précédente.

## **SERVICES EXTERIEURS**

Ils comprennent une partie indexée sur l'inflation locale et une partie composée des charges de capacité des IPP et de l'hydroélectricité.

## **REDEVANCE RTS**

Elle est déduite des consommations de fuel lourd 380 et d'une redevance fixe (6 330 F/tonne).

## **REDEVANCE CRSE**

Elle est indexée sur l'inflation locale pour les projections à compter de 2014 en partant de celle 2013.

## **AUTRES REVENUS**

Les autres revenus sont composés des travaux et services vendus et des produits accessoires. L'évolution future des revenus « travaux et services vendus » est basée sur la croissance de la demande. Le montant inscrit pour ce poste en 2013 est de 6735 Millions de F CFA.

## PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2014-2016

### DEMANDE A SATISFAIRE SUR LA PERIODE

#### I.1.1. Evolution de la clientèle de Senelec

La clientèle BT va connaître une croissance considérable avec un taux de croissance annuel moyen de 4,6 % sur la période 2014-2016

Au niveau de l'évolution des clients MT, il est prévu une évolution de 1304 clients en 2014 à 1426 clients en 2016 soit une croissance annuelle moyenne de 4,6 %.

Pour la HT, le nombre de clients prévu sera égal à 4 en 2014 et sera maintenu constant sur le reste de la période.

La répartition du nombre de clients par zone géographique s'est faite comme suit :

- Zones urbaines : 79,36 %
- Zones rurales : 20,64 %

Il est important de préciser que cette clientèle en zones rurales ne prend en compte les électrifications effectuées par l'ASER.

**Tableau 6 : Clients par zone géographique 2014-2016**

CLIENTS PAR ZONE GEOGRAPHIQUE	2014	2015	2016
Urbain	816 799	846 546	877 490
Rural	227 252	245 194	264 073
Total	1 044 051	1 091 740	1 141 562

**Tableau 7 : Répartition des clients par zone géographique 2014-2016**

REPARTITION CLIENTS (%)	2014	2015	2016
Urbain	78,23	77,54	76,87
Rural	21,77	22,46	23,13
Total	100,00	100,00	100,00

## I.1.2. Evolution des ventes d'énergie

Les ventes d'énergie vont évoluer à un taux de croissance annuel moyen de 7,41 % au cours de la période 2014-2016. Cette demande sera tirée par la BT avec un poids moyen de 61,28 % sur la période.

**Tableau 8 : Evolution des ventes : 2010 et 2013**

<i>VENTES D'ENERGIE (GWh)</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>
<b>Basse Tension</b>	1 632,4	1 733,5	1 840,8
<b>Moyenne Tension</b>	813,6	925,4	984,2
<b>Haute Tension</b>	232,7	250,5	267,3
<b>Total pays</b>	2 678,7	2 909,3	3 092,3
<b>% croissance</b>	6,85%	8,61%	6,29%

## I.1.3. Projections Chiffres d'Affaires 2014-2016

Le Chiffre d'affaire passera de 321,8 Milliards de FCA en 2014 à 371,10 Milliards de F CFA en 2016, soit un taux de 7,4 % sur la période.

**Tableau 9: Projection du Chiffre d'affaires**

<i>CHIFFRE D'AFFAIRES (en F CFA)</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>TCAM 2014-2016</i>
<b>BT</b>	200,3	212,8	226,1	6,3%
<b>MT</b>	94,2	107,3	114,1	10,1%
<b>HT</b>	19,5	21,1	22,5	7,4%
<b>Total</b>	321,8	349,2	371,1	7,4%

## PROJECTIONS DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT

Pour faire face à ces prévisions de la demande et améliorer la qualité du service de l'électricité, SENELEC projette d'investir **163,562 Milliards de F CFA** sur la période 2014-2016.

Ces investissements résumés par les tableaux ci-dessous, concernent la production pour **10** Milliards, le transport pour **40,534** Milliards, la distribution pour **85,338** Milliards et les Autres investissements pour **27,690** Milliards.

**Tableau 10 : Programme d'investissement 2014-2016 de l'année 2013**

Synthèse d'investissement (Millions de F CFA)	2 014	2 015	2 016	TOTAL
<b>Investissements nouveaux</b>	<b>51 539</b>	<b>71 208</b>	<b>40 815</b>	<b>163 562</b>
<b>Renouvellements/Réhabilitations</b>	<b>29 028</b>	<b>34 325</b>	<b>13 099</b>	<b>76 451</b>
<b>Production</b>				<b>0</b>
<b>Transport</b>	4 412,80	4 412,80	1 936,40	10762
<b>Distribution</b>	22 544,80	25 761,80	7 112,10	55418,7
<b>Autres</b>	2 070,00	4 150,00	4 050,00	10270
<b>Extensions</b>	<b>22 511</b>	<b>36 883</b>	<b>27 717</b>	<b>87 111</b>
<b>Production</b>	5 000	5 000	0	10 000
<b>Transport</b>	0	9 984	19 788	29 772
<b>Distribution</b>	12 088	15 726	2 106	29 920
<b>Autres</b>	5 423	6 173	5 823	17 420

### I.1.4. Perspectives de développement du parc de production

La stratégie de développement de l'offre de production pour satisfaire la demande à moindre coût s'est traduite ces dernières années par :

- ✓ La mise en service depuis 2011 d'une location au gaz de Sococim pour une puissance initiale de 4 MW, puis 14 MW à partir de Juillet 2012 et 19 MW depuis Janvier 2013.
- ✓ La mise en service progressive d'une location APR de location de 150 MW au DO de mi 2011 à fin 2012

Par ailleurs, les deux unités diesel de 15 MW prévues dans le cadre de l'extension de la centrale de Kahone sont en service depuis Février 2013. La mise en service de l'extension de la centrale de Bel Air est prévue au courant du mois d'Avril 2013. En outre, il est prévu la diversification du parc de production avec la mise en service de la centrale hydro-électrique de Férou en Juillet 2013 pour une puissance de 60 MW dont un quota de 15 MW pour le Sénégal.

Senelec entend poursuivre dans cette dynamique aux fins de disposer d'un parc de production moderne et fiable avec des coûts de production réduits et une disponibilité accrue par la mise en service à l'horizon 2016 d'unités au gaz et au charbon ainsi que les énergies renouvelables en cohérence avec le mix énergétique préconisé dans la dernière lettre de Politique du Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE). Les simulations du parc de production sur la période 2014-2016 ont été faites sur la base d'hypothèses sur le planning d'entretien, des caractéristiques technico-économiques des groupes et des dates prévisionnelles de mises en service des futures capacités additionnelles.

Ainsi, il est prévu :

- Arrêt de la location au gaz de Sococim en fin 2013 et utilisation de la TAG2 au gaz à partir du 01 Janvier 2014
- Retour de la TAG3 prévue en Avril 2014 pour un fonctionnement au kérosène

- un profil moyen de 60 MW pour Kounoune sur toute l'année
- Enlèvement moyen sur Manantali de 60 MW à la pointe
- Maintien de la location de 50 MW au diesel sur toute l'année 2014 et 10 MW de Janvier à Mars 2014
- Centrale IPP Taiba NDiaye Diesel de 70 MW le 01 Juillet 2015 pour un fonctionnement au HFO
- Importation de la Mauritanie d'une puissance de 20 MW au HFO à partir du 1er octobre 2014, puis de 80 MW au HFO à partir du 1er avril 2015 et enfin de 80 MW au Gaz à partir du 1er janvier 2016
- Centrale au Charbon 125 MW CES le 01 Octobre 2015 à Sendou
- Centrale au Charbon de 270 MW d'Africa Energy à partir de Juillet 2016 (90MW en fin Juin et 90 MW supplémentaires en Octobre)
- Centrale éolienne de 50 MW à partir de janvier 2015 à 75 F/kWh
- Centrale solaire de 50 MW à partir de Janvier 2015 à 75 F/kWh
- Centrale solaire de 50 MW à partir de janvier 2016 à 75 F/kWh
- Location simple de 10 MW au DO à Boutoute en 2014
- Location-vente de 6 MW à Tambacounda en 2014. Il faut préciser que Senelec a déjà reçu une offre et les négociations sont en cours.
- Mise en service de l'extension 2X5 MW de Boutoute à partir de Juillet 2014
- Mise en service d'une centrale solaire de 10 MW sur le RNI dont 6 MW prévus dans les centres secondaires et 4MW à Tambacounda respectivement en Juillet 2014 et en Janvier 2015 à 85 F/kWh
- Mise en service d'une centrale de 4 MW solaire à Ziguinchor en Juillet 2014 à 85 F/kWh
- Mise en service d'une centrale de 4 MW solaire à Ziguinchor en Janvier 2016 à 85 F/kWh

Les simulations des projections des coûts sont faites sur la base des caractéristiques technico-économiques des différentes unités présentées dans le tableau ci-après. Sur la période tarifaire, aucune unité n'a fait l'objet de déclassement.

**Tableau 11: Caractéristiques des unités**

Groupes	P. Assignée Brute (MW)	Part auxiliaires (%)	Indisponibilité aléatoire (%)	Consommation Spécifique brute Combustible (g/kWh)	Part Diesel Oil ou Keroséne (%)	CS brute Huile (g/kWh)	Coût variable maintenance (F/kWh)
<b>G301</b>	25,00	7,00	12,00	320,00	2,82	-	
<b>G302</b>	25,00	7,50	12,00	320,00	2,82	-	
<b>G303</b>	20,00	7,50	12,00	320,00	2,82	-	
<b>TAG2</b>	20,00	1,00	10,00	380,00	100	-	
<b>TAG3</b>	20,00	1,00	10,00	370,00	100	-	
<b>TAG4</b>	25,00	1,00	20,00	342,00	100,00	-	
<b>TAG4</b>	32,00	1,00	10,00	342,00	100,00	-	
<b>G401</b>	18,00	1,00	15,00	216,00	1,50	3,00	
<b>G402</b>	18,00	5,00	15,00	216,00	1,50	3,00	
<b>G403</b>	18,00	5,00	15,00	216,00	1,50	3,00	
<b>G404</b>	15,00	2,00	10,00	203,00	0,23	1,00	
<b>G405</b>	15,00	2,00	10,00	203,00	0,23	1,00	
<b>G601</b>	15,80	1,00	8,00	204,00	0,20	0,80	4,13
<b>G602</b>	15,80	1,00	8,00	204,00	0,20	0,80	4,13
<b>G603</b>	15,80	1,00	8,00	204,00	0,20	0,80	4,13
<b>G604</b>	15,80	1,00	8,00	204,00	0,20	0,80	4,13
<b>G605</b>	15,80	1,00	8,00	200,00	0,20	0,80	4,13
<b>G606</b>	15,80	1,00	8,00	200,00	0,20	0,80	4,13
<b>KAHONE I</b>	15,50	1,50	8,00	226,00	0,20	0,80	
<b>G701</b>	15,50	1,00	8,00	203,00	0,20	0,80	4,05
<b>G702</b>	15,50	1,00	8,00	203,00	0,20	0,80	4,05
<b>G703</b>	15,50	1,00	8,00	203,00	0,20	0,80	4,05
<b>G704</b>	15,50	1,00	8,00	203,00	0,20	0,80	4,05
<b>G705</b>	15,50	1,00	8,00	200,00	0,20	0,80	4,05
<b>G706</b>	15,50	1,00	8,00	200,00	0,20	0,80	4,05
<b>G125</b>	1,30	9,00	20,00	280,00	10,00	3,00	
<b>G804</b>	4,50	3,00	10,00	225,00	2,00	1,50	
<b>G805</b>	4,50	3,00	10,00	225,00	2,00	1,50	
<b>G806</b>	4,50	3,00	10,00	225,00	2,00	1,50	
<b>G807</b>	4,50	3,00	10,00	225,00	2,00	1,50	
<b>Location-vente Boutoute</b>	10,00	-	7,00	226,00	100,00	-	4,00
<b>Solaire RNI</b>	18						75
<b>G128</b>	1,00	1,00	15,00	274	100,00	1,50	-
<b>G227</b>	0,50	0,50	10,00	260	100,00	1,00	-
<b>G240</b>	0,50	0,50	10,00	259	100,00	1,00	-
<b>G244</b>	0,50	0,50	10,00	330	100,00	1,00	-
<b>G232</b>	0,50	0,50	10,00	300	100,00	1,00	-
<b>Solaire RI</b>	100	-	-	-	-	-	75,00
<b>Location-vente Tambacounda</b>	6		10,00	240	100,00	-	4,00
<b>Centres secondaires</b>	20,00	10,00	10,00	255,00	100,00	3,50	-
<b>GTI cycle combiné</b>	50	-	17,00	250	100,00	-	4,77
<b>GTI cycle simple</b>	32,00	-	17,00	318,00	100,00	-	4,77
<b>Kounoune Power</b>	60,00	-	10,00	210,00	-	-	6,43
<b>Location 50 MW</b>	50,00		7,00	221,00	100,00		4,85

<b>IPP Taiba NDIAYE de 70 MW</b>	70,00		10,00	191	8,20
<b>Charbon CES de 125 MW</b>	115,00		10,00	403,00	1,262
<b>AFRICA ENERGY Eolienne RI</b>	270		10	400	0,81
<b>Mauritanie 80 MW HFO</b>	80,00		10,00		100,00
<b>Manantali</b>	60,00	-	2,00		21,33
<b>Felou</b>	15,00	-	2,00		24,14

### I.1.5. Modélisation des énergies renouvelables

#### a. Eolien

Le productible de la centrale éolienne a été déterminé sur la base d'un prorata appliqué à l'énergie contractuelle annuelle de Sarreole fixée à 390 GWh pour une puissance de 150 MW. Pour le profil d'enlèvement, nous avons reconduit le même principe que l'hydraulique avec cette fois ci des maximums observées durant de Janvier à Mai et Décembre où nous avons les plus fortes vitesses de vent.

#### b. Solaire

L'énergie a été calculée sur la base du productible contractuel de CARERA fixé à 10 GWh pour une puissance de 7,5 MW

Le principe de l'enlèvement s'inspire également de l'éolien avec des maximums observés de Mars à Juin où le rayonnement solaire est meilleur.

Ceci est illustré par le tableau ci-après qui retrace les données climatiques du Sénégal.

**Tableau 12: Vitesses du vent et ensoleillement**

Mois	Rayonnement solaire	Vitesse du vent
	kWh/m <sup>2</sup> /j	m/s
Janvier	5,11	4,8
Février	5,63	4,8
Mars	6,37	4,6
Avril	6,74	4,8
Mai	6,5	4,8
Juin	5,97	4,3
Juillet	5,54	3,7
Août	5,27	3,3
Septembre	5,24	3,1
Octobre	5,38	3,3
Novembre	5,34	3,9
Décembre	4,86	4,5

Dans les simulations, les prix de cession d'énergies renouvelables du RI sont fixés à 75 F CFA/kWh en référence à Sarreole qui a proposé une fourchette de prix compris entre 72 FCFA/kWh et 76 FCFA/kWh. Les négociations sont en cours en vue de fixer un tarif définitif. Par contre, pour le RNI, les simulations sont faites sur la base d'un prix à 85 FCFA/kWh.

## I.1.6. Perspectives de développement des réseaux

### I.1.6.1. Transport

Senelec consentira des investissements importants dans le réseau de transport pour réduire substantiellement les pertes techniques, améliorer considérablement la qualité de service et surtout assurer une alimentation correcte des futurs grands projets (ZESI, Aéroport etc...) qui constituent des piliers essentiels dans la Stratégie de Réduction de la Pauvreté et de la propulsion du Sénégal à un niveau économique supérieur.

Les principaux investissements de transport concernent :

- La réalisation de la ligne biterne 225 kV entre Sendou et Kounoune afin d'assurer l'évacuation de puissance des futures centrales à charbon
- La réalisation de la boucle 225 kV phase 2 Kaolack-Fatick-Mbour afin d'alimenter les futurs projets prévus dans la zone côtière mais surtout de boucler le réseau 225 kV afin d'assurer la sécurité de contingence N-1 en cas de survenance d'un défaut sur les lignes d'évacuation des futures centrales à charbon
- La Ligne haute tension 225 kV souterraine Kounoune-Patte d'Oie-Hann nécessaire pour renforcer le réseau de transport entre le Poste de Kounoune et le centre de Dakar étant donné la saturation des lignes de transport et les problèmes d'encombrement de l'agglomération de Dakar qui empêche de construire de nouvelles lignes aériennes

Le cumul des investissements sur le volet transport se chiffrent à **40,534 Milliards de F CFA**.

**Tableau 13: Investissements Transport de 2014 à 2016**

TRANSPORT (Millions de F CFA)	2014	2015	2016	CUMUL
Renouvellements/Réhabilitations	4 412,80	4 412,80	1 936,40	10 762,00
Inductances Ligne Tobène Touba Kaolack	720,00	720,00	90,00	1 530,00
Reprise en GIS 90 kV du Poste Cap des biches	2 368,00	2 368,00	1 184,00	5 920,00
Renouvellement poste 90/30kV Thiona	386,40	386,40	193,20	966,00
Renouvellement ligne HT Hann-CDB1 en 90 km sur 27 km	938,40	938,40	469,20	2 346,00
Extensions	-	9 984,00	19 788,00	29 772,00
Bouclage réseau 225 kV phase 2 Mbour-Fatick-Kaolack sur 110 km			9 804,00	9 804,00

Evacuation de puissance des centrales à charbon (ligne double terne 225 km sur 10 km)	1 400,00	1 400,00	2 800,00
Liaisons souterraine Kounoune-Patte d'Oie sur 25 km	8 584,00	8 584,00	17 168,00
<b>Total</b>	<b>4 412,80</b>	<b>14 396,80</b>	<b>21 724,40</b>
		<b>40 534,00</b>	

### I.1.6.2. Distribution

Les investissements qui seront consentis dans la distribution ont pour finalité d'atteindre les principaux objectifs suivants :

- ✓ Le changement de tension du réseau MT de Dakar en passant intégralement de 6,6 kV à 30 kV en vue de réduire de façon appréciable les pertes techniques sur ce réseau MT
- ✓ Le renforcement et l'extension des réseaux Moyenne et basse tension de Dakar et dans les zones hors Dakar (St Louis, Ziguinchor, Touba et Tivaouane)
- ✓ Le renforcement du réseau 30 kV de Dakar par la restructuration des feeders afin de créer la structure épi fuseau initiale. En effet cette structure avait complètement disparu en raison de la surcharge des départs et de l'utilisation des câbles de secours en câble de travail.
- ✓ Le développement des réseaux dans les zones périurbaines
- ✓ L'extension du réseau MT et BT pour assurer un meilleur développement des ventes
- ✓ La télécommande des appareils installés dans les postes MT de manœuvres et de coupure en vue d'obtenir une meilleure qualité de service sur le réseau MT de Dakar.
- ✓ L'électrification de plusieurs villages pour le compte du Ministère de l'Energie et des Mines

**Tableau 14: Investissements distribution de 2014 à 2016**

DISTRIBUTION (Millions de F CFA)	2014	2015	2016
<b>Renouvellements/Réhabilitations</b>	<b>26 985,43</b>	<b>16 004,83</b>	<b>5 409,82</b>
Passage 6,6 kV à 30 kV Réseau 6,6 kV de Saint Louis (47 Postes et 30,38 kms)		1 192,80	1 192,80
Passage 6,6 kV à 30 kV Réseau 6,6 kV de Ziguinchor (44 postes et 25 kms)		1 139,20	1 139,20
Renforcement et Extension réseau de Distribution de Saint Louis		627,20	627,20
Renforcement et Extension réseau de Distribution de Ziguinchor		851,20	851,20
Passage de 6,6 kv à 30 kv de 194 postes et 100 km de câble (Usine des eaux et Bel air)	2 800,00	2 800,00	350,00
Extension et Densification du Réseau de Dakar	1 000,00	1 000,00	125,00
Compensation réactive du réseau 30 kV de Senelec phase 1	50,00	100,00	100,00
Compensation réactive du réseau 30 kV de Senelec phase 2			
Télécommande de postes pour les BRC de Dakar et Ziguinchor	418,80	418,80	52,35
BCC et Télécommande postes à Dakar	400,00	400,00	50,00
Télécommande de 30 postes du réseau HTA de Dakar	189,03	189,03	94,52

Passage de 6,6 kV à 30 kv Sous Station Centre-ville	1 627,60	1 627,60	813,80
Remplacement des équipements de protection des sous -stations régionales (St Louis, Louga, Kaolack) PHASE I: LOUGA	40,00	40,00	5,00
Ligne Ourosogui-Oréfondé	985,00		
Remplacement du tableau 30kV de la sous station Kaolack	70,00	70,00	8,75
Boucle 90 kV phase 2 Distribution	19 405,00	5 549,00	
Extensions	12 087,80	15 726,10	2 105,60
Electrification Rurale Délégations Régionales	5 083,00	6 988,00	635,00
Electrification Urbaine	1 180,00	1 622,00	148,00
Extension réseau à Touba, Tivaouane	800,00	1 100,00	100,00
Electrification de Médina Gounass	444,00	610,00	55,00
Création secteurs pour développement des ventes Dakar I	742,80	1 021,35	92,85
Création secteurs Dakar 2 pour développement des ventes	1 458,00	2 004,75	182,25
Raccordement de 2 centres secondaires isolés	900,00	900,00	112,50
Travaux du Programme d'Urgence 2010-2011 d'Electrification Rurale	400,00	400,00	50,00
Travaux du Programme d'Urgence 2010-2011 d'Electrification Rurale Bis	400,00	400,00	50,00
Obligations Contractuelles 2013	680,00	680,00	680,00
<b>Total</b>	<b>39 073,23</b>	<b>31 730,93</b>	<b>7 515,42</b>

### I.1.6.3. Autres Investissements

Ils concernent principalement les travaux de :

- ✓ Siège de Saint Louis
- ✓ Réparation des Agences saccagées à Dakar
- ✓ Mise en place d'une Cartographie Numérique et d'un Système d'Information Géographique,
- ✓ Magasin général de Senelec
- ✓ Création de l'Agence Mbour
- ✓ Création de l'Agence Kaolack
- ✓ Création de l'Agence Thiaroye
- ✓ Délocalisation de l'Agence Touba
- ✓ Immeuble Action sociale
- ✓ Immeuble Peytavin
- ✓ Investissements complémentaires requis pour respecter les normes de qualité de service

**Tableau 15** : Autres investissements de 2014 à 2016

Projet	2014	2015	2016
<b>Renouvellements/Réhabilitations</b>	<b>2 070,00</b>	<b>4 150,00</b>	<b>4 050,00</b>
Siège de Saint Louis	400		
Agences saccagées	150		
Système d'information géographique (SIG)	200	300	300
Magasin général de Senelec		250	250
délocalisation Agence Touba		250	250
immeuble Action sociale		2 000	2 000
immeuble Peytavin		1 250	1 250
Remise aux normes de la salle informatique et mise en place d'une salle d'énergie	300		
Migration ERP Oracle Ebs	-		
Schéma directeur de l'infrastructure systèmes et réseaux	150		
Gestion centralisée des impressions	-		
Consolidation et virtualisation des postes de travail - Client Léger	200		
Réfection atelier USU	-		
Réfection câblage et prises salle Issa Diop plus vidéo projecteur	15		
Haute disponibilité et Sécurité base de données Oracle	30		
Haute disponibilité de la messagerie			
Migration de Windows 2003 server à Oracle Enterprise vers Linux 4+			
Consolidation et virtualisation des Serveurs et mise en place site de repli	25		
ITIL : Fourniture et Support des services informatiques			
Surveillance unifiée du système d'information	150		
Gestion électronique des documents (GED)			
Plateforme de communication unifiée	100		
Transformation SI Oracle / Séparation Comptable			
DSI Réaménagement locaux techniques	100		
Migration exchange 2007 à 2010			
Amélioration et Maintenance postes MT	100		
Amélioration suivi clients industriels		100	
Suivi compteurs combustibles Centrales et centres secondaires	50		
Plan directeur télécommunications	100		
<b>Extensions</b>	<b>5 423,28</b>	<b>6 173,28</b>	<b>5 823,28</b>
Agence Mbour		250	250
Agence Kaolack		250	250
Unités commerciales FATICK	150	150	
Unités commerciales KAOLACK	150	150	
Unités commerciales TAMBACOUNDA	50	50	
Agence Thiaroye		250	250
Besoins investissement pour respecter les normes	5 073	5 073	5 073
<b>Total</b>	<b>7 493,28</b>	<b>10 323,28</b>	<b>9 873,28</b>

## LES PROJECTIONS DE PRODUCTION ET DE COÛTS

La puissance installée connaît une forte augmentation en passant de 860 MW en 2014 à 1423 MW en 2016, contre une évolution de la puissance assignée de 721 MW à 1254 MW sur la même période.

**Tableau 16: Prévision production, achats et coefficients de disponibilité 2014 à 2016**

<i>Prévisions de production</i>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Puissance installée (MW)</b>	835	860	1 169	1 423
<b>Puissance assignée (MW)</b>	656	721	1 020	1 254
<b>Coefficient de disponibilité (%)</b>	80,0	82,1	83,0	82,6
<b>Coefficient d'utilisation (%)</b>	59,6	67,7	67,1	58,2
<b>Production brute SENELEC (GWh)</b>	1 864	2 238	1 880	671
<b>Production nette SENELEC (GWh)</b>	1 826	2 193	1 845	657
<b>Achats d'énergie (GWh)</b>	1 098	1 029	1 640	3 028
<b>Energie livrée (GWh)</b>	2 925	3 222	3 485	3 685
<b>Rendement global (%)</b>	81,5	81,9	82,6	83,6

Avec ces hypothèses, les coûts d'exploitation de la SENELEC varient de 381,24 Milliards en 2014 à 360,64 Milliards en 2016.

**Tableau 17: prévisions de coûts 2014 à 2016 (millions FCFA)**

<i>Prévisions de coûts (Millions de F CFA)</i>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Combustibles (SENELEC et IPP)</b>	230 425	251 490	221 541	132 307
<b>Achats d'énergie hors combustibles</b>	10 814	14 833	49 678	75 565
<b>Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)</b>	23 564	21 270	32 530	63 211
<b>Charges du personnel</b>	25 625	26 394	27 186	28 001
<b>Huiles et autres fournitures liées</b>	2 851	3 134	2 649	1 166
<b>Autres achats consommés</b>	7 730	7 962	8 201	8 447
<b>Transports consommés</b>	803	827	851	877
<b>Transports de combustibles</b>	8 719	8 466	7 380	3 540
<b>Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)</b>	24 547	25 283	26 042	26 823
<b>Impôts et taxes</b>	5 763	5 936	6 114	6 297
<b>Autres charges</b>	11 235	11 572	11 919	12 277
<b>Redevances RTS</b>	2 239	2 704	2 230	686
<b>Redevances CRSE</b>	1 327	1 366	1 407	1 450
<b>Total</b>	<b>355 641</b>	<b>381 236</b>	<b>397 730</b>	<b>360 647</b>

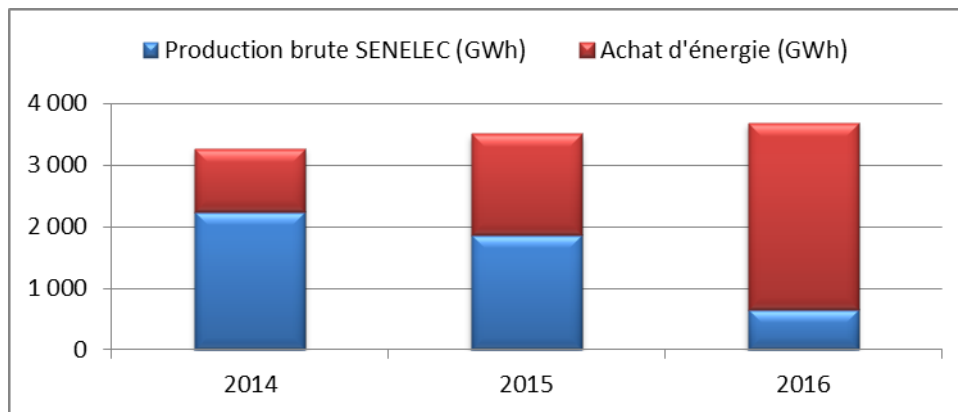
La production brute évolue de 3267 GWh en 2014 à 3699 GWh en 2016, soit un taux de croissance moyen annuel de 6,4 % sur la période. Les Achats d'énergie passent de 1029 GWh en 2014 à 3028 GWh en 2016, soit un taux de croissance de 72 % sur la période. Cette augmentation des Achats d'énergie due à l'introduction des deux centrales à charbon CES et AFRICA ENERGY d'une part et à l'importation d'énergie électrique de la Mauritanie d'autre part, qui entraîne un recul de la production des centrales propres de Senelec qui sont moins compétitives mise à part la turbine à gaz numéro 2 qui fonctionne au gaz sur la période. C'est ainsi que la production du parc de Senelec passe de 2238 GWh en 2014 à 671 GWh en 2016.

**Tableau 18 : Evolution de la production globale sur la période 2014-2016**

Années	2014	2015	2016
Production brute SENELEC (GWh)	2 238	1 880	671
Achat d'énergie (GWh)	1 029	1 635	3 028
Production brute et Achats (GWh)	3 267	3 515	3 699

Le graphique suivant illustre l'augmentation progressive des achats au détriment de la production du parc de Senelec.

**Figure 1 : Evolution production brute et Achat d'énergie**

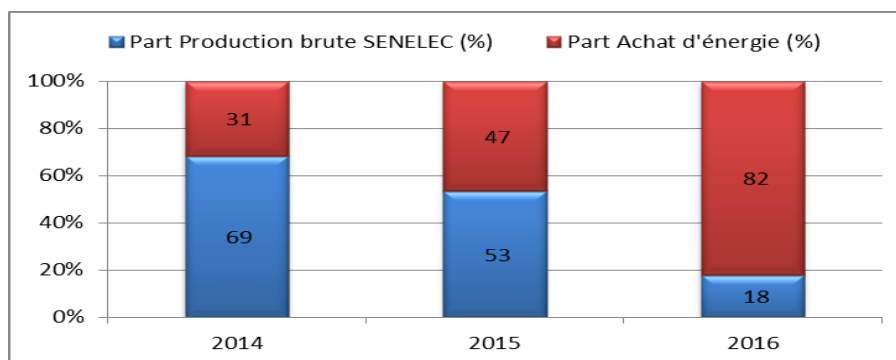


La contribution du parc de Senelec passe de 69 % à 18 % entre 2014 et 2016 contre une évolution de 31 % à 72 % pour les Achats sur la même période.

**Tableau 19 : Répartition de la production sur la période 2014-2016**

Années	2014	2015	2016
Part Production brute SENELEC (%)	69	53	18
Part Achat d'énergie (%)	31	47	82
Production brute et Achats (%)	100	100	100

**Figure 2 : Evolution des parts de la production brute et Achat d'énergie**



## I.1.7. Evolution des dépenses de combustibles

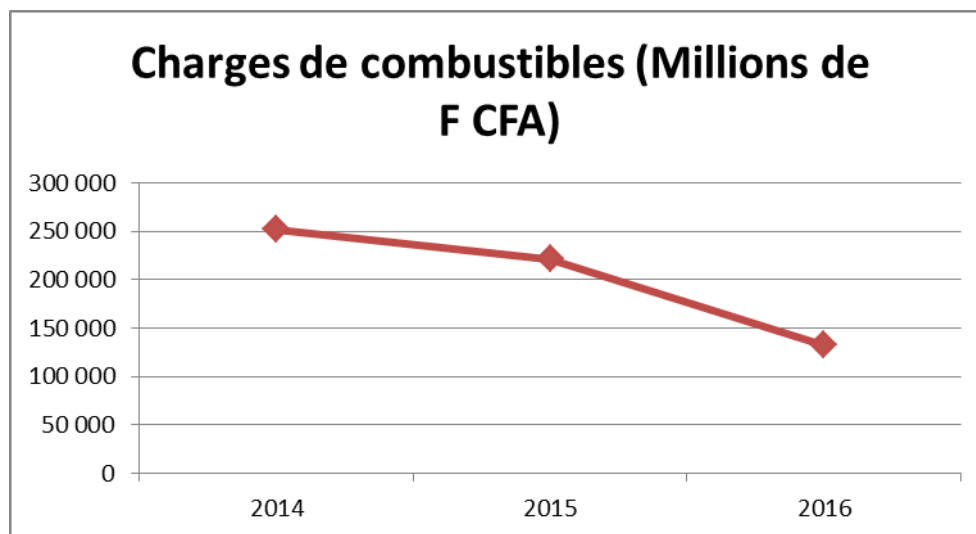
Les charges de combustibles évoluent de 251,49 Milliards de F CFA en 2014 à 132,31 Milliards de F CFA en 2016, soit une réduction substantielle de ces charges qui se justifie par un remplacement progressif des centrales au Fuel par des centrales fonctionnant au charbon. C'est ainsi que les charges du fuel passent de 204,69 Milliards en 2014 à 79,09 Milliards en 2016.

**Tableau 20 : Dépenses par type de combustibles**

Années	2014	2015	2016
<b>Fuel (Millions de F CFA)</b>	204 689	194 015	79 089
<b>Diesel (Millions de F CFA)</b>	37 936	11 775	10 298
<b>Distillat (Millions de F CFA)</b>	3 262	3 570	118
<b>Gaz Naturel Local (Millions de F CFA)</b>	5 095	5 093	4 216
<b>Charbon (Millions de F CFA)</b>	0	6 492	38 586
<b>Charges globales de combustibles (Millions de F CFA)</b>	<b>251 490</b>	<b>221 541</b>	<b>132 307</b>

La figure suivante reflète l'évolution des charges de combustibles entre 2014 et 2016.

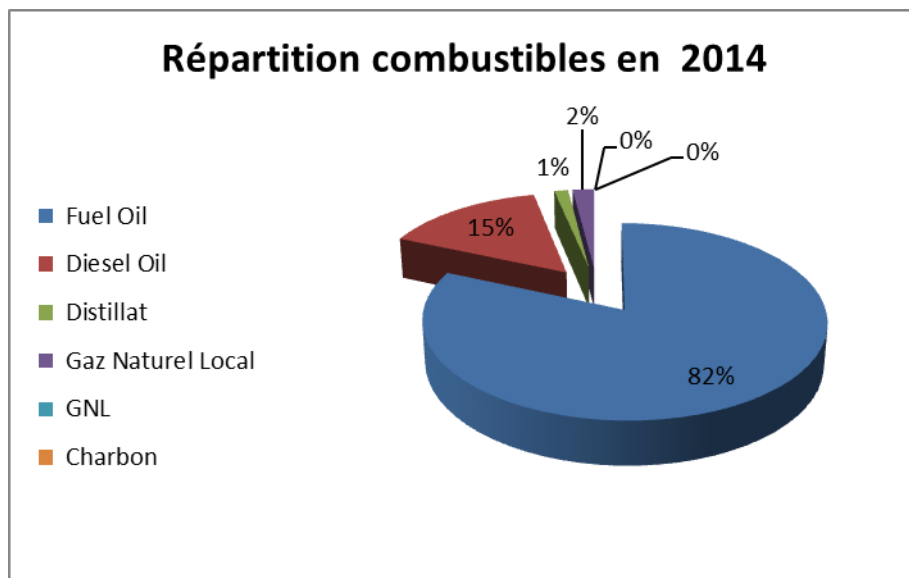
**Figure 3 : Evolution des charges de combustibles**



En 2014, la répartition des charges de combustibles se présente comme suit :

- ✓ **Fuel Oil: 82 %**
- ✓ **Diesel Oil: 15 %**
- ✓ **Distillat: 2 %**
- ✓ **Gaz naturel local: 2 %**

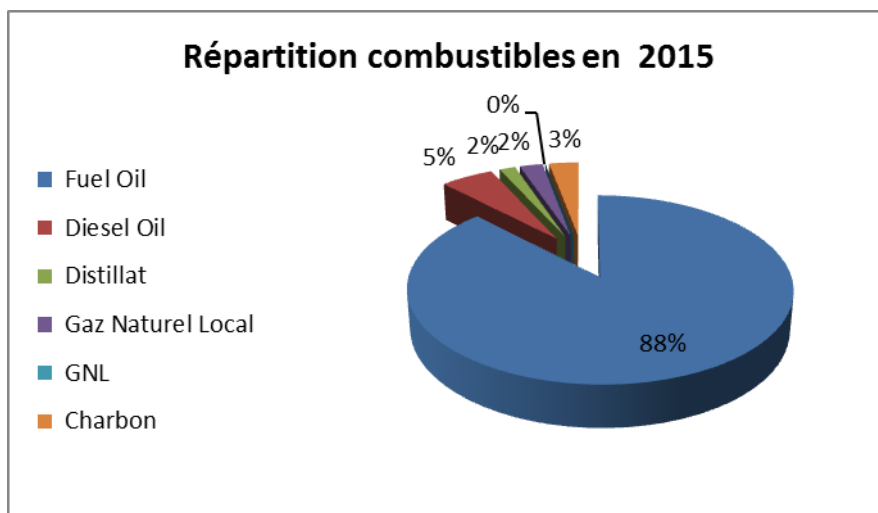
Figure 4 : Répartition des charges par type de combustibles en 2014



En 2015, la répartition des charges de combustibles se présente comme suit :

- ✓ **Fuel Oil: 88 %**
- ✓ **Diesel Oil: 5%**
- ✓ **Distillat: 2 %**
- ✓ **Gaz naturel local: 2 %**
- ✓ **Charbon: 3 %**

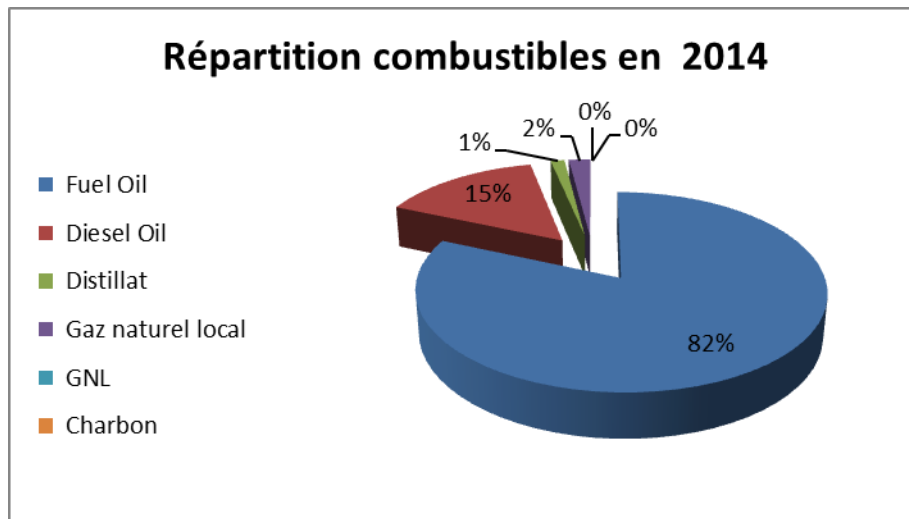
Figure 5 : Répartition des charges par type de combustibles en 2015



En 2016, la répartition des charges de combustibles se présente comme suit :

- ✓ **Fuel Oil: 64 %**
- ✓ **Diesel Oil: 7 %**
- ✓ **Distillat: 4 %**
- ✓ **Charbon: 27 %**

**Figure 6 : Répartition des charges par type de combustibles en 2016**



### I.1.8. Evolution des Achats d'énergie hors combustibles

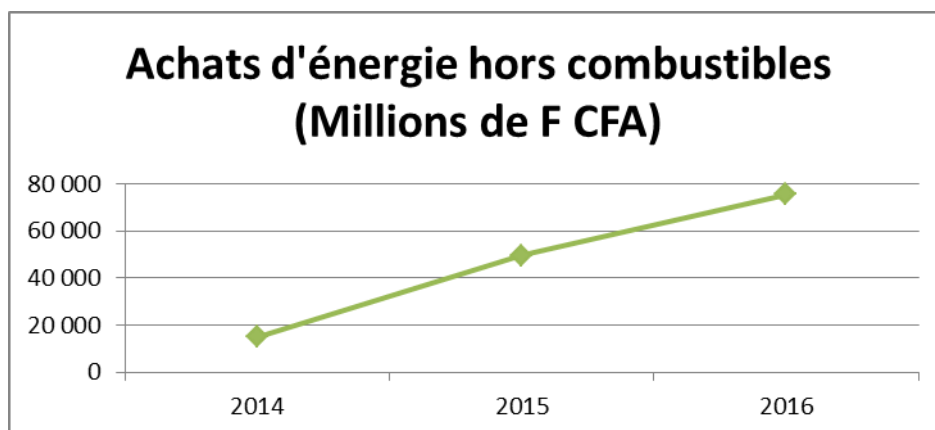
On note une augmentation progressive des achats d'énergie hors combustibles qui reflète l'introduction des IPPs dans le parc de production. Ainsi, les achats d'énergie enregistrent une évolution de 126 % en moyenne sur la période 2014-2016. En effet, les achats d'énergie passent de 14,83 Milliards en 2014 à 75,56 Milliards en 2016.

**Tableau 21 : Achats d'énergie sur la période 2014-2016**

Années	2014	2015	2016
Achats d'énergie hors combustibles (Millions de F CFA)	14 833	49 678	75 565

Le graphique ci-après illustre l'évolution des achats d'énergie sur la période 2014-2016.

**Figure 7 : Evolution des Achats d'énergie**



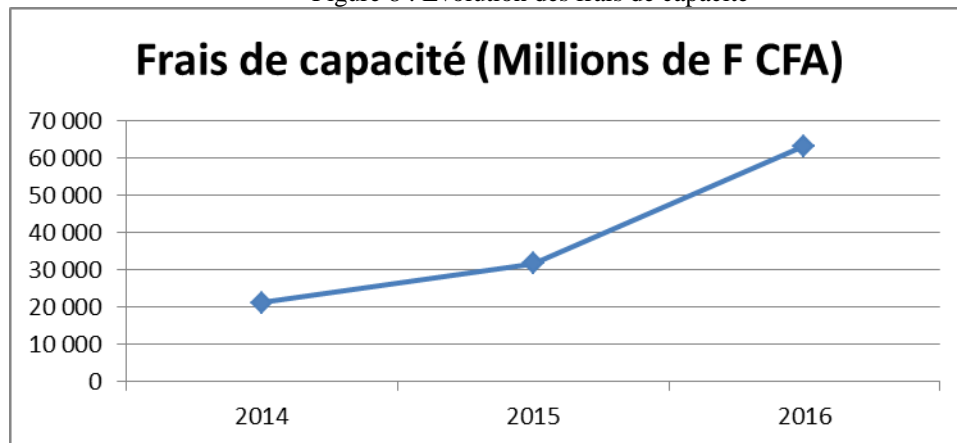
### I.1.9. Charges de capacité

Les charges de capacité évoluent de 21 270 Millions de F CFA en 2014 à 63 211 Millions de F CFA en 2016, soit une hausse moyenne de 72 % sur la période 2014-2016. En outre, il faut noter l'arrivée de la première tranche charbon de 125 MW en Octobre 2015 dont les frais de capacité annuels sont de 27 Milliards sans compter les frais de capacité de l'IPP Taiba NDIAYE dès Juillet 2015 et qui avoisinent 14 Milliards de F CFA.

**Tableau 22 : Charges de capacité sur la période 20014-2016**

Années	2014	2015	2016
Dépenses fixes d'achat énergie (Millions de F CFA)	21 270	31 777	63 211

Figure 8 : Evolution des frais de capacité



### I.1.10. Charges de personnel

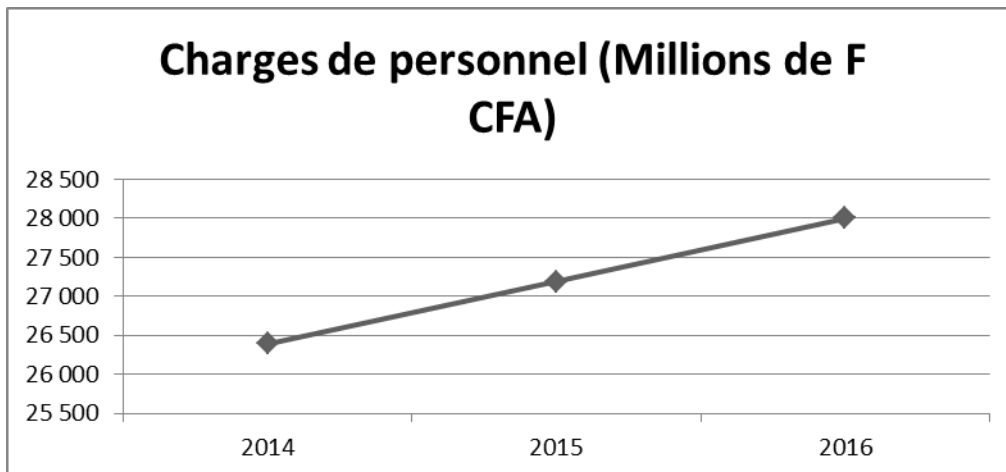
Les charges de personnel passent de 26,394 Milliards en 2014 à 28,001 Milliards en 2016 soit un croissance moyenne de 3 % sur la période. Cette croissance couvre les besoins les charges de personnel additionnelles requises pour respecter les normes et obligations contractuelles.

**Tableau 23 : Charges de personnel sur la période 2014-2016**

Années	2014	2015	2016
Charges du personnel (Millions de F CFA)	26 394	27 186	28 001

Le graphique suivant illustre l'évolution des charges de personnel.

Figure 9 : Evolution des charges de personnel



### I.1.11. Services extérieurs hors frais de capacité

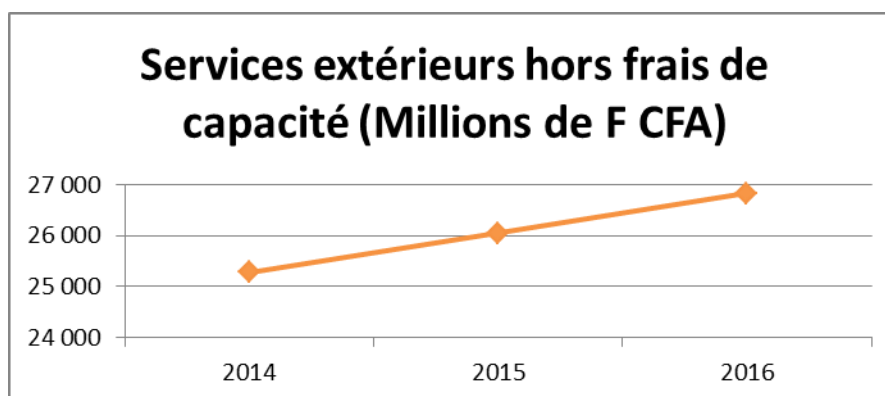
Les services extérieurs hors frais de capacité évoluent de 24,283 Milliards en 2014 à 26,823 Milliards en 2016 soit une croissance moyenne de 3 % sur la période.

Tableau 24 : Achats d'énergie sur la période 2014-2016

Années	2014	2015	2016
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances) (Millions de F CFA)	25 283	26 042	26 823

Le graphique ci-après reflète l'évolution des services extérieurs sur la période 2014-2016

Figure 10 : Evolution hors frais de capacité



### I.1.12. Evolution du rendement de Senelec

Le rendement devra connaître une amélioration sur la période 2014-2016 en passant de 81,94 % en 2014 à 83,59 % en 2016. Il faut rappeler que le rendement budgétisé en 2013 est de 81 % ;

Le rendement net devra suivre la même tendance en passant de 83,14 % en 2014 à 83,92 % en 2016.

Le tableau et le graphique ci-dessous illustrent l'évolution de ces rendements découlant du placement des groupes.

**Figure 11 : Evolution du rendement**

Années	2014	2015	2016
Rendement global (%)	81,94	82,65	83,59
Rendement net (%)	83,14	83,49	83,92

### I.1.13. Evolution des Taux De Disponibilité et d'Utilisation

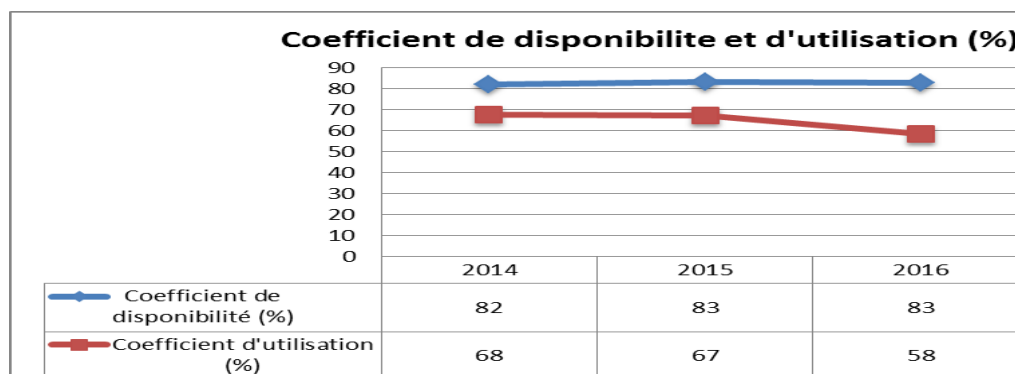
La disponibilité des unités ont été déterminées sur la base d'un planning triennal élaboré par la Direction Transport de Senelec et des coefficients d'indisponibilité aléatoire des équipements. Néanmoins pour les nouveaux IPP, le taux de disponibilité contractuelle a été considéré.

De 2014 à 2016, la disponibilité du parc de production va passer de 82 % à 83 %. Cette amélioration de la disponibilité des groupes se justifie d'une part par la mise en service de nouvelles centrales sous forme d'IPP donc avec une disponibilité garantie d'au moins de 90%. D'autre part, le retour de réhabilitation de certaines du parc de Senelec devra participer à l'amélioration à la disponibilité.

Le taux d'utilisation des groupes passe de 68 % en 2014 à 58 % en 2016. La baisse progressive du taux d'utilisation s'explique par la taille relativement importante des futures unités additionnelles, notamment la première tranche charbon CES de 125 MW prévue en Octobre 2015 et la centrale à charbon de 270 MW de Africa Energy (90 MW en Juillet 2016 et 90 MW en Octobre 2016) qui du fait de leur compétitivité entraînent une baisse drastique des unités existantes.

Le graphique suivant fournit l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation du disponible (KD et KUD) entre 2014 et 2016.

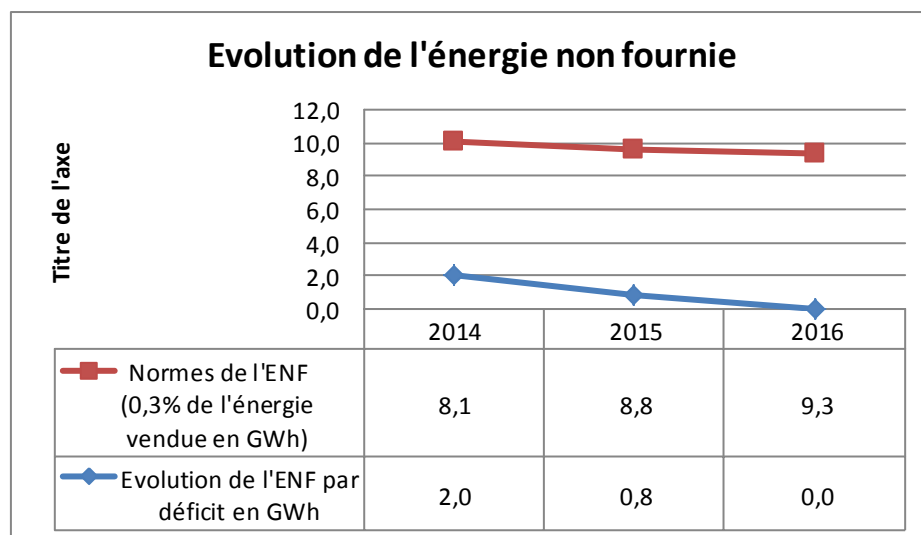
**Figure 12 : Evolution des taux de disponibilité et d'utilisation (%)**



## I.1.14. Qualité de Service

L'énergie non fournie passe de 2 GWh à 0 GWh sur la période 2014-2016. Il faut noter que l'END due aux réseaux de Transport et de Distribution n'est pas prise en compte.

Figure 13 : Evolution de l'énergie non fournie



## I.1.15. Amortissements et base tarifaire

Les amortissements sur la période tarifaire 2014-2016 évoluent de 2 204 Millions en 2014 à 15 273 Millions en 2016. En cumul, les amortissements évoluent de 24 508 Millions à 37440 Millions sur la même période.

Tableau 25 : Amortissements

AMORTISSEMENTS (millions)	2014	2015	2016
<b>Actifs existants au début de la Concession</b>	<b>7 600</b>	<b>7 600</b>	<b>7 600</b>
<b>Amortissements( 99-2013)</b>	<b>14 704</b>	<b>14 704</b>	<b>14 567</b>
Amortissements des actifs de 2014	2 204	2 204	2 204
Amortissements des actifs de 2015		5 678	5 678
Amortissements des actifs de 2016			7 391
<b>Amortissement sur la période 2014-2016</b>	<b>2 204</b>	<b>7 882</b>	<b>15 273</b>
<b>TOTAL</b>	<b>24 508</b>	<b>30 187</b>	<b>37 440</b>

Pour ce qui concerne la base tarifaire, nous notons une augmentation de cette rubrique qui passe de 232,629 Milliards à 294,999 Milliards sur la période 2014-2016.

Tableau 26 : Base tarifaire

BASE TARIFAIRE (millions)	2014	2015	2016
Valeur en début de période	219 114	250 585	284 054
Valeur en fin de période	250 585	284 054	293 609
Moyenne à rémunérer	234 850	267 319	288 831

## CONCLUSION

Cet exercice si important a permis à Senelec d'évaluer ses coûts d'investissement et d'exploitation sur la période triennale 2014-2016 aux fins de respecter les normes de qualité de service et les obligations d'électrification qui lui ont été fixées par le Ministère chargé de l'Energie dans le cadre du concession signé en 1999. Force est de constater que l'introduction du mix énergétique contribue à une baisse substantielle des charges de combustibles.

Cependant, il est important de souligner que les nouvelles centrales sous forme d'IPPs engendrent des charges fixes relativement élevées qui neutralisent la baisse attendue du coût de production.

Ainsi, nous constatons une stabilisation des coûts globaux d'exploitation autour d'une moyenne de 366 Milliards, soit un cumul de 1099 Milliards sur la période.

Le programme d'investissement est élaboré sur la base des projets ayant trouvé un financement et quelque projets dont le financement est à rechercher auprès des bailleurs de fonds.

## **6. Programme d'investissements soumis par Senelec**



**NOTE SUR LES  
INVESTISSEMENTS  
Le 30 Octobre 2013**

## **PREAMBULE**

Cette note présente le programme d'investissements sur la période 2014-2016, l'origine des financements, l'état d'avancement des IPPs et des projets. Il permet à la Commission de régulation du secteur de l'électricité d'apprécier le niveau de maturité des projets pour leurs prises en compte dans la base tarifaire.

Elle comprend les financements supportés par :

- Senelec
- Par l'Etat
- Par les bailleurs de fonds (BID, BOAD, kFW, BM)
- IPPs

# I. PRODUCTION

Le programme de Production comprend les projets ci-après :

- Location de 10 MW au DO de Janvier à Mars 2014
- Location de 50 MW au DO de Janvier à Juin 2014
- Une Centrale IPP Taïba NDiaye Diesel de 70 MW le 01 juillet 2015 pour un fonctionnement au HFO
- Centrale au Charbon 125 MW CES le 01 Octobre 2015 à Sendou
- Centrale éolienne de 50 MW à partir de janvier 2015<sup>5</sup>
- Centrale solaire de 50 MW à partir de Janvier 2015
- Centrale solaire de 50 MW à partir de janvier 2016
- Importation d'une puissance de 20 MW au HFO en Mauritanie à partir du mois d'octobre 2014
- Importation d'une puissance de 80 MW au HFO en Mauritanie à partir du mois de mars 2015
- Importation d'une puissance de 80 MW au Gaz en Mauritanie à partir de Janvier 2016
- Retour du groupe 804 de Boutoute à partir de Janvier 2014 suite à une réhabilitation
- Mise en service de l'extension 2X5 MW de Boutoute à partir de Janvier 2015
- Mise en service d'une centrale solaire de 10 MW sur le RNI dont 6 MW prévus à Tambacounda et 4 MW dans les centres secondaires en Juillet 2014
- Mise en service d'une centrale de 4 MW solaire à Ziguinchor en Juillet 2014
- Mise en service d'une centrale de 4 MW solaire à Ziguinchor en Janvier 2016

## 1. Centrale de Sendou de 125 MW

Le contrat d'achat d'énergie a été signé depuis le 31/01/2008. Suite à la levée par le gouvernement sénégalais, Senelec et CES de la majorité des contraintes qui ont empêché le passage à la phase construction de ce projet depuis cinq ans, le démarrage effectif de la réalisation de la centrale est prévue en décembre 2013.

Pour une durée de la construction maximale de 24 mois la mise en service de la centrale de Sendou est considérée le 01 Octobre 2015. Les coûts fixes sont de 28,162 milliards de CFA, les coûts variables sont de 1,26 F/KWh et la centrale fonctionne au Charbon coté à 90 US dollars FOB/tonne.

## 2. Centrale Africa Energy de 300 MW à Mboro

Le contrat d'achat d'énergie est déjà signé. La mise en service de la centrale à charbon d'une puissance nette de 270 MW se fera progressivement par tranche de 90 MW.

Ainsi il est prévu l'arrivée de la 1<sup>ère</sup> tranche au 1<sup>er</sup> Juillet 2015 sans paiement de frais de capacité, la 2<sup>ème</sup> tranche au 1<sup>er</sup> Octobre 2015 avec paiement des frais de capacité sur une seule tranche.

La date d'achèvement de la puissance contractuelle est prévue le 1<sup>er</sup> Janvier 2016.

Les coûts fixes sont de 80,889 milliards de CFA, les coûts variables sont de 1,0 F/KWh et la centrale fonctionne au Charbon coté à 90 US dollars FOB/tonne.

### **3. l'IPP Taïba Ndiaye de 70 MW**

Le contrat est signé depuis fin 2011 et le démarrage effectif des travaux (kick off) devrait intervenir en début 2013. Soit une mise en service en Octobre 2014, pour une durée de travaux de 18 mois. La période de développement était de six mois. Il a été noté un retard dans la délivrance du titre de propriété du terrain et d'autres diligences nécessaires au démarrage effectif des travaux. Senelec l'a inscrit pour une mise en service en juillet 2015. La centrale sera en Diesel dual fuel de type de MAN.

### **4. Gaz mauritanien**

Dans le cadre de l'exploitation du gaz naturel découvert en Mauritanie la SOMELEC a noué un partenariat avec d'autres promoteurs pour exploiter le gaz Mauritanien et vendre au Sénégal une partie de la production.

SOMELEC va installer une centrale de 180 MW en dual fuel à partir de la fin de l'année 2014 et pourra livrer l'énergie à Senelec à hauteur de 80 MW au fuel lourd à un prix proche de 100 F/kWh.

A l'arrivée du gaz en janvier 2016, la centrale va passer au gaz et Senelec pourra acheter l'électricité produite à partir du gaz à 75 F/kWh. Ce prix n'est qu'indicatif pour l'instant le prix réel sera connu à la signature du CAE avec la SPEG (Société de production d'électricité à partir du gaz).

### **5. Mise en service de l'extension 2X5 MW de Boutoute Janvier 2015**

Le contrat de cette centrale de 2x5 MW au fuel lourd est attribué à VARSTILA. FSE assure le financement de cette centrale. Le démarrage des travaux a été retardé par le versement d'une avance de démarrage et des actes administratifs à remplir par Senelec. Le paiement de l'avance a été finalement effectué par le FSE. La durée des travaux étant de 12 mois, le démarrage des travaux étant prévu le 01 Janvier 2014, la mise en exploitation de la centrale sera effective le 01 janvier 2015. Cette centrale sera une centrale propre à Senelec exploitée par le personnel de Senelec.

### **6. Centrale Eolienne de 50 MW en Janvier 2015, 50 MW solaire en Janvier 2015 et 50 MW solaire en Janvier 2016**

Senelec est en négociation avec plusieurs promoteurs. Actuellement, il est envisagé une signature d'un CAE avec des promoteurs pour une puissance de 100 MW au solaire et 50MW en éolien.

Par mesure de prudence et compte tenu du temps de développement que requièrent ces projets d'énergies renouvelables, Senelec a estimé une mise en service pour le projet éolien le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et la mise en service de 50 MW solaire le 1<sup>er</sup> janvier 2015 puis 50 MW solaire le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

### **7. Centrale Solaire de 10 MW à Tambacounda (Kothiary) 01 Juillet 2014**

Senelec a prévu de mettre en place une centrale solaire photovoltaïque de 10 MW dans la région de Tambacounda, à Kolda et à Vélingara au prix de 83,25 F/kWh. Le projet est le fruit de la collaboration entre le Conseil régional de Tambacounda, la Mairie de Kothiary et l'Italie, à travers la société Wind Solar de Milan.

La puissance de la centrale sera répartie ainsi : 6MW à Tambacounda et 4 MW dans les centres secondaires à partir de juillet 2014. Le coût du projet est de 16, 3 milliards de FCFA.

#### **8. Centrale Solaire de 4 MW à Ziguinchor**

La Senelec a signé un protocole d'accord avec une Société d'origine Belge pour la mise en service d'une centrale solaire de 4 MW à Ziguinchor au prix de 85 F/kWh. Ce prix a été estimé sur la base du prix hors taxe fourni de 65 F/kWh.

## **II. TRANSPORT**

### **1. Bouclage réseau 225 kV phase 2 Mbour-Fatick-Kaolack sur 110 km**

Ce projet d'un coût de 24,510 milliards permet d'évacuer la puissance de la centrale de Kahone 2 (90 MW) en cas de panne de la ligne Taïba Ndiaye-Touba-Kaolack. La ligne permet de renforcer les liaisons avec les lignes de l'OMVS et de l'OMVG inscrites dans les schémas de développement du WAPP. Cette ligne va aussi alimenter le projet hôtelier de la SAPCO dont la mise en service est prévue dans la période 2014-2016 et la ville de Fatick.

La Banque Islamique de développement a inscrit ce projet dans son plan d'action triennal et a entamé les premières phases de l'instruction de ce projet. L'évaluation de ce projet doit se terminer au courant du second semestre et le projet devra passer au Conseil d'administration de la BID avant la fin de l'année.

Les études et les dossiers d'appel d'offres sont déjà finalisés. Si le financement est accordé par la BID le contrat et les avances de démarrage pourront être versés en 2016. Ainsi les travaux vont démarrer en 2016 pour se terminer en 2017.

### **2. Evacuation de puissance des Centrales charbon (ligne double terne 225 km sur 10 km)**

Ce projet d'un coût de 3,500 milliards permet d'évacuer la puissance des futures centrales au charbon prévues à Sendou.

En effet, compte tenu de la mise en service de la centrale CES 125 MW prévue en Octobre 2015, et des futures tranches prévues à l'horizon 2018, il s'avère opportun de mettre en service une nouvelle ligne biterne en 225 kV entre les postes de Sendou et de Kounoune pour lever toutes les contraintes d'évacuation de puissance et assurer le respect de la contenance N-1.

Cette ligne devra être en service en fin 2016. Pour une période de passation de marché de 12 mois et une durée de travaux de 12 mois (fourniture, montage et travaux), les décaissements pour ce projet devront commencer dès le courant de l'année 2015.

### **3. Liaisons souterraine Kounoune-Patte d'Oie sur 25 km**

Ce projet d'un coût de 21,640 milliards permet de renforcer les lignes 90 kV entre Cap des Biches et Hann qui ont atteint la saturation. La BID a inscrit ce projet dans son programme triennal et le financement sera octroyé en 2014.

Ce projet sera réalisé en souterrain sur une distance de 25 kms entre le poste de Kounoune et un nouveau poste 225 kV à construire au niveau du Poste 90 kV Patte d'Oie mis en service en Octobre 2012. Ce câble est une canalisation souterraine qui renforce les liaisons Haute tension Cap des Biches-Hann qui seront saturés avant 2015 avec l'accroissement de la demande. Sa réalisation en technique souterraine est justifiée par l'engorgement de la ville de Dakar où il est difficile de définir des couloirs de lignes Haute tension.

Les études d'avants projets détaillées sont réalisées. Si le financement est accordé par la BID le début de la procédure d'appel d'offre ne dépassera pas 2 semaines.

Si le projet passe au conseil d'administration de la BID en fin d'année 2013, l'année 2014 pourra être réservée à la passation de marchés, la signature des contrats et le versement de l'avance de démarrage en 2015. La durée des travaux sera de vingt-quatre mois.

#### **4. Reprise en GIS 90 kV du Poste Cap des biches**

Ce projet d'un coût de 5, 920millions vise à reconstruire le Poste du Cap des Biches qui constitue un nœud important du réseau Haute tension. Ce projet sera financé par la Banque Mondiale.

Plusieurs lignes Haute tension sont issues de ce poste et ce site restera un site de production important pour Senelec.

Les études d'avant projets sont déjà réalisées et le dossier d'appel d'offres sera lancé pour une adjudication et une signature du marché le 01 Juillet 2014. Les travaux à programmer sur 18 mois seront réalisés en 2014 et 2015.

#### **5. Renouvellement ligne HT Hann-CDB1 en 90 kV sur 27 km**

Ce projet d'un coût de 2,346 milliards est financé par la Banque Mondiale pour la construction d'une ligne double terne entre Hann et Cap des Biches. Les Avis de manifestation d'intérêt ont été publiés et la mise en service de ce projet est prévue en Décembre 2014.

Le dossier d'appel sera lancé avant la fin du premier semestre et la signature du contrat de travaux sera faite avant la fin de l'année. Les travaux qui pourront durée environ 18 mois vont se terminer avant la fin de l'année 2015.

#### **6. Renouvellement poste 90/30kV Thiona**

Ce projet est financé par la Banque Mondiale pour un montant de 966 millions. L'appel d'offres sera lancé au courant de l'année 2013 et la signature du contrat est prévue avant la fin du premier semestre 2014. Les travaux estimés à une durée de douze mois vont se terminer au plus tard en 2015.

### **III. DISTRIBUTION**

#### **1. Passage 6,6 kV à 30 kV Réseau 6,6 kV de Saint Louis (47 Postes et 30,38 kms)**

Ce projet d'un coût de 2, 982milliard de F CFA est inscrit dans le schéma Directeur de Senelec 2010-2030. Il consiste à une restructuration du réseau 6,6 kV de Saint Louis et son passage en 30 kV. La kFW a donné son accord de principe à Senelec pour le financement de ce projet. Senelec a déjà finalisé les études de faisabilité et les APS pour remise à l'institution de financement.

Si financement accordé avant fin 2013 par KFW le contrat de travaux sera signé avant fin 2014 et les travaux seront réalisés en 2015 et 2016.

## **2. Passage 6,6 kV à 30 kV Réseau 6,6 kV de Ziguinchor (44 postes et 25 kms)**

Ce projet est inscrit dans le schéma Directeur de Senelec. Il consiste à une restructuration du réseau 6,6 kV de Ziguinchor et son passage en 30 kV. La KFW a donné son accord de principe à Senelec pour le financement de ce projet. Senelec a déjà finalisé les études de faisabilité et les APS pour remise à l'institution de financement. Le coût du projet est estimé à 2,848 milliards.

Si financement accordé avant fin 2013 par KFW le contrat de travaux sera signé avant fin 2014 et les travaux seront réalisés en 2015 et 2016.

## **3. Renforcement et Extension réseau de Distribution de Saint Louis**

Ce projet d'un coût de 1,568 milliards. Ce projet comprend l'extension de réseaux et le développement des ventes ainsi que le renforcement du réseau MT entre le poste Sakal et Saint Louis.

Si le financement accordé avant fin 2013 par KFW le contrat de travaux sera signé avant fin 2014 et les travaux seront réalisés en 2015 et 2016.

## **4. Renforcement et Extension réseau de Distribution de Ziguinchor**

Ce projet d'un coût de 2,128 milliards. Ce projet comprend l'extension de réseaux, le développement des ventes et le renforcement de départs MT entre le poste la centrale de Boutoute et la Sous station.

Si financement accordé avant fin 2013 par KFW le contrat de travaux sera signé avant fin 2014 et les travaux seront réalisés en 2015 et 2016.

## **5. Passage de 6,6 kV à 30 kV de 194 postes et 100 km de câble (Usine des eaux et Bel air)**

Ce projet consiste à passer en 30 kV plusieurs départs chargés de la sous station d'Usine des Eaux et de Bel Air. D'un coût de 5,950 milliard ce projet est financé par le PASE (Banque Mondiale). Le dossier d'appel est en instruction au niveau de la DCMP et de la Banque Mondiale. Le contrat avec l'entreprise adjudicatrice pourra être signé au plus tard à la fin du premier trimestre 2014 et les travaux seront réalisés dans une période de 18 mois à deux années. La mise en service sera effective au plus tard en fin 2016.

## **6. Extension et Densification du Réseau de Dakar**

Ce projet d'un coût de 2,125 milliard de F CFA est financé par Senelec sur fonds propres. Le dossier d'appel d'offres est finalisé et sera transmis à la Direction Centrale des Marchés Publics prochainement. La mise en service est prévue en Novembre 2014.

## **7. Compensation réactive du réseau 30 kV de Senelec phase 1**

Ce projet est financé par l'AFD pour un montant de 250 millions. Il permet d'améliorer la tension 90 kV sur le réseau 90 kV de Dakar.

## 8. Télécommande de postes pour les BRC de Dakar et Ziguinchor

Le coût de ce projet est de 889,95 millions. Le dossier d'appel d'offres est finalisé. Ce projet est financé par Senelec sur fonds propres. Les travaux pourront démarrer à la fin du premier semestre 2014 et la mise en service est prévue en mi 2015.

## 9. BCC et Télécommande postes à Dakar

Le projet d'un coût de 850 millions de F CFA est financé par Senelec. Le dossier d'appel d'offres sera terminé avant fin Mai 2013 pour transmission à la Cellule Passation de Senelec puis à Direction Centrale des Marchés Publics. Les travaux d'une durée d'une année pourront se terminer en mi 2015. La durée de passation de marchés et de contractualisation est estimée à une année.

## 10. Télécommande de 30 postes du réseau HTA de Dakar

Le projet d'un coût de 472,581 millions de F CFA (2 285 000 US Dollars) est financé par la Banque Mondiale (PASE). Le contrat sera signé avant Juin 2014 pour une mise en service en Juin 2015.

Désignation	Estimation (CFA)
RTU et logiciel de configuration	138 785 938
Radios et accessoires de pose	71 997 075
Ateliers d'énergie et batteries	82 529 425
Transducteurs et accessoires	15 791 761
TC	22 685 745
TP	18 701 355
Equipements électriques	48 353 010
Borniers et Câbles	7 061 340
Pièces de rechange et formation	66 675 741
TOTAL	472 581 390
Budget Fiche Projet	250 000 000

## 11. Passage de 6,6 kV à 30 kV Sous Station Centre-ville

Ce projet d'un coût de 4,069 milliards de F CFA est financé par l'Etat du Sénégal. Le dossier d'appel d'offres sera finalisé en fin Mai 2013 et transmis à la Banque Mondiale. Les travaux vont démarrer en mi 2014 et seront terminés en fin 2016.

ITEM	Désignation	QTE	Unité	PU	PT
1	Pose nouveaux postes Préfabriqués	21	u	23 000 000	483 000 000
2	Rééquipement postes en TE en Cellule Fermée type modulaire motorisé	6	u	20 000 000	120 000 000
3	Rééquipement postes en coupure en Cellule Fermée type compact	88	u	12 000 000	1 056 000 000
4	Fourniture et raccordement transformateurs MT/BT	116	u	6 000 000	696 000 000
5	Fourniture et pose cabine mobile	6	u	30 000 000	180 000 000

6	Dépose et Pose EE 30KV à la S/S de centre-ville	8	u	40 000 000	320 000 000
7	Dépose EE et démolition poste existant	21	u	700 000	14 700 000
8	Réseaux MT	35	km	30 000 000	1 050 000 000
9	Restructuration et reprise du réseau BT	10	km	15 000 000	150 000 000
	<b>TOTAL</b>				<b>4 069 700 000</b>

## 12. Remplacement des équipements de protection des sous -stations régionales (St Louis, Louga, Kaolack) PHASE 1: LOUGA

Ces projets d'un coût de 85 millions seront financés par Senelec. Le dossier d'appel d'offres sera finalisé en fin mai 2013 et transmis à la Direction Centrale des Marchés Publics.

## 13. Remplacement du tableau 30kV de la sous station Kaolack

Ce projet d'un coût de 148,75 millions sera financé par Senelec. Le dossier d'appel d'offres sera finalisé en fin mai 2013 et transmis à la Direction Centrale des Marchés Publics.

## 14. Boucle 90 kV phase 1 (cette phase n'est pas intégrée dans la base tarifaire)

### a. Préambule

Le projet de la boucle 90 kV de Dakar d'un montant de 23 393 146 539 F.CFA a été financé par le gouvernement Chinois et sa réalisation est confiée à l'entreprise Chinoise CMEC. Le projet permet sécuriser l'alimentation en énergie électrique de la capitale, améliorer la souplesse d'exploitation du réseau de distribution et augmenter la puissance injectée sur le réseau.

### b. Consistance des travaux :

Les travaux comportent deux lots:

- LOT N°1 : Réseaux

#### Câbles électriques

- 26 Km de câble souterrain aluminium 90 KV entre MARISTES - PATTE D'OIE – AEROPORT- UNIVERSITÉ – BEL AIR.
- 29,5 Km de câble de fibre optique HANN-PATTE D'OIE – AGENCE PATTE D'OIE – AEROPORT - AGENCE OUKAM – UNIVERSITÉ - AGENCE MEDINA - AGENCE VINCENS.

- LOT N°2 : Postes

#### Poste PATTE D'OIE

GIS, blindé 90 kV à double jeu de barres de 3150 A avec 7 travées départs câbles 90 kV de 1250 A,

#### Poste AEROPORT

GIS, blindé 90 kV à simple jeu de barres de 2500 A avec 7 travées 90 kV de 1250 A et 2 transformateurs 90/30 kV de 40 MVA ;

### **Poste UNIVERSITE**

GIS, blindé 90 kV à simple jeu de barres de 2500 A avec 7 travées 90 kV de 1250 A et 2 transformateurs 90/30 kV de 40 MVA

Poste BEL AIR

GIS, blindé 90 kV à double jeu de barres de 3150 A avec 4 travées départs câbles 90 kV de 1250 A

#### **c. Financement du projet**

La Convention de marché de la Boucle 90 KV de Dakar a été signée le 06 octobre 2006 entre Senelec et CMEC pour un montant de 23 393 146 539 F.CFA. Après signature de l'accord de prêt, les conditions de paiement ont été négociées entre Senelec et CMEC fixant l'avance de démarrage à 30 %, dont 25 % payable par Eximbank et 5% par Senelec.

Les 5% de Senelec d'un montant de 1 169 657 327 FCFA ont été payés à CMEC en Août 2007.

Les 25% de EXIMBANK de Chine d'un montant de 5 848 286 635 FCFA ont été payé le 28 avril 2008 .

### **Avenant 1**

Pour bénéficier de la totalité du financement mise en place par Eximbank, l'apport de 5% de Senelec en part local est considéré comme ressource financière supplémentaire, mise au profit de l'extension du poste blindé 90 kV de Bel Air. Ce qui a fait augmenter le montant de Convention de 23 393 146 539 CFA à 24 562 803 801 FCFA et justifie la signature de l'avenant n°01/2007.

### **Avenant 2**

Compte tenu du retard lié au paiement d'avance de démarrage, les prix unitaires ont été actualisé conformément à la convention qui stipule en son article 10.2 que les prix unitaires sont fermes, définitifs, non révisables, si le Contrat entre en vigueur dans un délai de six (6) mois à partir de la signature, mais actualisables aux conditions définies dans les Conditions particulières.

Il est mentionné dans les conditions particulières qu'au cas où les conditions d'entrée en vigueur, de délais de réalisation ou de paiement, s'avèreraient non conformes aux prévisions et en dehors de tout fait imputable au Contractant, les prix seront actualisés selon les formules prévues à l'article 52.2 du présent C.C.A.C (2ème partie).

Cette actualisation a induit une augmentation de 3 189 963 831 FCFA

Il faut également noter au cours des négociations pour la signature de la convention, Senelec avait alors proposé de fixer le coût des travaux de génie civil sur la base de son propre évaluation à 3 587 065 892 FCFA contre la mention dans le contrat que Senelec supporterait la différence à l'issue d'un Appel d'Offres conjoint des travaux de Génie Civil.

A l'issue de cet Appel d'Offres, le montant global de génie civil s'élève à 4 904 986 851 FCFA, soit une augmentation de 1 317 920 959 FCFA par rapport au montant fixé par Senelec.

La variation des quantités à la suite de l'approbation des études de base ont engendré une plus-value de 818 567 245 FCFA.

A la suite des négociations, le montant global s'élève à 28 568 413 401 FCFA soit une augmentation de 5 175 266 671 FCFA par rapport au montant du marché de base qui est de 23 393 146 729 FCFA.

Cette augmentation est à l'origine de la signature de l'avenant n°02/2008 qui prévoit par la même occasion l'entrée en vigueur du contrat le 15 janvier 2009 avec un réajustement en conséquence du délai de 24 mois au lieu de 20 mois.

### **Avenant 3**

Dans la Convention de marché de la Boucle 90 KV de Dakar signée le 06 octobre 2006 entre Senelec et CMEC, seule la parité entre la monnaie locale CFA et l'Euro a été fixée. Ainsi le 12 octobre 2009, Senelec et CMEC ont signé l'avenant 3 pour fixer le taux de change entre l'EURO et RMB en prenant celui du 6 octobre 2006 (1 Euro = 10,0556 RMB). Ceci dans le souci d'éliminer les risques potentiels dans le processus de mise en œuvre du projet liés à la fluctuation du taux de change entre l'Euro et la monnaie chinoise RMB.

### **Financement Complementary**

Pour la prise en charge de ce dépassement du financement de Eximbank, Senelec a adressé une lettre au Ministère de l'Energie, pour la requête d'un financement complémentaire à hauteur de 5 175 266 671 FCFA, dans les mêmes conditions de prêt.

Il faut noter que CMEC a créé une filiale au Sénégal appelée « CMEC Sénégal » chargée de la facturation des prestations locales, les autres prestations seront facturées par CMEC Chine.

Ainsi CMEC a introduit au courant du mois d'octobre 2009 les factures suivantes :

- la facture d'avance de démarrage d'un montant de 2 741 934,74 Euro TTC de l'Avenant n°2, accompagnée d'une caution d'un montant de 1 526 628,05 Euro. La différence entre ces deux montants provient du fait que CMEC avait déposé une caution globale de 25% sur sa première facture d'avance de démarrage, couvrant une partie du montant des travaux de génie civil initialement prévus dans le Contrat. L'Avenant n°2 est relatif au dépassement du montant des travaux de Génie civil et à la réactualisation des coûts ;
- la facture d'avancement sur travaux de génie civil d'un montant de 584 675,83 Euro TTC
- la facture d'avancement sur approvisionnement d'un montant de 911 928,87 Euro HT-HD.

Ces factures ont été certifiées par Senelec depuis le 13 octobre 2009 et envoyée à Exim Bank de Chine pour paiement via le Ministère de l'Economie et des Finances.

#### **d. Avancement des travaux**

##### **Etudes**

Les études topographiques, géotechniques et de sondages au niveau des postes de Patte D'oie, Aéroport, Université et Bel Air ainsi que le parcours du réseau souterrain sont réalisées à 100% et les rapports sont remis.

Dans le cadre de l'exécution du projet, Senelec s'est confronté à un problème de passage sur le tronçon Université - Bel Air l'obligeant à changer de tracé. Le changement de tracé sur cette section est motivé par le souci de :

- De contourner le projet de trémie au carrefour de l'Avenue Cheikh Anta Diop et des deux voies du canal 4 vers la Corniche (Lycée Delafosse), dont les plans d'exécution ne sont pas encore disponibles.
- éviter le long passage sous chaussée de la rue 22 à la Médina plus laborieux

- éviter la traversée de l'autoroute à péage au croisement de l'Avenue Malick Sy avec démolition et choix d'un parcours permettant la traversée par l'un des passages réservés aux concessionnaires de réseaux entre les ponts de Malick Sy et Colobane, sans démolition.

Les études topographiques, géotechniques et de sondages sont en cours de reprise sur le nouveau tracé entre Université et Bel Air.

Par contre l'ensemble des études sur les tracés Patte d'Oie - Aéroport et Aéroport – Université sont réalisées à 100%.

Les études préliminaires appelées « Basic design » :

- Postes (Patte d'oie, Aéroport, Université et Bel Air) : Génie Civil et Equipement Electrique terminés à 100% et approuvés par Senelec,
- Tracé câble Patte d'Oie – Aéroport : Plans terminés et approuvés par Senelec,
- Tracé câble Aéroport – Université : Plans terminés et approuvés par Senelec.
- Tracé câble Université – Bel Air : les plans sont en cours d'établissement après le changement de tracé

Les études d'exécution

- Postes (Patte d'oie, Aéroport, Université et Bel Air)
  - o Génie civil : les études sont terminées à 100% et approuvées
  - o Equipement Electrique : Tous les études des équipements 90 KV et 30 KV sont terminées et approuvées. Il ne reste que les protections et le contrôle commande dont le dossier est en cours d'approbation.
- Tracé câble Patte d'Oie – Aéroport : études terminées et approuvées,
- Tracé câble Aéroport – Université : le tracé a été modifié pour prendre en compte le projet d'élargissement de la route sur cette section et l'approbation est en cours,
- Tracé câble Université – Bel Air : la reprise des suite à la modification du tracé est en cours.

#### **e. Approvisionnement**

CMEC a lancé ses commandes de fournitures de matériels avec les fournisseurs chinois sur les transformateurs, les cellules GIS 30kV, les accessoires de câble, le matériel de télécommunication, l'équipement de relais de protection, GIS 90 KV, les câbles, les accessoires de câbles, etc.

#### **Le Matériel réceptionné**

Les équipements suivants ont fait l'objet de réception en usine en présence des représentants de Senelec :

- Les transformateurs 90/30 KV
- Les GIS 90 KV
- Les Pylônes
- Les accessoires de câbles (Boite de Jonction et Extrémité)
- Les équipements télécoms (Router Cisco 7609, PABX Sopho iS3030 et les multiplexeurs)

#### **Le Matériel approvisionné**

Les équipements suivants ont été livrés ou sont en cours d'approvisionnement :

- Buses PVC diamètre 200 et 50 : la production est terminée

- Transformateurs de Distribution sur site
- GIS 90 KV pour les postes de Aéroport et Université,
- 2 transformateurs 90/30 KV pour le poste de l'Aéroport,
- Accessoire de câbles,
- Equipement télécoms (Router Cisco 7609, PABX Sopho iS3030 et les multiplexeurs),
- Circuits Bouchon,

#### **f. Travaux**

Toutes les autorisations relatives à ce projet ont été remises à CMEC

Le câble 30 KV entre Hann et le Poste de Patte d'Oie est terminé et mis en service depuis le 16 janvier 2009, pour l'alimentation provisoire du chantier et plus particulièrement de l'usine de fabrication de PVC.

La pose de la fibre optique entre Hann et le Poste de Patte d'Oie est réalisée à cette occasion dans la même tranchée et restera en attente, son raccordement se fera après la livraison des multiplexeurs.

##### **Poste Patte d'Oie :**

- Les travaux de terrassement sont réalisés à 100%,
- Local gardien : Gros œuvre (Fondation, Poteaux et plancher haut) réalisés à 100%,
- Poste 30 KV : Gros œuvre (Fondation, Poteaux et plancher haut) réalisés à 100%,
- Poste 90 KV : Fondation et longrines terminées,
- Clôture : fondation réalisée à 70%.

NB : les travaux sont à l'arrêt.

##### **Poste Aéroport**

- Les travaux de terrassement sont réalisés à 100%,
- Fondation réalisée à 100%,
- Poteaux et longrine terminés à 100%,
- Plancher haut terminé à 100%,
- Maçonnerie agglos terminés à 100%,
- Les travaux d'enduit au mortier et de dallage sont en cours (à 80%).

NB : les travaux se déroulent normalement

##### **Poste Université**

- Les travaux de terrassement sont réalisés à 100%,
- Fondation réalisée à 100%,
- Poteaux et longrine terminés à 100%,
- Plancher haut terminé à 100%,
- Maçonnerie agglos en cours (à 30%).

NB : les travaux sont perturbés de manière sporadique par les étudiants qui demandent l'arrêt systématique des travaux.

##### **Poste Bel Air**

- Les travaux de terrassement sont réalisés à 100%,
- Fondation réalisée à 100%,
- Poteaux et longrine terminés à 100%,

- Le ferrailage du plancher supérieur est en cours (à 45%)

NB : les travaux se déroulent normalement

#### **Tracé câble Patte d'Oie – Aéroport**

- les tranchées sont réalisées à 82%,
- la pose des buses est réalisée à 82%,
- l'enrobage du béton est réalisé à 82%,
- 22 regards sont terminés sur ce tronçon.

#### **Tracé câble Aéroport – Université**

Le démarrage des travaux sur ce tronçon a été effectif depuis le 22/02/2010.

#### **Tracé câble Université – Bel Air**

Compte tenu du changement de tracé sur ce tronçon, les travaux sont suspendus jusqu'à la finalisation des études.

### **15. Boucle 90 kV phase 2 Distribution**

Ce projet d'un coût initial de 34 milliards en 2010 composé d'une part locale et d'une part en devises est financé par EXIM BANK of China. Une réactualisation du projet en prenant en compte le taux de change actuel ramène le coût à 37,8 Milliards. Le niveau de réalisation est à hauteur de 12,865 Milliards en 2013. Il est prévu un volume d'investissement de 19,405 Milliards en 2014 et 5,549 Milliards en 2015.

#### **a. Préambule**

Pour rentabiliser les investissements faits dans le cadre du projet de la Boucle 90 KV de Dakar, il a été jugé nécessaire de réaliser les travaux de renforcement et d'extension du réseau de distribution de Dakar dans une seconde phase, permettant d'atteindre la clientèle Senelec.

La réalisation de ce projet permettra de :

- Augmenter la capacité de transit au niveau des feeders
- Réduire le niveau de pertes techniques
- Réduire les pertes non technique par la sécurisation des systèmes de comptage
- Assurer une plus grande souplesse d'exploitation
- Développer les ventes
- Améliorer la qualité de service

#### **b. Consistance des travaux :**

- Les travaux consistent à la :
- Reconstruction et passage des postes de transformation du réseau 6.6 KV au 30 KV
- Réhabilitation et passage en 30KV du poste de thiaroye,
- Création et réhabilitation de nouveaux postes
- Création et réhabilitation de départs 30 KV
- Réalisation de la télécommande de postes stratégiques
- Extension Réseaux BT

- Mise en place d'un Banc d'étalonnage des compteurs
- Télé relève
- Sécurisation du système de comptage de Senelec
- Achat de compteurs prépaiement et mise en place du système standard de gestion des compteurs de prépaiement.
- Réalisation du projet CPL

**c. Financement du projet**

Ce projet financé à hauteur 32,138 milliards de francs CFA par le gouvernement chinois à travers EXIMBANK de chine a fait l'objet de la signature d'un Framework Contract le 7 août 2009 de RMB 500 000 000, équivalent € 50 000 000 et US\$75.00 million.

Pour l'établissement et la signature de la convention de marché entre Senelec et CMEC, les 2 parties sont actuellement en négociation des dossiers techniques.

**d. Avancement des négociations**

L'entreprise chinoise chargée de la réalisation des travaux a envoyé à Dakar une délégation depuis Février 2010, pour les discussions des spécifications techniques et l'établissement des quantitatifs devant aboutir à la signature de la Convention de marché.

A ce jour, CMEC a reçu l'ensemble des dossiers techniques et a soumis son offre technique que Senelec a fini d'analyser avec ses observations.

CMEC est entrain de corriger son offre technique et de préparer en même temps son offre commerciale.

Le contrat de travaux est déjà signé. La mise en œuvre va s'étendre sur la période 2014, 2015.

**e. Détails des coûts**

No.	Item	TOTAL Montant Contrat		TOTAL Montants certifié au 30/11/2013	
		Montant (Euro)	Montant (RMB)	Montant (Euro)	Montant (RMB)
1	CPL	1 432 132,15	-	510 972,57	-
2	Extension GIS Bel Air	104 751,55	17 991 571,69	20 950,31	17 091 993,11
3	Système et Compteurs Prépaiement	614 699,91	76 105 090,38	157 404,46	15 221 018,08
4	Postes MT/BT, thiaroye et Usine des Eaux	17 826 296,04	50 747 746,60	4 644 041,99	12 555 097,82
5	Réseaux Moyenne Tension	4 591 504,56	97 084 837,88	926 916,91	47 667 359,15
6	Réseaux Basse Tension	989 713,07	13 274 860,86	206 558,61	6 959 159,02
7	Autres équipements et Provision	3 198 640,43	1 852 026,89	647 563,94	370 405,38
	<b>TOTAL</b>	<b>28 757 738</b>	<b>257 056 134</b>	<b>7 114 409</b>	<b>99 865 033</b>
	<b>TOTAL CFA</b>		<b>37 809 656 292</b>		<b>12 855 142 147</b>

#### **16. Ligne Ourossogui-Oréfondé**

Ce projet a pour objet de renforcer la souplesse et la sécurité de l'exploitation dans la zone. Le coût du projet est de 985 Millions de F CFA financé par la Banque Mondiale. La mise en service de la ligne est prévue en Octobre 2014

#### **17. Electrification Rurale Délégations Régionales**

Ce projet d'un coût de 12,706 milliards de F CFA vise à développer l'accès à l'électricité dans les villages du Sénégal pour atteindre le taux de 50% en 2017.

Le dossier d'appel d'offres sera terminé en fin Juin 2013. Senelec attend la notification du financement par le MEM pour transmission à la Cellule Passation de Senelec puis à la Direction centrale des marchés publics. Si les contrats de travaux sont signés en mi 2014, les travaux pourront démarrer en 2014 et se terminer en 2015 soit une durée de travaux de 24 mois.

#### **18. Electrification Urbaine**

Ce projet d'un coût de 2,950 milliards est financé par le budget de l'Etat.

Le dossier d'appel d'offres sera finalisé en fin Juin 2013. Senelec attend la notification du financement par le MEM pour transmission à Cellule Passation de Senelec à la Direction Centrale des marchés publics. Si les contrats de travaux sont signés en mi 2014, les travaux pourront démarrer en 2014 et se terminer en 2015 soit une durée de travaux de 18 mois.

#### **19. Extension réseau à Touba, Tivaouane**

Ce projet d'un coût de 2 milliards de F CFA vise à développer l'électrification dans les villes de Touba, Tivaouane est financé par le budget de l'Etat.

Le Dossier d'appel d'offres sera terminé en fin Juin 2013. Senelec attend la notification du financement par le MEM pour transmission à Cellule Passation de Senelec puis Direction Centrale des marchés publics. Si les contrats de travaux sont signés en mi 2014, les travaux pourront démarrer en 2014 et se terminer en 2015 soit une durée de travaux de 18 mois.

#### **20. Electrification de Médina Gounass**

Ce projet d'un coût de 1,109 milliard de F CFA consiste à développer l'électrification à Médina Gounass en électrifiant divers quartiers de Médina Gounass et développement de l'éclairage public. Ce projet est financé par le budget de l'Etat.

Le dossier d'appel d'offres sera terminé en fin Juin 2013. Senelec attend la notification du financement par le MEM pour transmission à Cellule Passation de Senelec puis à la Direction Centrale des Marchés Publics. Ce projet est financé par le budget de l'Etat. Si les contrats de travaux sont signés en mi 2014, les travaux pourront démarrer en 2014 et se terminer en 2015 soit une durée de travaux de 18 mois.

## **21. Création secteurs pour développement des ventes Dakar 1**

Ce projet d'un coût de 1,857 milliards de F CFA est financé par le budget de l'Etat.

Le Dossier d'appel d'offres sera terminé en fin Juin 2013. Senelec attend la notification du financement par le MEM pour transmission à cellule de passation des marchés à la Direction Centrale des Marchés Publics.

## **22. Raccordement de 2 centres secondaires isolés**

Le projet d'un coût de 1,912 milliard est financé par le PASE. La mise en service est programmée pour le mois de Novembre 2014. Le dossier d'appel d'offres a été envoyé à la Banque Mondiale et la Direction Centrale des marchés publics pour avis de non objection. L'objectif pour le lancement du dossier d'appel d'offres est prévu pour la fin mai 2013.

## **23. Travaux du Programme d'Urgence 2010-2011 d'Electrification Rurale**

Ce projet d'un coût de 850 millions de F CFA est financé par le budget de l'Etat du Sénégal. Le matériel est disponible et stocké et les entreprises de travaux sélectionnées. Les études sont en cours d'exécution dans.

Le début des installations de matériel est prévu en juin 2013 et la fin des travaux pour fin Novembre 2013.

## **24. Travaux du Programme d'Urgence 2010-2011 d'Electrification Rurale Bis**

Ce projet d'un coût de 850 millions de F CFA est financé par le budget de l'Etat du Sénégal. Le dossier d'appel d'offres pour la sélection des prestataires est en cours.

## **25. Obligations Contractuelles budget 2013**

Le dossier d'appel d'offres est en préparation pour transmission à Cellule Passation de Senelec puis à la Direction Centrale des marchés publics. Ce projet d'un coût de 680 millions de F CFA est financé sur fonds propre.

# **IV. AUTRES INVESTISSEMENTS**

Ces investissements concernent principalement les travaux de : Génie Civil, les projets informatiques, les aménagements des locaux des Directions etc.

- Agence St Louis (600 millions) à démarrer
- Agences saccagées (222 millions)
- Système d'information géographique (SIG) 800 millions
- Magasin général de Senelec (500 millions)
- Agence de Touba (500 millions)
- Immeuble Action Sociale (2500 millions)

- Immeuble Peytavin (4000 millions) : Les études d'avant-projet architecturales sont faites pour ces deux projets. La recherche de financement est en cours. Une démarche est entreprise avec la Caisse de Dépôt et de Consignation pour la réalisation des projets. Un protocole d'accord est en cours avec le groupe Sud-Africain Basil Read pour la réalisation des immeubles.
- Immeuble ex DRH et Recherche Scientifique (7000 millions)
- Remise aux normes salle informatique
- Schéma directeur de l'infrastructure systèmes et réseaux
- Consolidation et virtualisation des postes de travail - Client Léger
- Agence Mbour (500 millions) pas dans le budget 2013
- Agence de Kaolack (500 millions)
- Unités Commerciales de Fatick (500 millions)
- Unités commerciales KAOLACK (500 millions)
- Unités commerciales TAMBACOUNDA (500 millions)
- Agence Thiaroye (500 millions)
- Besoins investissement pour respecter les normes
- Agence principale de Matam (25 millions) fini
- Bureau commercial de Darou Mousty (40 millions) fait
- Bureau commercial de Vélingara (5 millions) fait
- Bureau commercial de Médina Gounass (5 millions) fait
- Aménagement Agence Prestige 4C (7 millions) fait
- Agence Rurale de Foundioune (10 millions) fait
- Bureau Commercial de Kébémér (11 millions) fait
- Bureau commercial de Bakel (3 millions) fait
- 10 Districts (500 millions)
- 20 bureaux de quartiers (500 millions)
- Mise en place d'un Système de Gestion de Maintenance Assistée par Ordinateurs
- Mise en place d'un Système de Surveillance Unifiée des Equipement Réseaux (SUER)
- Mise en place d'un nouveau Système d'information Clientèle (NSIC)
- Mise en place d'un système de Management Qualité, Sécurité et Environnement

#### 1. Siège de Saint Louis

Le Marché est attribué d'un coût de 600 millions est attribué à SARRE- CONS depuis 2009. Les travaux ont démarré courant avril 2013 après une longue attente due au retard sur le paiement de l'avance de démarrage et les problèmes de sol.

#### 2. Reconstruction des agences saccagées : l'attribution faite, marchés en cours d'enregistrement.

3. Système d'information géographique : ANO DCMP obtenu, Avis de manifestation d'Intérêt à publier après correction du PPM
4. Construction du Magasin Général de Senelec à Hann : le projet n'est retenu dans le budget de 2013
5. Programme d'immeubles Senelec : Un programme de 15 milliards est ficelé ; le financement est à rechercher.
6. Système d'information Commerciale  
Ce projet compte les composantes suivantes :
  - Licences (3000 millions)
  - Matériel : 760 millions
  - Conseil et intégration : 1 164 millions
  - Formation : 150 millions

Sa réalisation est étalée sur trois ans. Le coût du projet est réajusté.

## **7. Les prochaines étapes du processus de révision des conditions tarifaires**

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHÉANCE
<b>2<sup>de</sup> CONSULTATION PUBLIQUE</b>			
Deuxième consultation publique	Commission	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires. Publication des éléments de paramétrage de la nouvelle Formule de contrôle des revenus de Senelec. Publication de la durée de la consultation publique	<b>du 03 février au 05 mars 2014</b>
<b>PHASE DE MISE AU POINT</b>			
<u>Eventuellement</u> Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Énergie	Publications des nouvelles orientations	<b>10 mars 2014</b>
<u>Eventuellement</u> Révisions des projections pour la période 2014-2016	Senelec	Révision par Senelec des projections pour la période 2014-2016 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	<b>14 mars 2014</b>
Projet de décision	Commission	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	<b>17 mars 2014</b> (24 mars 2014 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Contestation du projet de décisions	Senelec	Transmission de la contestation au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission de la contestation	<b>20 mars 2014</b> (27 mars 2014 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Choix d'un Expert	Ministre chargé de l'Énergie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission, aux frais de SENELEC	<b>27 mars 2014</b> (03 avril 2014 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Conclusions de l'Expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC	<b>10 avril 2014</b> (17 avril 2014 en cas d'ajustement des objectifs)
Décision finale	Commission	Publication par la Commission de la décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	<b>24 mars 2014</b> (24 avril 2014 en cas d'ajustement des objectifs et de contestation du projet de décision)



**Commission de régulation  
du secteur de l'électricité**



**Ex Camp Lat Dior – BP : 11701 – Dakar**

**Tél. : (221) 33 849 04 59 – Fax : (221) 33 849 04 64**

