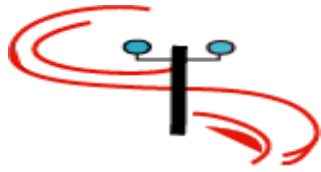




*République du Sénégal*



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

---

# **Révision des conditions tarifaires de Senelec**

**Période tarifaire 2014 – 2016**

**Première consultation publique**

Document de consultation

---

**Février 2013**

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
<b>SYNTHESE DU BILAN DE SENELEC</b> .....	<b>7</b>
1. SITUATION DE LA PRODUCTION.....	7
1.1. <i>L'évolution de la capacité</i> .....	7
1.2. <i>La disponibilité et l'utilisation</i> .....	10
1.3. <i>L'évolution de la production d'électricité</i> .....	11
1.4. <i>L'évolution des charges de combustibles</i> .....	12
1.5. <i>L'évolution des autres charges d'exploitation</i> .....	18
2. SITUATION DU TRANSPORT.....	20
3. SITUATION DE LA DISTRIBUTION.....	21
4. SITUATION DES VENTES.....	21
4.1. <i>L'évolution des ventes</i> .....	21
4.2. <i>L'évolution du rendement</i> .....	23
4.3. <i>L'évolution de la clientèle</i> .....	23
4.4. <i>L'évolution des revenus</i> .....	25
5. SITUATION DE LA QUALITE DU SERVICE.....	25
6. SITUATION DES INVESTISSEMENTS.....	26
7. SITUATION FINANCIERE.....	28
8. APPRECIATION DE L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS.....	32
<b>SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2011 -2013</b> .....	<b>33</b>
1. SUIVI DES NORMES.....	33
1.1. <i>Normes de branchement Basse Tension sans modification de réseau</i> .....	34
1.2. <i>Normes de sécurité et de disponibilité (ENF)</i> .....	34
1.3. <i>Normes de facturation</i> .....	35
2. SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION.....	35
<b>CONDITIONS TARIFAIRES ACTUELLES</b> .....	<b>38</b>
1. PRESENTATION.....	38
1.1. <i>Formule de contrôle des revenus</i> .....	38
1.2. <i>Validité de la Formule de contrôle des revenus</i> .....	40
1.3. <i>Indexation des revenus et ajustement des tarifs</i> .....	40
1.4. <i>Compensation de revenus</i> .....	40
2. APPLICATION.....	41
3. FONCTIONNEMENT DE LA REGULATION TARIFAIRE.....	42
<b>NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS 2014 - 2016</b> .....	<b>43</b>
1. OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION.....	43
1.1. <i>Zones urbaines</i> .....	43
1.2. <i>Zones rurales</i> .....	44
2. NORMES ET INCITATIONS CONTRACTUELLES.....	45
2.1. <i>Normes relatives aux clients finaux</i> .....	45
2.2. <i>Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale</i> .....	48
<b>METHODOLOGIE DE REVISION</b> .....	<b>52</b>
1. DETERMINATION DU PROFIL DES REVENUS ET DES TARIFS PLAFONDS.....	53
2. DEFINITION ET PARAMETRAGE D'UNE FORMULE D'INDEXATION.....	55

## LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Planning de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014 - 2016	58
Annexe 2 : Bilan de Senelec .....	64
Annexe 3 : Détail des investissements 2011 - 2013 .....	125
Annexe 4 : Formule de contrôle des revenus.....	131
Annexe 5 : Normes et Obligations applicables pour la période 2014-2016.....	138

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Evolution de la structure du parc de production selon le type d'équipement .....	9
Figure 2 : Disponibilité estimée des principales centrales du RI en 2012.....	10
Figure 3 : Evolution des effets prix et quantité sur les dépenses en combustibles.....	14
Figure 4 : Répartition des produits d'exploitation de la période .....	29
Figure 5 : Répartition des charges d'exploitation de la période .....	31

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Synthèse de l'évolution des puissances installées .....	8
Tableau 2 : Synthèse de l'évolution des puissances assignées.....	9
Tableau 3 : Synthèse de l'évolution du coefficient de disponibilité .....	10
Tableau 4 : Synthèse de l'évolution des taux d'utilisation.....	11
Tableau 5 : Evolution de l'Energie nette livrée .....	12
Tableau 6 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production nette et des achats d'énergie .....	12
Tableau 7 : Evolution des charges de combustibles.....	13
Tableau 8 : Analyse comparative de l'évolution des charges de combustibles avec les projections de ventes .....	15
Tableau 9 : Analyse comparative de l'évolution des charges de combustibles avec la baisse des ventes .....	17
Tableau 10 : Evolution des autres charges d'exploitation.....	18
Tableau 11 : Analyse comparative des autres charges d'exploitation de 2011 .....	18
Tableau 12 : Analyse comparative des autres charges d'exploitation provisoires de 2012 .....	19
Tableau 13 : Analyse comparative des autres charges d'exploitation réajustées de 2013 .....	19
Tableau 14 : Analyse des revenus non régulés de la période 2011 - 2013 .....	19
Tableau 15 : Analyse la base tarifaire de la période 2011 - 2013.....	20
Tableau 16 : Evolution des ventes d'énergie .....	22
Tableau 17 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes.....	22
Tableau 18 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement .....	23
Tableau 19 : Impact de la baisse du rendement .....	23
Tableau 20 : Evolution de la clientèle .....	24
Tableau 21 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle .....	24
Tableau 22 : Evolution des revenus 2011 et 2012 .....	25
Tableau 23 : Répartition des interruptions par nature.....	26
Tableau 24 : Evolution des interruptions réseaux.....	26
Tableau 25 : Synthèse des investissements Senelec 2011 - 2012.....	27
Tableau 26 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements .....	27
Tableau 27 : Synthèse des investissements supportés par l'Etat 2011 - 2013 .....	28

<i>Tableau 28 : Evolution des produits d'exploitation</i>	29
<i>Tableau 29 : Répartition des produits d'exploitation</i>	29
<i>Tableau 30 : Evolution des charges d'exploitation</i>	29
<i>Tableau 31 : Répartition des charges d'exploitation</i>	30
<i>Tableau 32 : Analyse comparative des réalisations et des projections des charges d'exploitation</i>	31
<i>Tableau 33 : Suivi des normes de visites Basse Tension</i>	34
<i>Tableau 34 : Suivi des normes de branchement Basse Tension</i>	34
<i>Tableau 35 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité</i>	34
<i>Tableau 36 : Suivi des normes de facturation</i>	35
<i>Tableau 37 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain</i>	36
<i>Tableau 38 : Estimation des taux d'électrification en milieu urbain</i>	36
<i>Tableau 39 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural</i>	37
<i>Tableau 40 : Estimation des taux d'électrification en milieu rural</i>	37
<i>Tableau 41 : Evolution de l'inflation</i>	41
<i>Tableau 42 : Evolution des revenus autorisés et perçus</i>	42
<i>Tableau 43 : Synthèse comparaison RMA avant redevances et corrections et revenus régulés requis</i>	42
<i>Tableau 44 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu urbain</i>	44
<i>Tableau 45 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural</i>	44

# INTRODUCTION

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

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de Senelec, en son article 36 modifié, et le Cahier 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 cette période, la formule doit être révisée par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), après consultation des parties prenantes notamment Senelec.

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

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 dispose d'une procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires. Elle, elle démarre 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 la Senelec en octobre 2012, pour arriver à la formulation de nouvelles conditions tarifaires à la fin de l'année 2013.

Senelec a soumis un rapport présentant le bilan de son exploitation sur la période 2011 -2013 et son appréciation de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus actuellement en vigueur.

Le Ministre de l'Energie a publié un document fixant les normes et obligations d'électrification de Senelec pour la période 2014 -2016, ainsi que les incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

Le présent rapport, qui constitue le document de base pour la première consultation publique, présente une synthèse du bilan de Senelec ainsi que son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus sur la période 2011 -2013.

Il résume également les nouvelles normes et obligations fixées à Senelec par le Ministre chargé de l'énergie pour la période 2014 -2016 et présente la méthodologie que la CRSE compte utiliser pour réviser les conditions tarifaires actuelles de Senelec.

L'objet de la présente consultation publique est de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments contenus dans ce document. La consultation a lieu du 27 février au 29 mars 2013.

La Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 29 mars 2013 à 18 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- Dakar ;
- par courrier électronique à l'adresse [consultation@crse.sn](mailto:consultation@crse.sn) ;
- en demandant à être entendues par la Commission, la requête devant être déposée au plus tard le 18 mars 2013.

# SYNTHESE DU BILAN DE SENELEC

Senelec a soumis à la Commission un rapport, joint en **Annexe 2**, présentant le bilan de son activité sur la période triennale 2011 – 2013 qui comporte :

- les réalisations de l'année 2011 ;
- les réalisations provisoires de l'année 2012 ; et
- les projections réajustées de l'année 2013.

Le bilan fait ressortir, sur le plan technique, une couverture de la demande déficitaire en 2011 qui s'est améliorée en 2012. Pour 2013, elle devrait se stabiliser à son niveau de 2012.

Sur le plan financier, la situation est toujours précaire, en dépit de l'amélioration notée à partir de 2012.

Cette situation découle d'un contexte difficile marqué par un retard important dans la mise en service de nouveaux équipements de production, le recours à la location de groupes fonctionnant au diesel oil, une forte inflation sur les prix des produits pétroliers et le retard dans la mise en œuvre des mesures de restructuration opérationnelle et financière.

## 1. Situation de la Production

La production d'énergie électrique au Sénégal a été essentiellement assurée, en 2011 et en 2012, par des unités thermiques, qui fournissent 91% de la production. La centrale hydroélectrique de MANANTALI participe à hauteur de 9% de l'offre de production. En 2013, la part de l'hydroélectricité devrait atteindre 11% avec la mise en service de la centrale hydroélectrique de Félou.

### 1.1. L'évolution de la capacité

La capacité nominale du parc de production devrait évoluer de 687 MW à 837 MW sur la période 2010 - 2013, soit une croissance globale de 22% correspondant à une évolution moyenne annuelle de 6,8% contre 6,9% par an sur la période 2005 – 2009. Les projections initiales prévoyaient une évolution de la puissance installée de 12,2%.

La capacité installée est restée quasiment stable sur la période après avoir enregistré une augmentation de 151,5 MW de location en 2011. Elle a évolué de 838,5 MW en 2011 à 854,5 MW en 2012 et 837,4 MW projetée en 2013.

Cette évolution s'explique par :

- La location de groupes fonctionnant au diesel oil pour une capacité de 150 MW en 2011 et 2012, réduite à 50 MW en 2013 ;
- La location d'une capacité de 4 MW utilisant le gaz naturel, installée au niveau de la SOCOCIM en 2011 et 2012 et qui sera portée à 19 MW en 2013 ;
- La location de 6 MW à Tambacounda en 2012 et 2013 ;
- La location de 2 MW supplémentaires à Boutoute depuis 2011 portant la capacité en location au niveau de cette centrale à 10 MW ;
- Les extensions prévues en 2013 des centrales de C6 de Bel Air (+32,9 MW) et C7 de Kahone (+30 MW) ; et
- La mise en service en 2013 de la centrale hydroélectrique de Félou (+15 MW pour le Sénégal).

Par rapport à la capacité installée projetée, un dépassement de 13,8% a été enregistré en 2011 alors que pour 2012, un retard de 23,3% est estimé. Pour 2013, un déficit de 133 MW par rapport aux projections initiales, soit 13,7%, devrait être enregistré en dépit du maintien de la location (SOCOCIM 19 MW, APR 50 MW, Tambacounda 6 MW et Boutoute 10 MW). Cette situation s'explique essentiellement par la non réalisation des projets d'unités de production conteneurisées (PPS) et des centrales sur barges au niveau du Réseau Interconnecté (RI) pour respectivement 70 MW et 128 MW et le retard dans la mise en œuvre des extensions des centrales régionales de Tambacounda et Boutoute.

Le tableau ci-dessous fournit une synthèse de l'évolution de la capacité installée entre 2010 et 2013.

**Tableau 1 : Synthèse de l'évolution des puissances installées**

Puissance Installée	2010	2011	2012	2013	TCAM*	2010-2013
Réalisations en MW	<b>686,50</b>	838,50	854,50	837,40	<b>6,8%</b>	<b>22,0%</b>
Projections en MW		736,50	1 113,40	970,40	<b>12,2%</b>	<b>41,4%</b>
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		<b>102,0</b>	<b>- 258,9</b>	<b>- 133,0</b>		
		<b>13,8%</b>	<b>-23,3%</b>	<b>-13,7%</b>		

*NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec*

*\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

Sur la même période, la puissance assignée (puissance de référence exploitable) a connu une évolution plus importante du fait du renouvellement des équipements, avec une croissance moyenne annuelle de 8,2% contre 6,15% sur la période 2005 - 2009. Toutefois, cette évolution reste en deçà des projections initiales qui prévoyaient une évolution de 15,9% par année.

Ainsi, la puissance assignée globale devrait passer de 540,4 MW en 2010 à 683,6 MW en 2013. Pour ce qui concerne le réseau interconnecté, la puissance assignée devrait atteindre 637,8 MW en 2013 contre 503,3 MW en 2010.

Comparée aux prévisions initiales, la puissance assignée a enregistré un dépassement de 14,3% en 2011 et un retard de 30,9% en 2012. En 2013, un retard de 158,5 MW soit 18,8% devrait être noté.

Le rapport entre la puissance assignée et la puissance installée serait ainsi de 81,6% en 2013 contre une projection initiale de 86,8%.

**Tableau 2 : Synthèse de l'évolution des puissances assignées**

Puissance Assignée	2010	2011	2012	2013	TCAM	2010-2013
Réalisations en MW	540,40	689,40	680,60	683,60	8,2%	26,5%
Projections en MW		603,40	985,10	842,10	15,9%	55,8%
Ecart Réalisations vs Projections		86,0	- 304,5	- 158,5		
		14,3%	-30,9%	-18,8%		
Rapport puissance Assignée sur Installée	78,7%	82,2%	79,6%	81,6%	1,2%	

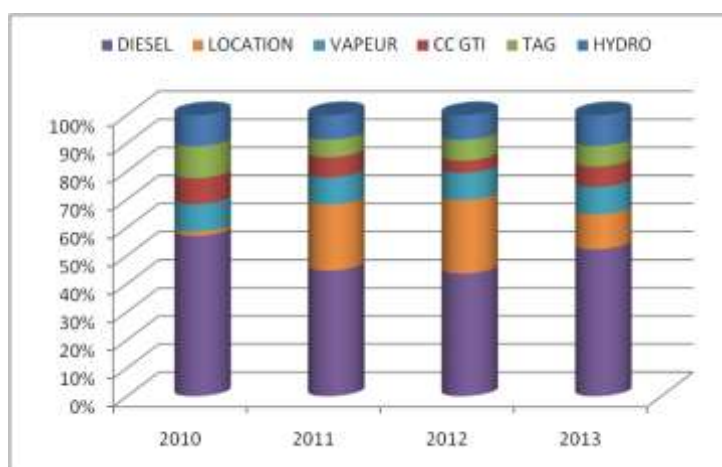
*NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec*

*\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

Les nouvelles mises en service (extensions C6 et C7) permettront de renforcer la capacité de production de base du parc et ainsi réduire la contribution des turbines à gaz (TAG) et des groupes en location.

En effet, comme en atteste le graphique 1, la part des équipements de pointe (TAG) sur la capacité globale, devrait passer de 11% en 2010 à 7% en 2013. Cette évolution s'est faite au profit de la location de capacités temporaires qui a atteint des niveaux records passant de 1% en 2010 à presque 25% de la puissance assignée en 2011 et 2012. Le retard noté dans le programme de réhabilitation des groupes de Senelec et le recul de la date de mise en service des extensions de C6 de Bel-Air et C7 de Kahone ont rendu nécessaire le maintien de la location et son fonctionnement en base contrairement aux prévisions du plan de production initial 2011-2013.

**Figure 1 : Evolution de la structure du parc de production selon le type d'équipement**



## 1.2. La disponibilité et l'utilisation

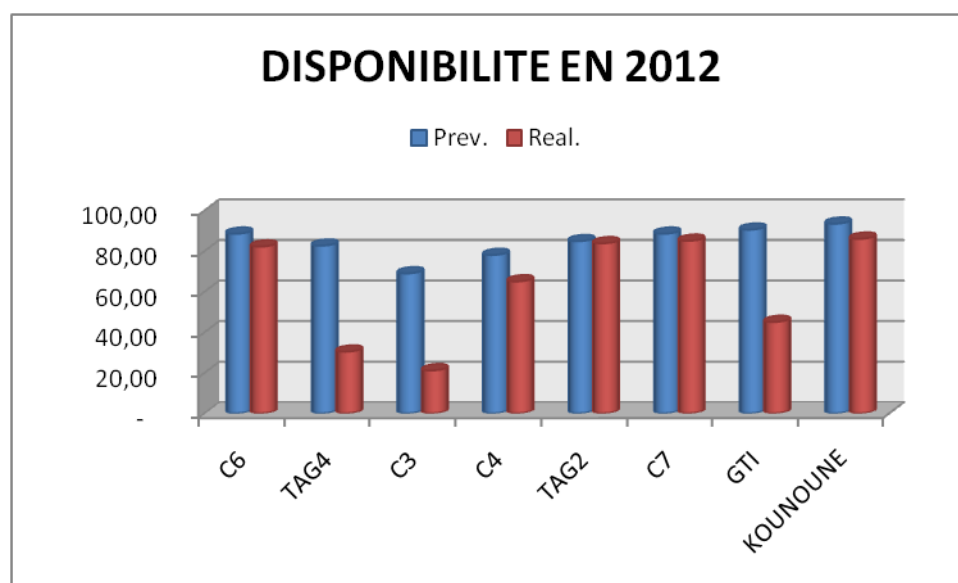
La période 2011 - 2013 est marquée par une amélioration du taux de disponibilité de la puissance assignée globale du parc de production qui est passé de 69,9% en 2010 à 75,6% en 2013, suite à la maintenance et la réhabilitation des unités de production mises en œuvre notamment en 2012 et 2013. Toutefois, la disponibilité attendue de 86,2% en 2013 ne sera pas atteinte du fait, d'une part, des contre-performances enregistrées au niveau de l'ensemble du parc et d'autre part de la non réalisation des projets de centrales sur barges et des unités de production conteneurisées (PPS). En 2011, le taux de disponibilité réalisé de l'ensemble du parc était de 68,96% contre une projection de 80,5%. Le taux de disponibilité estimé de 2012 est de 72,6% contre une projection de 75,4%.

**Tableau 3 : Synthèse de l'évolution du coefficient de disponibilité**

Coefficient de disponibilité	2010	2011		2012		2013	
		Proj.	Real.	Proj.	Prov.	Proj.	Budget
<b>Ensemble du parc</b>	<b>69,91</b>	<b>80,51</b>	<b>68,96</b>	<b>75,41</b>	<b>72,57</b>	<b>86,16</b>	<b>75,64</b>
Réseau Interconnectée (RI)	69,71	79,90	69,64	74,80	72,94	86,30	76,13
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	87,37	88,00	82,56	88,49	82,15	88,49	92,00
Bel air - TAG (TAG4)	67,00	73,50	30,39	82,60	30,39	82,60	60,00
Cap des Biches - TAV (C3)	68,96	68,96	21,13	68,96	21,13	68,96	21,13
Cap des Biches - Diesel (C4)	62,38	74,13	38,22	78,01	65,00	78,01	65,00
Cap des Biches - TAG (TAG2)	20,45	84,82	76,23	84,82	83,76	84,82	83,76
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	80,24	93,24	94,11	88,49	85,00	88,49	92,00
IPP GTI - CC	41,22	87,23	52,78	90,48	45,00	90,48	52,00
IPP Kounoune 1	81,00	93,42	66,75	93,42	86,00	93,42	86,00

Comme l'indique le graphique ci-dessous, les coefficients de disponibilité des principales centrales n'ont pas atteint les objectifs en 2012. En particulier la disponibilité des centrales TAG4, C3, C4 et GTI a été très faible. C'est le cas également pour les années 2011 et 2013.

**Figure 2 : Disponibilité estimée des principales centrales du RI en 2012**



L'augmentation de la puissance assignée et les améliorations du taux de disponibilité ont permis de baisser le taux d'utilisation de la puissance assignée disponible de 77,56% en 2010 à 65,35% en 2012 et 60,69% prévu en 2013. Toutefois, ces taux d'utilisation sont supérieurs aux projections initiales notamment en 2012 et 2013.

**Tableau 4 : Synthèse de l'évolution des taux d'utilisation**

	2010	2011	2012	2013	TCAM	2010-2013
Réalisations en %	77,56	63,83	65,35	60,69	-7,9%	-21,8%
Projections en %		61,93	47,40	50,42	-13,4%	-35,0%
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		<b>1,9</b>	<b>17,9</b>	<b>10,3</b>		
		<b>3,1%</b>	<b>37,9%</b>	<b>20,4%</b>		

*NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec*

*\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

### 1.3. L'évolution de la production d'électricité

La production brute et les achats d'énergie devraient évoluer suivant une progression annuelle moyenne de 5,5% passant de 2 612 GWh en 2010 à 3 065 GWh projetés en 2013.

En 2011 et 2012, la production brute de Senelec a enregistré respectivement des retards de 15,5% et 34,7% par rapport aux projections initiales. En 2013, le retard devrait être de 26,3%.

En revanche, les achats d'énergie ont atteint le niveau projeté en 2011 avant de connaître un dépassement de plus de 61,7% en 2012. En 2013, les achats d'énergie devraient enregistrer un dépassement de près de 53%. Cette croissance s'explique essentiellement par le recours à la location sur une durée plus longue. En effet, le producteur privé GTI voit sa production baisser à un rythme annuel moyen de 41,7% pendant que la production de Kounoune demeure stable.

L'énergie nette livrée aux réseaux (la production nette de Senelec et les achats d'énergie), devrait connaître une croissance moyenne annuelle de 6,0%, passant de 2 550 GWh en 2010 à 3 027 GWh prévue en 2013, contre une projection initiale de 9,3%. Cette croissance découle d'une augmentation de 3,1% par année de la production nette des équipements propres de Senelec et celle des achats d'énergie auprès des producteurs privés indépendants de 11,3% en moyenne annuelle.

Concernant la production de Senelec, l'augmentation notée résulte essentiellement des extensions des centrales C6 de Bel-Air et C7 de Kahone. Toutes les autres centrales, à l'exception des Centres Secondaires, ont enregistré des baisses de leurs productions.

**Tableau 5 : Evolution de l'Energie nette livrée**

Energie nette livrée (Production nette + Achats d'Energie)	2010		2011		2012		2013		TCAM 2010-13
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
<b>Réseau Interconnecté</b>	<b>2 436</b>	<b>95,5%</b>	<b>2 412</b>	<b>95,5%</b>	<b>2 750</b>	<b>95,5%</b>	<b>2 883</b>	<b>95,3%</b>	<b>5,8%</b>
Senelec	1 624	63,7%	1 268	50,2%	1 324	46,0%	1 831	60,5%	4,1%
Vapeur	283	11,1%	61	2,4%	71	2,5%	7	0,2%	-70,8%
TAG	91	3,6%	66	2,6%	24	0,8%	39	1,3%	-24,5%
Diesel	1 249	49,0%	1 141	45,2%	1 229	42,7%	1 785	59,0%	12,6%
Achats d'Energie	812	31,8%	1 144	45,3%	1 426	49,5%	1 052	34,8%	9,0%
<b>Réseau Non Interconnecté</b>	<b>115</b>	<b>4,5%</b>	<b>115</b>	<b>4,5%</b>	<b>128</b>	<b>4,5%</b>	<b>143</b>	<b>4,7%</b>	<b>7,6%</b>
Senelec	109	4,3%	55	2,2%	58	2,0%	68	2,3%	-14,4%
Diesel	109	4,3%	55	2,2%	58	2,0%	68	2,3%	-14,4%
Achats d'Energie	6	0,2%	59	2,3%	70	2,4%	75	2,5%	134,6%
<b>SOUS-TOTAL Senelec</b>	<b>1 733</b>	<b>67,9%</b>	<b>1 323</b>	<b>52,4%</b>	<b>1 382</b>	<b>48,0%</b>	<b>1 900</b>	<b>62,8%</b>	<b>3,1%</b>
<b>SOUS-TOTAL ACHATS</b>	<b>818</b>	<b>32,1%</b>	<b>1 203</b>	<b>47,6%</b>	<b>1 496</b>	<b>52,0%</b>	<b>1 127</b>	<b>37,2%</b>	<b>11,3%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2 550</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 526</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 878</b>	<b>100,0%</b>	<b>3 027</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,9%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires; celles de 2013 correspondent des projections réajustées

Par rapport aux projections initiales, un retard de la production nette de Senelec de 1 705 GWh serait noté sur la période 2011 – 2013 et ce retard serait partiellement compensé par un accroissement des achats d'énergie de 880 GWh. Ainsi, le retard de la production nette et des achats d'énergie par rapport aux projections initiales serait de 755 GWh sur la période et s'explique d'une part par l'insuffisance de l'offre durant le 1<sup>er</sup> semestre 2011 et d'autre part, par le fait que la demande projetée n'est pas atteinte en 2012 et ne serait pas réalisée en 2013.

**Tableau 6 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production nette et des achats d'énergie**

Production nette de Senelec	2010	2011	2012	2013	TCAM	Total 2011-2013
Réalisations en GWh	<b>1 733</b>	1 323	1 382	1 900	<b>3,1%</b>	4 605
Projections GWh		1 580	2 143	2 587	<b>14,3%</b>	6 310
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		<b>- 257,1</b>	<b>- 760,6</b>	<b>- 687,7</b>		<b>- 1 705</b>
		<b>-16,3%</b>	<b>-35,5%</b>	<b>-26,6%</b>		

ACHATS	2010	2011	2012	2013	TCAM	Total 2011-2013
Réalisations en GWh	<b>818</b>	1 203	1 496	1 127	<b>11,3%</b>	3 826
Projections GWh		1 216	925	736	<b>-3,5%</b>	2 876
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		<b>- 12,3</b>	<b>570,9</b>	<b>391,3</b>		<b>950</b>
		<b>-1,0%</b>	<b>61,7%</b>	<b>53,2%</b>		

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

## 1.4. L'évolution des charges de combustibles

Les charges en combustible représentent plus de deux tiers (2/3) des coûts d'exploitation de Senelec et constituent sa principale charge d'exploitation. Elles ont atteint respectivement 213 545 et 262 464 millions de francs CFA en 2011 et 2012. En 2013, elles devraient se situer à 242 132 millions de francs CFA en considérant l'hypothèse de maintien des prix des combustibles de 2012.

La hausse des dépenses en combustibles s'explique principalement par la substitution d'unités fonctionnant au fuel lourd par des unités au diesel oil plus coûteux, et dans une moindre mesure par l'évolution des prix des produits pétroliers et l'augmentation des quantités consommées.

La part des charges en fuel lourd (FO380), principal combustible de Senelec, devrait retrouver en 2013 son niveau de 2010, soit 77% des charges totales en combustible, après avoir chuté à 60% en 2011 et 57% en 2012.

Dans le même temps, les parts combinées du diesel oil et du distillat (gasoil) dans les charges de combustible vont baisser légèrement de 23% en 2010 à 21,3% en 2013 après avoir atteint des niveaux élevés de 38,5% et 42,5% respectivement en 2011 et 2012. Cet important recours au diesel oil et au distillat (gasoil) en substitution au fuel lourd a contribué à dégrader la situation financière de Senelec en 2011 et 2012.

Ainsi, Senelec devrait enregistrer en 2013 une réduction de ses charges en combustibles, toutes choses égales par ailleurs, avec le prix du FO380 qui est moins élevé que celui des autres combustibles.

**Tableau 7 : Evolution des charges de combustibles**

DEPENSES DE COMBUSTIBLES	2010		2011		2012		2013		TCAM 2010-13
	MFCFA	%	MFCFA	%	MFCFA	%	MFCFA	%	
Fuel lourd (FO 380)	152 953	77,0%	128 904	60,4%	149 235	56,9%	186 502	77,0%	6,8%
Diesel oil (DO)	27 642	13,9%	55 747	26,1%	13 610	5,2%	45 518	18,8%	18,1%
Distillat (gasoil)	17 981	9,1%	26 470	12,4%	98 067	37,4%	5 953	2,5%	-30,8%
Gaz naturel	82	0,0%	2 423	1,1%	1 552	0,6%	4 160	1,7%	269,5%
<b>TOTAL</b>	<b>198 658</b>	<b>100,0%</b>	<b>213 545</b>	<b>100,0%</b>	<b>262 464</b>	<b>100,0%</b>	<b>242 132</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,8%</b>

*NB: les valeurs de 2012 sont estimées et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec*

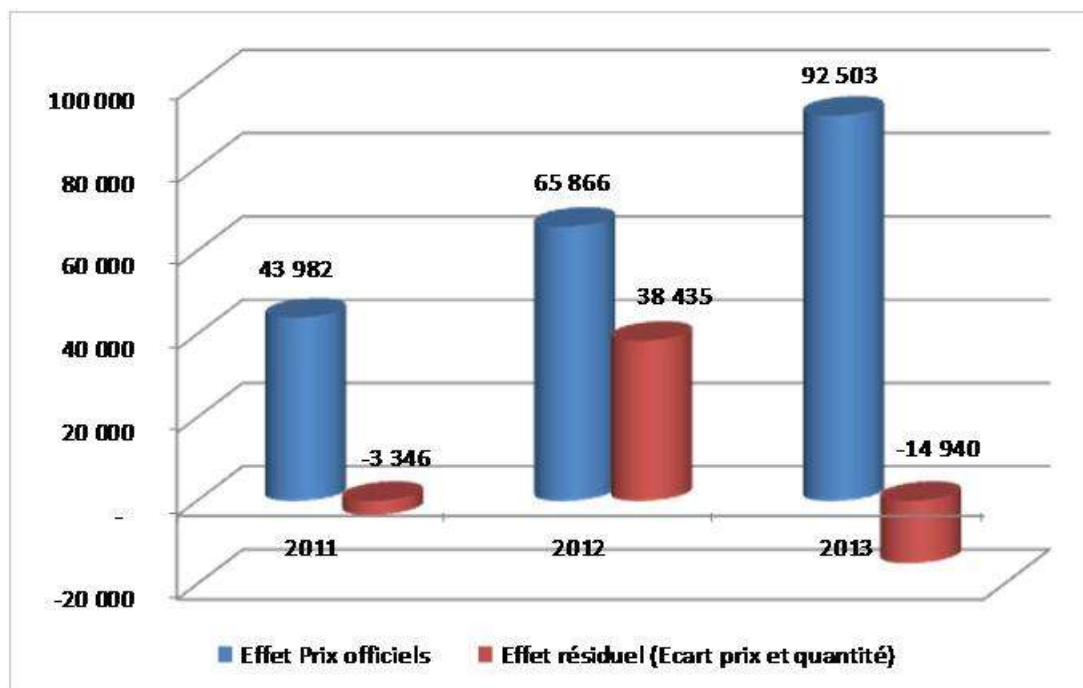
*\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

Par rapport aux projections soumises par Senelec au début de la période triennale, les charges en combustibles devraient connaître une hausse de 222 500 millions de FCFA sur la période 2011-2013, soit 44,89%. Cette hausse découle :

- d'une augmentation de 40 636 millions en 2011, soit 23,50% par rapport aux 172 908 millions de FCFA projetés aux conditions économiques de référence ;
- d'une hausse de 104 302 millions en 2012, soit 65,95% par rapport aux 158 908 millions de FCFA projetés aux conditions économiques de référence ;
- d'une augmentation de 77 562 millions en 2013, soit 47,13% par rapport aux 164 570 millions de FCFA projetés aux conditions économiques de référence ;

Elle résulte des effets conjugués de la hausse des prix officiels à hauteur de 202 352 millions de FCFA et des écarts des prix de SENELEC par rapport aux prix officiels et sur les quantités consommées pour 20 149 milliards.

**Figure 3 : Evolution des effets prix et quantité sur les dépenses en combustibles**



Le tableau ci-après présente le détail de cette analyse.

**Tableau 8 : Analyse comparative de l'évolution des charges de combustibles avec les projections de ventes**

DEPENSES EN COMBUSTIBLES			Fuel lourd (FO)	Diesel oil (DO)	Gasoil (Distillat)	Gaz naturel	TOTAL
2011	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	386 419	86 770	54 178	26 228	
		Réalisations	350 925	106 706	44 033	20 193	
		Ecart	-35 494	19 936	-10 145	-6 035	
	Prix unitaires (FCFA)	Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels constatés	356 320	534 836	543 863	126 923	
		Prix SENELEC constatés	367 327	522 438	601 128	120 000	
		Ecart/Prix officiels	72 395	111 559	113 441	6 923	
		Ecart/Prix SENELEC	83 403	99 160	170 707	0	
	Montants (Mn FCFA)	Projections (2)	109 714	36 728	23 319	3 147	172 908
		Réalisations	128 904	55 747	26 470	2 423	213 545
		Ecart	19 191	19 020	3 150	-724	40 636
		Effet prix officiels (Mn FCFA)	27 975	9 680	6 146	182	43 982
	Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)	-8 784	9 340	-2 996	-906	-3 346	
2012	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	482 530	22 977	0	95 287	
		Réalisations provisoires	371 792	22 670	170 689	12 933	
		Ecart	-110 738	-307	170 689	-82 354	
	Prix unitaires (FCFA)	Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels constatés	410 933	591 546	601 529	127 500	
		Prix SENELEC constatés	401 394	600 370	574 534	120 000	
		Ecart/Prix officiels	127 008	168 268	171 108	7 500	
		Ecart/Prix SENELEC	117 469	177 092	144 113	0	
	Montants (Mn FCFA)	Projections (2)	137 002	9 726	0	11 434	158 162
		Réalisations provisoires	149 235	13 610	98 067	1 552	262 464
		Ecart	12 233	3 885	98 067	-9 883	104 302
		Effet prix officiels (Mn FCFA)	61 285	3 866	0	715	65 866
	Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)	-49 052	18	98 067	-10 597	38 435	
2013	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	516 176	15 873	0	94 137	
		Projections réajustées	456 566	80 661	10 549	34 663	
		Ecart	-59 610	64 788	10 549	-59 474	
	Prix unitaires (FCFA)	Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels prévus	453 987	653 523	664 553	131 325	
		Prix SENELEC prévus	408 489	564 312	564 312	120 000	
		Ecart/Prix officiels	170 063	230 245	234 131	11 325	
		Ecart/Prix SENELEC	124 565	141 034	133 891	0	
	Montants (Mn FCFA)	Projections (2)	146 555	6 719	0	11 296	164 570
		Projections réajustées	186 502	45 518	5 953	4 160	242 132
		Ecart	39 947	38 799	5 953	-7 137	77 562
		Effet prix officiels (Mn FCFA)	87 782	3 655	0	1 066	92 503
	Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)	-47 835	35 145	5 953	-8 203	-14 940	
Période 2011-2013	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	1 385 125	125 620	54 178	215 652	
		Estimations	1 179 283	210 037	225 271	67 789	
		Ecart	-205 842	84 417	171 093	-147 863	
	Prix unitaires (FCFA)	Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels estimés	411 741	560 206	543 863	129 100	
		Prix SENELEC estimés	394 004	546 930	579 254	120 000	
		Ecart/Prix officiels	127 817	136 928	113 441	9 100	
		Ecart/Prix SENELEC	110 079	123 653	148 832	0	
	Montants (Mn FCFA)	Projections (2)	393 271	53 172	23 319	25 878	495 641
		Estimations	464 642	114 876	130 489	8 135	718 141
		Ecart	71 371	61 703	107 170	-17 744	222 500
		Effet prix officiels (Mn FCFA)	177 042	17 201	6 146	1 962	202 352
	Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)	-105 672	44 502	101 024	-19 706	20 149	

(1) - Moyenne arithmétique des prix officiels de 2010

(2) - Aux conditions économiques de référence (avec les prix de référence)

Il faut cependant noter que les projections initiales de charges de combustibles concernaient une demande (ventes à la clientèle) plus élevée. Sur la période, ces ventes connaissent un retard de 823 GWh, soit 10,72%, par rapport à la demande projetée.

Pour une analyse comparative sur une même base, les projections initiales sont corrigées au prorata de l'évolution des ventes, soit :

- 2 031 GWh en 2011 pour 2 356 GWh de projections initiales ;
- 2 313 GWh en 2012 pour 2 545 GWh de projections initiales ;
- 2 507 GWh en 2013 pour 2 773 GWh de projections initiales.

Les charges de combustibles connaissent alors une augmentation de 276 567 millions de FCFA par rapport aux projections initiales corrigées, avec un effet prix de 181 400 millions de FCFA consécutif à la hausse des prix des combustibles par rapport aux prix de référence, et un effet résiduel (écart sur les prix et quantité) de 95 166 millions de FCFA.

Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, l'impact de l'inflation (effet prix) est répercuté sur les revenus de Senelec, donc sur les tarifs. L'effet quantité est supporté par l'entreprise.

Cette analyse comparative est détaillée par le tableau ci-après.

**Tableau 9 : Analyse comparative de l'évolution des charges de combustibles avec la baisse des ventes**

DEPENSES EN COMBUSTIBLES			Fuel lourd (FO)	Diesel oil (DO)	Gasoil (Distillat)	Gaz naturel	TOTAL
2011	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	333 093	74 796	46 701	22 608	
		Réalisations	350 925	106 706	44 033	20 193	
		Ecart	<b>17 832</b>	<b>31 911</b>	<b>-2 668</b>	<b>-2 416</b>	
	Prix unitaires (FCFA)	Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels constatés	356 320	534 836	543 863	126 923	
		Prix SENELEC constatés	367 327	522 438	601 128	120 000	
		Ecart/Prix officiels	<b>72 395</b>	<b>111 559</b>	<b>113 441</b>	<b>6 923</b>	
	Montants (Mn FCFA)	Ecart/Prix SENELEC	<b>83 403</b>	<b>99 160</b>	<b>170 707</b>	<b>0</b>	
		Projections (2)	94 573	31 659	20 101	2 713	149 047
		Réalisations	128 904	55 747	26 470	2 423	213 545
	Ecart		<b>34 331</b>	<b>24 088</b>	<b>6 368</b>	<b>-290</b>	<b>64 498</b>
	Effet prix officiels (Mn FCFA)		24 114	8 344	5 298	157	37 913
	Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)		<b>10 217</b>	<b>15 744</b>	<b>1 071</b>	<b>-446</b>	<b>26 585</b>
	2012	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	438 623	20 886	0	86 617
Réalisations provisoires			371 792	22 670	170 689	12 933	
Ecart			<b>-66 832</b>	<b>1 783</b>	<b>170 689</b>	<b>-73 684</b>	
Prix unitaires (FCFA)		Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels constatés	410 933	591 546	601 529	127 500	
		Prix SENELEC constatés	401 394	600 370	574 534	120 000	
		Ecart/Prix officiels	<b>127 008</b>	<b>168 268</b>	<b>171 108</b>	<b>7 500</b>	
Montants (Mn FCFA)		Ecart/Prix SENELEC	<b>117 469</b>	<b>177 092</b>	<b>144 113</b>	<b>0</b>	
		Projections (2)	124 536	8 841	0	10 394	143 771
		Réalisations provisoires	149 235	13 610	98 067	1 552	262 464
Ecart		<b>24 699</b>	<b>4 770</b>	<b>98 067</b>	<b>-8 842</b>	<b>118 693</b>	
Effet prix officiels (Mn FCFA)		55 709	3 514	0	650	59 873	
Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)		<b>-31 010</b>	<b>1 255</b>	<b>98 067</b>	<b>-9 492</b>	<b>58 820</b>	
2013		Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	466 578	14 348	0	85 092
	Projections réajustées		456 566	80 661	10 549	34 663	
	Ecart		<b>-10 012</b>	<b>66 313</b>	<b>10 549</b>	<b>-50 428</b>	
	Prix unitaires (FCFA)	Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels prévus	453 987	653 523	664 553	131 325	
		Prix SENELEC prévus	408 489	564 312	564 312	120 000	
		Ecart/Prix officiels	<b>170 063</b>	<b>230 245</b>	<b>234 131</b>	<b>11 325</b>	
	Montants (Mn FCFA)	Ecart/Prix SENELEC	<b>124 565</b>	<b>141 034</b>	<b>133 891</b>	<b>0</b>	
		Projections (2)	132 473	6 073	0	10 211	148 757
		Projections réajustées	186 502	45 518	5 953	4 160	242 132
	Ecart		<b>54 029</b>	<b>39 445</b>	<b>5 953</b>	<b>-6 051</b>	<b>93 376</b>
	Effet prix officiels (Mn FCFA)		79 347	3 304	0	964	83 615
	Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)		<b>-25 318</b>	<b>36 141</b>	<b>5 953</b>	<b>-7 015</b>	<b>9 761</b>
	Période 2011-2013	Quantités (Tonnes ou Nm3)	Projections initiales	1 238 294	110 030	46 701	194 317
Estimations			1 179 283	210 037	225 271	67 789	
Ecart			<b>-59 011</b>	<b>100 007</b>	<b>178 570</b>	<b>-126 528</b>	
Prix unitaires (FCFA)		Prix de référence (1)	283 924	423 278	430 421	120 000	
		Prix officiels estimés	412 465	561 078	543 863	129 108	
		Prix SENELEC estimés	394 004	546 930	579 254	120 000	
		Ecart/Prix officiels	<b>128 540</b>	<b>137 800</b>	<b>113 441</b>	<b>9 108</b>	
Montants (Mn FCFA)		Ecart/Prix SENELEC	<b>110 079</b>	<b>123 653</b>	<b>148 832</b>	<b>0</b>	
		Projections (2)	351 582	46 573	20 101	23 318	441 574
		Estimations	464 642	114 876	130 489	8 135	718 141
Ecart		<b>113 060</b>	<b>68 302</b>	<b>110 388</b>	<b>-15 183</b>	<b>276 567</b>	
Effet prix officiels (Mn FCFA)		159 171	15 162	5 298	1 770	181 400	
Effet résiduel/prix officiels (Mn FCFA)		<b>-46 111</b>	<b>53 140</b>	<b>105 090</b>	<b>-16 953</b>	<b>95 166</b>	

(1) - Moyenne arithmétique des prix officiels de 2010

(2) - Aux conditions économiques de référence (avec les prix de référence)

## 1.5. L'évolution des autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation, hors amortissements et redevances, évoluent de 109 035 millions de FCFA en 2010 à 119 839 millions de FCFA projetés en 2013, soit un taux de croissance moyen annuel de 3,2%. Cette évolution découle essentiellement des dépenses d'achat d'énergie.

**Tableau 10 : Evolution des autres charges d'exploitation**

	2010	2011	2012	2013	TCAM 2010 - 2013
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	8 330	11 289	13 532	12 619	14,8%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	16 878	18 902	19 190	34 192	26,5%
Dépenses de personnel	28 032	28 388	25 783	26 556	-1,8%
Huiles et autres fournitures liées	7 000	1 829	1 989	2 912	-25,4%
Autres achats consommés	8 131	8 429	9 013	7 806	-1,4%
Transports consommés	1 356	1 224	1 425	921	-12,1%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	25 363	23 690	30 706	21 302	-5,7%
Impôts et taxes	4 998	4 036	8 230	5 410	2,7%
Autres charges	8 948	10 830	7 436	8 122	-3,2%
<b>TOTAL</b>	<b>109 035</b>	<b>108 617</b>	<b>117 304</b>	<b>119 839</b>	<b>3,2%</b>

Par rapport aux projections initiales corrigées avec l'évolution des ventes, ces charges augmentent de 36 098 millions de FCFA. Indexées, soit par l'inflation locale, soit par l'inflation étrangère, elles devaient connaître une hausse de 15 514 millions (Effet de l'inflation).

Ainsi, des autres surcoûts (effet résiduel) de 20 584 millions de FCFA sont supportés par Senelec dans le respect des principes de régulation aux prix plafonds.

Les tableaux ci-dessous présentent le détail de ces évolutions pour les années 2011, 2012 et 2013.

**Tableau 11 : Analyse comparative des autres charges d'exploitation de 2011**

Charges d'exploitation	Projections 2011 en francs constants		Indices inflation		Projections 2011 indexées avec inflation constatée	Réalisation SENELEC 2011	Ecart	Effet prix	Effet résiduel
	Soumises par SENELEC	corrigées avec l'évolution des ventes	Référence (2010)	Constatés en 2011					
Dépenses en combustible (IPP compris)	146 442	126 232			158 691	184 652	58 419	32 458	25 961
<i>Fuel lourd (FO380)</i>	109 714	94 573	283 924	356 320	118 687	128 904	34 331	24 114	10 217
<i>Diesel oil</i>	36 728	31 659	423 278	534 836	40 003	55 747	24 088	8 344	15 744
Huiles et autres fournitures liées	6 174	5 322	98,7552	102,3250	5 515	1 829	- 3 494	192	- 3 686
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	10 306	8 883	119,7592	122,2158	9 066	11 289	2 406	182	2 224
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	17 797	17 797	119,7592	122,2158	18 162	18 902	1 105	365	740
Dépenses de personnel	27 214	27 214	98,7552	102,3250	28 198	28 388	1 174	984	190
Autres achats consommés	7 894	6 804	98,7552	102,3250	7 050	8 429	1 625	246	1 379
Transports consommés	1 316	1 135	98,7552	102,3250	1 176	1 224	90	41	49
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	20 298	17 497	119,7592	122,2158	17 856	23 690	6 192	359	5 834
Autres charges	8 687	7 488	98,7552	102,3250	7 759	10 830	3 341	271	3 071
Impôts et taxes	4 853	4 183	98,7552	102,3250	4 334	4 036	- 147	151	- 298
<b>Total Autres Charges</b>	<b>104 539</b>	<b>96 324</b>			<b>99 115</b>	<b>108 617</b>	<b>12 293</b>	<b>2 791</b>	<b>9 502</b>

**Tableau 12 : Analyse comparative des autres charges d'exploitation provisoires de 2012**

Charges d'exploitation	Projections 2012 en francs constants		Indices inflation		Projections 2012 indexées avec inflation estimée	Estimé SENELEC 2012	Ecart	Effet prix	Effet résiduel
	Soumises par SENELEC	corrigées avec l'évolution des ventes	Référence (2010)	Estimé 2012					
Huiles et autres fournitures liées	9 703	8 820	98,7552	103,7750	9 268	1 989	- 6 831	448	- 7 279
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	7 860	7 144	119,7592	124,5033	7 428	13 532	6 387	283	6 104
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	17 446	17 446	119,7592	124,5033	18 138	19 190	1 744	691	1 052
Dépenses de personnel	27 214	27 214	98,7552	103,7750	28 597	25 783	- 1 431	1 383	- 2 815
Autres achats consommés	8 324	7 566	98,7552	103,7750	7 951	9 013	1 447	385	1 062
Transports consommés	1 327	1 206	98,7552	103,7750	1 267	1 425	219	61	158
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	23 146	21 040	119,7592	124,5033	21 874	30 706	9 666	833	8 832
Autres charges	9 019	8 199	98,7552	103,7750	8 616	7 436	- 762	417	- 1 179
Impôts et taxes	5 038	4 580	98,7552	103,7750	4 813	8 230	3 650	233	3 417
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>109 078</b>	<b>103 216</b>			<b>107 951</b>	<b>117 304</b>	<b>14 088</b>	<b>4 735</b>	<b>9 353</b>

**Tableau 13 : Analyse comparative des autres charges d'exploitation réajustées de 2013**

Charges d'exploitation	Projections 2013 en francs constants		Indices inflation		Projections 2013 indexées avec inflation estimée	Estimé SENELEC 2013	Ecart	Effet prix	Effet résiduel
	Soumises par SENELEC	corrigées avec l'évolution des ventes	Référence (2010)	Estimé 2013					
Huiles et autres fournitures liées	11 885	10 743	98,7552	106,8883	11 628	2 912	- 7 831	885	- 8 716
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	8 194	7 407	119,7592	126,9934	7 854	12 619	5 212	447	4 765
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	18 236	18 236	119,7592	126,9934	19 338	34 192	15 956	1 102	14 854
Dépenses de personnel	27 214	27 214	98,7552	106,8883	29 455	26 556	- 658	2 241	- 2 899
Autres achats consommés	9 074	8 202	98,7552	106,8883	8 878	7 806	- 396	675	- 1 072
Transports consommés	1 362	1 231	98,7552	106,8883	1 333	921	- 310	101	- 411
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	26 251	23 729	119,7592	126,9934	25 162	21 302	- 2 427	1 433	- 3 860
Autres charges	9 535	8 619	98,7552	106,8883	9 329	8 122	- 497	710	- 1 207
Impôts et taxes	5 326	4 814	98,7552	106,8883	5 211	5 410	596	396	199
<b>Total Charges d'exploitation hors redevances</b>	<b>117 077</b>	<b>110 195</b>			<b>118 186</b>	<b>119 839</b>	<b>9 645</b>	<b>7 991</b>	<b>1 653</b>

Il convient de noter qu'une partie de ces surcoûts est compensée par l'augmentation des produits non régulés tels que les travaux et services vendus, les produits accessoires et les autres produits de 34 951 millions de FCFA par rapport aux projections.

**Tableau 14 : Analyse des revenus non régulés de la période 2011 - 2013**

Revenus non régulés en Mn FCFA	Projections Initiales 2011 - 2013	Réalisations 2011 - 2013	Réalisations vs Projections initiales
Travaux et services vendus	23 875	27 520	3 645
Produits accessoires	4 000	453	- 3 547
Autres Produits	484	35 337	34 853
<b>TOTAL DES REVENUS NON REGULES</b>	<b>28 359</b>	<b>63 310</b>	<b>34 951</b>

De plus, le retard dans la mise en œuvre du programme d'investissement aurait dû induire une baisse tenant compte de l'effet de l'inflation de 15 426 millions de FCFA pour les amortissements et de 32 768 millions de FCFA au titre de la rémunération de la Base Tarifaire. Ces montants sont laissés à Senelec suivant les mêmes principes de régulation aux prix-plafonds.

**Tableau 15 : Analyse la base tarifaire de la période 2011 - 2013**

Base Tarifaire en Mn FCFA	Projections Initiales 2011 - 2013	Réalisations 2011 - 2013	Réalisations vs Projections initiales
Base Tarifaire à rémunérer	1 018 219	713 120	- 305 099
Rémunération Base Tarifaire	109 357	76 589	- 32 768
Amortissements	75 870	60 443	- 15 426

Au total, les surcoûts d'exploitation hors combustibles de 20 584 millions de FCFA sont compensés à hauteur de 83 145 millions d'où un gain laissé à Senelec de 62 561 millions de FCFA qui atténue d'autant les surcoûts de combustibles.

## 2. Situation du Transport

Aucun investissement majeur n'a été réalisé sur le réseau de transport dans la période 2011-2013, en dehors de la boucle souterraine 90 kV dont la mise en service du premier tronçon de 9 km entre Patte d'Oie et Aéroport et des postes associés Aéroport 90/30 kV et Patte d'Oie 90/90 kV a été réalisée en octobre 2012. Les tronçons Aéroport-Université et Université-Bel Air d'une longueur de 17 km seront mis en service au courant de l'année 2013

Le passage en 225 kV de la ligne entre Sococim et Mbour, de la ligne Tobène-Kounoune et du poste de Kounoune est en cours en prélude au bouclage Mbour – Kaolack et à l'arrivée de la production au charbon.

Il convient de noter que la période 2005 – 2010 a été marquée par un important développement du réseau de transport d'énergie vers l'intérieur du pays avec la réalisation de :

- la ligne 90 kV Tobène-Mekhé de 35,79 km en 2005 ;
- la ligne 225 kV Sococim-Mbour de 46,6 km, en 2006 ; et
- la ligne 225 kV Tobène-Touba-Kaolack, en 2008, longue de 175 km.

En 2011 et 2012, la longueur du réseau de Transport est de 501,72 km comprenant 17 tronçons de lignes 90 kV pour une longueur totale de 280,1 km et 3 tronçons de ligne 225 kV sur 221,6 km.

La capacité de transformation atteint 1 450 MVA en fin 2012 contre 1 427 en 2010. En 2013 il est prévu la mise en service des postes 90/30 kV Université et Bel Air.

## 3. Situation de la Distribution

Le réseau électrique de distribution de Senelec, alimenté principalement à partir des postes sources (90/30 kV et 225/30 kV) est composé, à la fin de l'année 2011, du :

- Réseau Moyenne Tension 30 et 6,6 kV long de 8 643 km, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publics, mixtes et clients :
- Réseau Basse Tension d'une longueur de 7 823 km, qui assure la distribution de l'énergie vers la clientèle BT à partir des postes de transformation HTA/BT au nombre de 4 320 sur l'ensemble du pays.

A noter qu'à la fin de l'année 2010, le réseau de distribution comprenait 8 501 km de ligne MT, 7 483 km de ligne BT et 4 092 postes HTA/BT.

La boucle 90 kV de Dakar et les postes 90/30 kV prévus dans ce cadre devraient contribuer à l'amélioration de la distribution de l'électricité. Ils devraient augmenter la capacité de transformation des sous-stations et améliorer la qualité de la desserte dans les réseaux moyenne tension souterrains 30 kV.

## 4. Situation des Ventes

### 4.1. L'évolution des ventes

Entre 2010 et 2013, les ventes d'électricité devraient connaître une évolution moyenne annuelle de 6,8% contre une projection initiale de 10,5%. Cependant, cette évolution doit être relativisée au regard de la crise énergétique vécue en 2010 et 2011 avec des niveaux d'énergie non fournie qui ont atteint 177 GWh et 266 GWh respectivement. En prenant en compte la demande non satisfaite du fait de cette crise, la croissance annuelle moyenne de la demande se situerait autour de 3,9% sur la période 2010 – 2013. A noter que sur la période 2005 – 2009, les ventes avaient connu une croissance de 4,33% par an.

Par niveau de tension, on enregistre des évolutions diverses :

- la Basse Tension (BT), avec une croissance moyenne de 5,2% par an, dégrade sa part dans les ventes globales, qui serait de 61,3% en 2013, alors qu'elle était de 64,2% en 2010 ;
- la Moyenne Tension (MT) va enregistrer une évolution de 8,0% par an et devrait atteindre 30,5% des ventes globales en 2013 contre 29,5% en 2010 ;
- les ventes Haute Tension (HT) qui avaient fortement chuté durant la période 2005 – 2009 avec une baisse de 10,7% en moyenne par année, vont enregistrer une forte progression avec un taux de croissance annuel moyen de 16,6%. Ainsi, sa part dans les ventes globales va évoluer de

6,3% en 2010 à 8,2% en 2013. Cette évolution résulte de l'arrivée en 2012 d'un 4<sup>ème</sup> client en l'occurrence SOMETA situé entre Diamniadio et Pout.

**Tableau 16 : Evolution des ventes d'énergie**

VENTES D'ENERGIE	2010		2011		2012		2013		TCAM 2010-13
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
<b>Basse Tension</b>	<b>1 319</b>	<b>64,2%</b>	<b>1 281</b>	<b>63,1%</b>	<b>1 456</b>	<b>63,0%</b>	<b>1 536</b>	<b>61,3%</b>	<b>5,2%</b>
Usage Domestique	890	43,3%	855	42,1%	975	42,2%	1 031	41,1%	5,0%
Usage Professionnel	390	19,0%	384	18,9%	436	18,8%	456	18,2%	5,3%
Eclairage Public	39	1,9%	42	2,1%	46	2,0%	50	2,0%	8,7%
<b>Moyenne Tension</b>	<b>607</b>	<b>29,5%</b>	<b>601</b>	<b>29,6%</b>	<b>687</b>	<b>29,7%</b>	<b>765</b>	<b>30,5%</b>	<b>8,0%</b>
Tarif Courte utilisation (TCU)	11	0,5%	10	0,5%	11	0,5%	11	0,4%	-1,2%
Tarif Général (TG)	532	25,9%	527	26,0%	609	26,3%	682	27,2%	8,7%
Tarif Longue utilisation (TLU)	64	3,1%	64	3,1%	67	2,9%	72	2,9%	4,0%
<b>Haute Tension</b>	<b>130</b>	<b>6,3%</b>	<b>149</b>	<b>7,3%</b>	<b>171</b>	<b>7,4%</b>	<b>206</b>	<b>8,2%</b>	<b>16,6%</b>
Normal	130	6,3%	146	7,2%	171	7,4%	206	8,2%	16,6%
Secours	0	0,0%	3	0,1%	-	0,0%	0	0,0%	5,2%
<b>TOTAL</b>	<b>2 056</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 031</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 313</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 507</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,8%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Par rapport aux projections soumises par Senelec au début de la période, un retard de 823 GWh a été noté sur la période, soit 10,7% des prévisions. Cette situation proviendrait des ventes BT qui seraient à 627 GWh des projections et des ventes MT qui accuseraient un retard de 247 GWh. Les ventes HT devraient enregistrer un dépassement de 51 GWh sur la période.

**Tableau 17 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes**

VENTES GLOBALES	2010	2011	2012	2013	TCAM	2011-2013
Réalisations en GWh	2 056	2 031	2 313	2 507	6,8%	6 851
Projections GWh		2 356	2 545	2 773	10,5%	7 675
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		- 325,2	- 231,6	- 266,5		- 823
		-13,8%	-9,1%	-9,6%		
VENTES BT	2010	2011	2012	2013	TCAM	2011-2013
Réalisations en GWh	1 319	1 281	1 456	1 536	5,2%	4 274
Projections GWh		1 529	1 628	1 744	9,8%	4 901
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		- 247,7	- 172,0	- 207,2		- 627
		-16,2%	-10,6%	-11,9%		
VENTES MT	2010	2011	2012	2013	TCAM	2011-2013
Réalisations en GWh	607	601	687	765	8,0%	2 053
Projections GWh		696	772	831	11,1%	2 300
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		- 95,1	- 85,6	- 66,6		- 247
		-13,7%	-11,1%	-8,0%		
VENTES HT	2010	2011	2012	2013	TCAM	2011-2013
Réalisations en GWh	130	149	171	206	16,6%	525
Projections GWh		131	144	198	15,2%	474
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		17,7	26,1	7,4		51
		13,5%	18,0%	3,7%		

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

## 4.2. L'évolution du rendement

En rapportant les ventes aux quantités d'énergie produites, l'on constate une légère amélioration du rendement global de Senelec (Ventes sur la somme de la production Senelec et des achats d'énergie) qui évolue de 78,5% en 2010 à 79,3% en 2011 et 2012, avec une prévision de 81,8% en 2013.

Toutefois, le rendement se situerait à près de 0,6% en deçà des projections initiales de 2013 qui prévoient un rendement de 82,4%.

**Tableau 18 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement**

	2010	2011	2012	2013	TCAM	2010-2013
Réalisations en %	78,5	79,3	79,3	81,8	1,4%	4,2%
Projections %		83,5	82,1	82,4	1,6%	5,0%
<b>Ecart Réalisations vs Projections</b>		- 4,2	- 2,8	- 0,6		

*NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec  
\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

Ce retard sur le rendement implique 207 GWh que Senelec aurait pu vendre sur la période sans production supplémentaire, donc sans charges supplémentaires. Valorisés aux prix de vente appliqués sur la période, les manques à gagner sur les ventes en énergie induisent des pertes de recettes estimées à plus de 24,5 milliards sur la période 2011 -2013.

**Tableau 19 : Impact de la baisse du rendement**

IMPACT BAISSSE RENDEMENT	2011	2012	2013	TOTAL
Manque à gagner ventes (GWh)	- 106,4	- 80,3	- 19,7	- 206,4
Prix moyens de vente (FCFA/kWh)	119,1	117,8	117,4	
<b>Manque à gagner recettes (MFCFA)</b>	<b>- 12 673</b>	<b>- 9 461</b>	<b>- 2 311</b>	<b>- 24 445</b>

*NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec  
\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen*

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

Des efforts importants restent donc à faire pour réduire les pertes techniques sur les réseaux mais surtout les pertes commerciales résultant des fraudes et des problèmes de facturation.

## 4.3. L'évolution de la clientèle

Parallèlement aux ventes, le nombre de clients devrait connaître une évolution moyenne de 4,3% par année entre 2010 et 2013, essentiellement tirée par la clientèle Basse Tension qui a augmenté de 4,3% alors que la clientèle Moyenne Tension a évolué de 2,1% par an.

**Tableau 20 : Evolution de la clientèle**

CLIENTELE	2010		2011		2012		2013		TCAM 2010-13
	Nbre	%	Nbre	%	Nbre	%	Nbre	%	
<b>Basse Tension</b>	<b>878 685</b>	<b>99,8%</b>	<b>900 086</b>	<b>99,8%</b>	<b>943 356</b>	<b>99,8%</b>	<b>996 937</b>	<b>99,9%</b>	<b>4,3%</b>
Usage Domestique	710 399	80,7%	728 332	80,8%	763 205	80,8%	806 818	80,8%	4,3%
Usage Professionnel	167 384	19,0%	170 788	18,9%	179 159	19,0%	189 102	18,9%	4,2%
Eclairage Public	902	0,1%	966	0,1%	992	0,1%	1 017	0,1%	4,1%
<b>Moyenne Tension</b>	<b>1 394</b>	<b>0,2%</b>	<b>1 426</b>	<b>0,2%</b>	<b>1 442</b>	<b>0,2%</b>	<b>1 482</b>	<b>0,1%</b>	<b>2,1%</b>
Tarif Courte utilisation (TCU)	95	0,0%	89	0,0%	87	0,0%	85	0,0%	-3,6%
Tarif Général (TG)	1 249	0,1%	1 288	0,1%	1 308	0,1%	1 350	0,1%	2,6%
Tarif Longue utilisation (TLU)	50	0,0%	49	0,0%	47	0,0%	47	0,0%	-2,0%
<b>Haute Tension</b>	<b>3</b>	<b>0,0%</b>	<b>3</b>	<b>0,0%</b>	<b>3</b>	<b>0,0%</b>	<b>4</b>	<b>0,0%</b>	<b>10,1%</b>
Normal	2	0,0%	2	0,0%	3	0,0%	3	0,0%	14,5%
Secours	1	0,0%	1	0,0%	-	0,0%	1	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>880 082</b>	<b>100,0%</b>	<b>901 515</b>	<b>100,0%</b>	<b>944 801</b>	<b>100,0%</b>	<b>998 423</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,3%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Avec une augmentation des ventes (6,8%) plus rapide que celle de la clientèle (4,3%), la consommation unitaire connaît une hausse sensible sur la période contrairement à la période 2005 – 2009 où la tendance inverse était notée.

Pour la clientèle Basse Tension, la quantité d'énergie consommée par client devrait enregistrer une hausse de 0,9% en moyenne par année, passant de 1,501 MWh/client en 2010 à 1,541 MWh/client en 2013. Sur la période 2005 - 2009 une baisse de près de 3% par an avait été notée.

Au niveau de la Moyenne Tension, l'évolution serait de 5,8% par an avec une consommation moyenne de 435 MWh/client en 2010 et 516 MWh/client prévue en 2013, contre une baisse de 0,47% par an sur la période précédente.

Pour la Haute Tension, la consommation unitaire, qui avait enregistré une baisse sur la période 2005 -2009, devrait connaître une hausse moyenne annuelle de 5,9% passant de 43,3 GWh/client en 2010 à 51,4 GWh/client prévue en 2013.

**Tableau 21 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle**

CLIENTELE	2010	2011	2012	2013	TCAM 2010-13
	MWh/client	MWh/client	MWh/client	MWh/client	
<b>Basse Tension</b>	<b>1,501</b>	<b>1,423</b>	<b>1,544</b>	<b>1,541</b>	<b>0,9%</b>
Usage Domestique	1,253	1,174	1,278	1,278	0,7%
Usage Professionnel	2,330	2,248	2,431	2,409	1,1%
Eclairage Public	43,135	43,251	45,975	49,194	4,5%
<b>Moyenne Tension</b>	<b>435,401</b>	<b>421,683</b>	<b>476,067</b>	<b>516,004</b>	<b>5,8%</b>
Tarif Courte utilisation (TCU)	118,5	115,0	120,7	127,5	2,5%
Tarif Général (TG)	425,6	409,4	465,7	505,0	5,9%
Tarif Longue utilisation (TLU)	1 282,4	1 302,3	1 423,1	1 533,8	6,1%
<b>Haute Tension</b>	<b>43 284,1</b>	<b>49 621,9</b>	<b>56 790,5</b>	<b>51 434,9</b>	<b>5,9%</b>
Normal	64 922,1	73 150,7	56 790,5	68 576,8	1,8%
Secours	8,0	2 564,3	#DIV/0!	9,3	5,2%
<b>TOTAL</b>	<b>2,336</b>	<b>2,253</b>	<b>2,449</b>	<b>2,511</b>	<b>2,4%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

## 4.4. L'évolution des revenus

En 2011 et 2012, le revenu maximum autorisé de Senelec a atteint respectivement 338 152 et 377 307 millions de FCFA soit globalement 715 460 millions de FCFA. Senelec a perçu de ses clients sur ces deux années 513 269 millions de FCFA et reçu de l'Etat sous forme de compensation par le biais du FSE 195 158 millions FCFA. L'écart de revenus de 1 505 millions en 2011 a été récupéré dans le RMA de 2012, tandis que l'écart constaté en 2012 et qui s'élève à 5 528 millions de FCA sera corrigé sur les revenus de 2013.

Le tableau ci-dessous fournit le détail des revenus de Senelec en 2011 et 2012.

**Tableau 22 : Evolution des revenus 2011 et 2012**

	2011	2012	Total
<b>Ventes d'Energie électrique (GWh)</b>	2 031	2 313	<b>4 344</b>
<b>RMA (Mn FCFA)</b>	338 152	377 307	<b>715 460</b>
<b>Compensations versées par l'Etat (Mn FCFA)</b>	95 903	99 255	<b>195 158</b>
<b>Ecart de revenus à corriger année suivante (Mn FCFA)</b>	1 505	5 528	<b>5 528</b>
<b>Revenus perçus avec les tarifs (Mn FCFA)</b>	240 745	272 524	<b>513 269</b>
<b>Prix moyens appliqués (FCFA/kWh)</b>	118,53	117,80	<b>118,14</b>

Pour l'année 2013, sur la base des hypothèses d'inflation notamment celles relatives aux prix des combustibles fournies par Senelec, le revenu maximum autorisé devrait se situer à 408 567 millions de FCFA pour des ventes de 2 506,92 GWh. Pour ce niveau de ventes, Senelec prévoit de percevoir de ses clients des recettes de 294 325 millions de FCFA en 2013 d'où un écart de revenus projeté de 114 242 millions de FCFA.

## 5. Situation de la Qualité du Service

La qualité de la fourniture d'électricité a connu une dégradation très importante en 2010 et 2011 avant de s'améliorer en 2012, avec la mise en œuvre des actions du Plan de Restructuration et de Relance du Secteur de l'Electricité (PRRSE) à partir du second semestre de l'année 2011.

En effet, la demande non satisfaite (énergie non fournie) globale est passée de 177 GWh en 2010 à 32 GWh en 2012 après avoir atteint un niveau record de 266 GWh en 2011 ; pour l'année 2013, une énergie non fournie globale de 36,5 GWh est projetée.

Il convient de noter que la norme assignée à Senelec en matière d'énergie non fournie, de 0,3% de l'énergie vendue soit 6,09 GWh en 2011 et 6,94 GWh en 2012, n'a jamais pu être respectée sur la période.

La sécurisation de l'approvisionnement en combustibles par la mise en place du Fonds de Soutien à l'Energie(FSE) s'est traduite par la baisse de l'énergie non

distribuée (END) par manque de combustible qui passe de 217,2 GWh à 0,78 GWh entre 2011 et 2012.

La répartition des interruptions par nature en 2011 et 2012 est résumée par le tableau ci-dessous. Ainsi, les interruptions de service en 2012 enregistrent des baisses autant en nombre qu'en énergie non distribuée à l'exception des interruptions suite à des incidents dont le nombre a augmenté de 46% et l'END de 4%.

**Tableau 23 : Répartition des interruptions par nature**

Nature	Interruptions 2010		Interruptions 2011		Evolution 2011 - 2010		Interruptions 2012		Evolution 2012 - 2011	
	Nombre	END(MWh)	Nombre	END(MWh)	Nbre (%)	END (%)	Nombre	END(MWh)	Nbre (%)	END (%)
Incidents	9 731	16 770	8 921	18 214	- 8	9	12 991	18 971	46	4
Manque de Production	24 326	146 203	29 550	217 187	21	49	306	780	- 99	- 100
Effacements HT	273	7 099	283	8 718	4	23	44	882	- 84	- 90
Manœuvre/ Travaux	2 519	3 884	5 501	12 087	118	211	4 926	6 374	- 10	- 47
Surcharge/ Faible U	748	3 094	1 850	10 413	147	237	1 164	4 993	- 37	- 52
<b>TOTAL Interruptions</b>	<b>37 597</b>	<b>177 050</b>	<b>46 105</b>	<b>266 619</b>	<b>23</b>	<b>51</b>	<b>19 431</b>	<b>32 000</b>	<b>- 58</b>	<b>- 88</b>

L'année 2011 a été marquée à l'instar des années précédentes par de nombreuses interruptions de service. L'énergie non distribuée globale suite à ces perturbations et interruptions sur les réseaux a connu une hausse de 23% par rapport à 2010. En 2012, les interruptions enregistrent globalement une baisse de 58% en nombre et 88% en END comparées à 2011.

**Tableau 24 : Evolution des interruptions réseaux**

Tension	Interruptions 2010		Interruptions 2011		Evolution 2011 - 2010		Interruptions 2012*		Evolution 2012 - 2011	
	Nombre	END	Nombre	END	Nbre (%)	END (%)	Nombre	END	Nbre (%)	END (%)
MT Dakar	20 939	101 663	27 510	172 557	31	70	8 972	22 400	- 67	- 87
MT Régions	15 953	68 072	17 577	84 150	10	24	9 876	8 685	- 44	- 90
90 kV	658	7 146	928	9 632	41	35	531	915	- 43	- 91
225 kV	47	169	90	280	91	66	52		- 42	- 100
<b>TOTAL interruptions</b>	<b>37 597</b>	<b>177 050</b>	<b>46 105</b>	<b>266 619</b>	<b>23</b>	<b>51</b>	<b>19 431</b>	<b>32 000</b>	<b>- 58</b>	<b>- 88</b>

L'énergie non distribuée suite à des incidents sur les réseaux de transport et de distribution, a augmenté respectivement de 9% et 4% en 2011 et 2012, passant de 16,77 GWh en 2010 à 18,214 GWh en 2011 et 18,971 GWh en 2012. En nombre, les incidents ont baissé de 8% entre 2010 et 2011, passant de 9 731 à 8 921 avant d'enregistrer une hausse de 46% en 2012. Cette situation est la conséquence du retard sur les investissements notamment au niveau des réseaux de distribution.

## 6. Situation des Investissements

Les investissements sur la période 2011 – 2013 ont été marqués par une participation de l'Etat sous forme de subvention dans le cadre du plan de relance et de restructuration du secteur de l'énergie (PRRSE).

Senelec a réalisé 30 587 millions d'investissements en 2011 et 2012 essentiellement dans les réseaux de transport et de distribution qui représentent respectivement 47% et 45% de ces investissements. Concernant la production, ils se chiffrent à 1 692 millions soit 6% des investissements réalisés lors des deux premières années de la période triennale.

**Tableau 25 : Synthèse des investissements Senelec 2011 - 2012**

	2011	2012	TOTAL 2011-2012
<b>Investissements nouveaux</b>	<b>20 371</b>	<b>10 215</b>	<b>30 587</b>
Production	491	1 201	1 692
Transport	9 355	5 050	14 405
Distribution	10 242	3 649	13 892
Autres	283	316	599

En 2013, Senelec prévoit des investissements chiffrés à 70 397 millions ce qui porterait les investissements globaux de la période à 100 959 millions de FCFA. Les réseaux de transport et de distribution concentrent respectivement 34% et 57% des investissements de la période 2011 - 2013.

Dans ses projections qui ont été utilisées pour déterminer la base tarifaire à rémunérer par les tarifs, Senelec avait prévu un investissement direct de 228 883 millions, dont 32 771 millions pour la production, 179 769 millions pour les réseaux (109 692 millions sur les réseaux de transport et 70 077 millions sur les réseaux de distribution) et 16 344 millions pour les autres investissements.

Ainsi Senelec accuserait un retard de près de 127 924 millions, soit 56%, par rapport à ses projections d'investissement.

**Tableau 26 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements**

Investissements globaux en Mn FCFA	Réalisés	Projetés	Ecart	
			Mn FCFA	Relatifs (%)
<b>Renouvellement/Réhabilitation</b>	<b>18 146</b>	<b>21 377</b>	- 3 231	-15%
Production	333	5 029	- 4 696	-93%
Transport	17 813	16 348	1 466	9%
Distribution	-	-	-	
Autres	-	-	-	
<b>Extensions</b>	<b>82 813</b>	<b>207 506</b>	- 124 693	-60%
Production	3 320	27 741	- 24 421	-88%
Transport	16 988	93 344	- 76 356	-82%
Distribution	47 351	70 077	- 22 726	-32%
Autres	15 154	16 344	- 1 191	-7%
<b>TOTAL</b>	<b>100 959</b>	<b>228 883</b>	- 127 924	-56%
Production	3 653	32 771	- 29 117	-89%
Transport	34 801	109 692	- 74 890	-68%
Distribution	47 351	70 077	- 22 726	-32%
Autres	15 154	16 344	- 1 191	-7%

Les investissements de production ne seraient réalisés qu'à hauteur de 11% avec 7% au niveau des réhabilitations et 12% pour les extensions.

Pour les investissements de transport, les réhabilitations projetées devraient être réalisées à hauteur de 109% contre 32% pour les extensions.

Les extensions prévues au niveau des investissements de distribution vont accuser un retard de 32%.

Quant aux autres investissements composés principalement du génie civil et des logiciels, ils devraient être réalisés à hauteur de 93%.

En plus de ces investissements financés par Senelec, le gouvernement a pris en charge une partie des investissements réalisés. Sur la période 2011 – 2013, ces investissements devraient atteindre 90 190 millions dont 47 853 déjà consentis en 2011 et 2012. Ces investissements ont concerné la production et le transport pour 85% et 12%.

**Tableau 27 : Synthèse des investissements supportés par l'Etat 2011 - 2013**

	2011	2012	TOTAL 2011-2012	2013	TOTAL
<b>Investissements nouveaux</b>	<b>17 231</b>	<b>30 622</b>	<b>47 853</b>	<b>42 337</b>	<b>90 190</b>
Production	17 231	30 622	47 853	29 199	77 052
Transport	-	-	-	11 029	11 029
Distribution	-	-	-	1 979	1 979
Autres	-	-	-	130	130

Le détail des investissements est donné en **Annexe 3**.

## 7. Situation Financière

La situation financière de Senelec est caractérisée durant la période 2011-2013 par :

- un résultat d'exploitation déficitaire en 2011 et 2012 ;
- des pertes nettes cumulées élevées qui ont contribué à l'érosion des capitaux propres;

Les produits d'exploitation devraient enregistrer une croissance annuelle moyenne de 13,9% passant de 290 milliards en 2010 à plus de 428 milliards projetés en 2013. Cette évolution résulte de l'augmentation des ventes d'énergie et de la subvention d'exploitation qui intègre la compensation pour gel de tarifs.

Les autres produits, avec un taux de croissance annuel moyen de 15% sur la période 2010 – 2013, enregistrent la plus forte croissance après les subventions d'exploitation, passant de 7 758 millions en 2010 à 11 205 millions en 2012. Le montant projeté en 2013 des autres produits est de 11 773 millions.

**Tableau 28 : Evolution des produits d'exploitation**

Produits d'exploitation en Mn FCFA	2010	2011	2012	2013	Total 2011 - 2013	TCAM 2010-13
Ventes de produits fabriqués	243 582	241 974	272 524	294 325	<b>808 823</b>	6,5%
Travaux, services vendus	8 433	8 269	9 387	9 863	<b>27 520</b>	5,4%
Subvention d'exploitation	28 070	103 371	118 716	112 472	<b>334 559</b>	58,8%
Autres produits	7 748	12 359	11 205	11 773	<b>35 337</b>	15,0%
Produits accessoires	170	120	163	171	<b>453</b>	0,2%
Reprises de provisions	1 606	7 027			<b>7 027</b>	-100,0%
Transfert de charges	148	2 317			<b>2 317</b>	-100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>289 757</b>	<b>375 436</b>	<b>411 995</b>	<b>428 604</b>	<b>1 216 035</b>	13,9%

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Ainsi, les ventes de produits fabriqués ne représenteraient que les deux tiers des produits d'exploitation sur la période 2011 – 2013 contre 84% en 2010. Le reste étant complété par la subvention d'exploitation qui atteint 28 % sur la période, les travaux et services vendus (2%) et les divers autres produits.

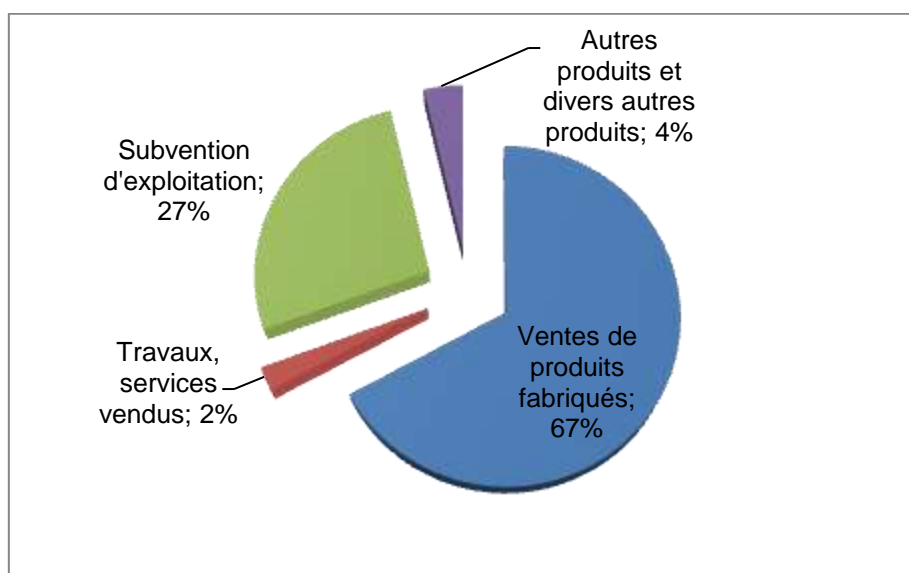
**Tableau 29 : Répartition des produits d'exploitation**

Produits d'exploitation en Mn FCFA	2010	2011	2012	2013	Total 2011 - 2013
Ventes de produits fabriqués	84%	64%	66%	69%	<b>67%</b>
Travaux, services vendus	3%	2%	2%	2%	<b>2%</b>
Subvention d'exploitation	10%	28%	29%	26%	<b>28%</b>
Autres produits et divers autres produits	3%	6%	3%	3%	<b>4%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

**Figure 4 : Répartition des produits d'exploitation de la période**



Concernant les charges d'exploitation hors amortissements et provisions, elles devraient évoluer au taux moyen annuel de 5,5%.

**Tableau 30 : Evolution des charges d'exploitation**

Charges d'exploitation en Mn FCFA	2010	2011	2012	2013	Total 2011 - 2013	TCAM 2010-13
Achats de matières premières & fournitures liées	206 552	227 069	264 452	245 044	<b>736 566</b>	5,9%
Achats d'énergie	8 198	10 349	13 532	12 619	<b>36 500</b>	15,5%
Frais de Capacité	16 878	18 902	19 190	34 192	<b>72 284</b>	26,5%
Autres achats	7 329	8 429	9 013	7 806	<b>25 248</b>	2,1%
Transports	1 356	1 224	1 425	921	<b>3 571</b>	-12,1%
Services extérieurs	21 662	29 529	30 706	21 302	<b>81 537</b>	-0,6%
Impôts et taxes	4 669	4 036	8 230	5 410	<b>17 676</b>	5,0%
Autres charges	12 413	10 830	7 436	8 122	<b>26 388</b>	-13,2%
Charges de personnel	28 032	28 388	25 783	26 556	<b>80 727</b>	-1,8%
Redevances CRSE et RTS	4 159	2 859	3 045	3 620	<b>9 524</b>	-4,5%
<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES HORS AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS</b>	<b>311 248</b>	<b>341 616</b>	<b>382 813</b>	<b>365 592</b>	<b>1 090 021</b>	5,5%

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

Les dotations aux amortissements réalisés en 2011 sont reconduites en 2012 et 2013

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Les consommations de matières premières et fournitures liées intégrant les achats d'énergie représentent les deux tiers des dépenses d'exploitation et presque l'intégralité du chiffre d'affaires (92%) de la période hors compensation de revenus pour gel des tarifs.

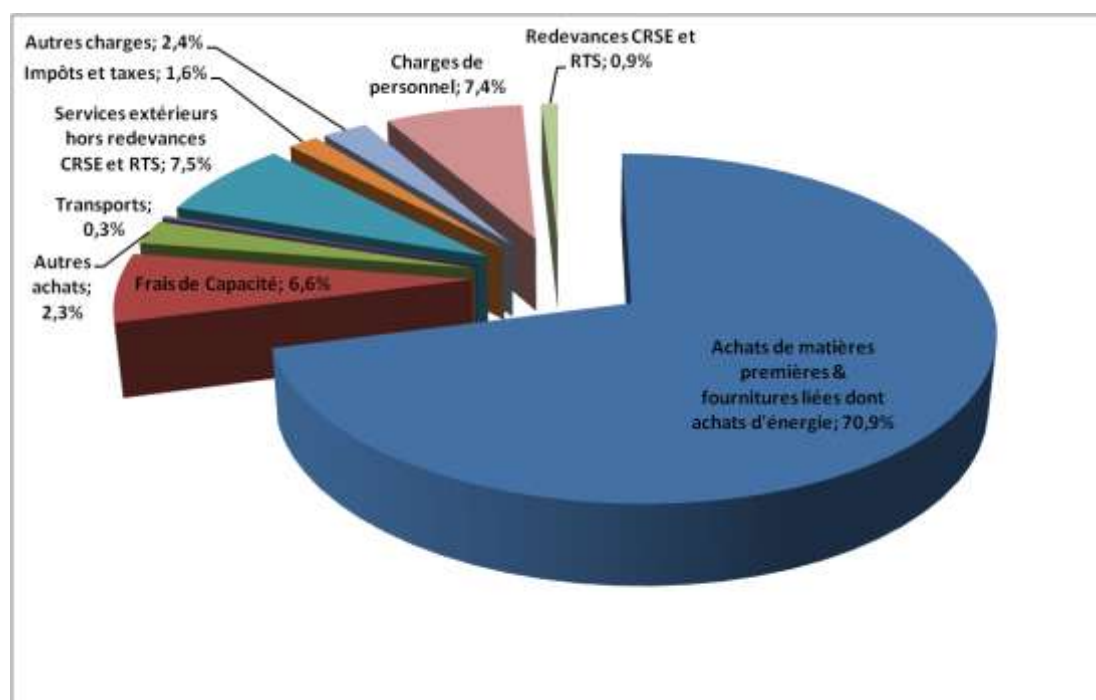
**Tableau 31 : Répartition des charges d'exploitation**

Charges d'exploitation en Mn FCFA	2010	2011	2012	2013	Total 2011 - 2013
Achats de matières premières & fournitures liées dont achats d'énergie	69,0%	69,5%	72,6%	70,5%	<b>70,9%</b>
Frais de Capacité	5,4%	5,5%	5,0%	9,4%	<b>6,6%</b>
Autres achats	2,4%	2,5%	2,4%	2,1%	<b>2,3%</b>
Transports	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	<b>0,3%</b>
Services extérieurs hors redevances CRSE et RTS	7,0%	8,6%	8,0%	5,8%	<b>7,5%</b>
Impôts et taxes	1,5%	1,2%	2,1%	1,5%	<b>1,6%</b>
Autres charges	4,0%	3,2%	1,9%	2,2%	<b>2,4%</b>
Charges de personnel	9,0%	8,3%	6,7%	7,3%	<b>7,4%</b>
Redevances CRSE et RTS	1,3%	0,8%	0,8%	1,0%	<b>0,9%</b>
<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES HORS AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec

Les dotations aux amortissements réalisés en 2011 sont reconduites en 2012 et 2013

**Figure 5 : Répartition des charges d'exploitation de la période**



Comparées aux projections initiales, les charges d'exploitation hors amortissements et provisions devraient enregistrer un dépassement de 0,65% soit 7 milliards passant de 1 083 milliards à 1 090 milliards. En prenant en compte le niveau des ventes, le dépassement serait plus important : 11,03% en valeur relative et 108 milliards en valeur absolue.

**Tableau 32 : Analyse comparative des réalisations et des projections des charges d'exploitation**

Charges d'exploitation en Mn FCFA	Projections Initiales 2011 - 2013	Réalisations 2011 - 2013	Projections initiales corrigées avec niveau des ventes	Réalisations vs Projections initiales	Réalisations vs Projections initiales corrigées avec niveau des ventes
Achats de matières premières & fournitures liées	751 699	736 566	670 784	-2,0%	9,8%
Achats d'énergie	27 384	36 500	24 436	33,3%	49,4%
Frais de Capacité	55 656	72 284	55 656	29,9%	29,9%
Autres achats	26 877	25 248	23 984	-6,1%	5,3%
Transports	4 252	3 571	3 794	-16,0%	-5,9%
Services extérieurs	72 644	81 537	64 824	12,2%	25,8%
Impôts et taxes	16 163	17 676	14 424	9,4%	22,6%
Autres charges	28 935	26 388	25 821	-8,8%	2,2%
Charges de personnel	86 640	80 727	86 640	-6,8%	-6,8%
Redevances CRSE et RTS	12 734	9 524	11 363	-25,2%	-16,2%
<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES HORS AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS</b>	<b>1 082 983</b>	<b>1 090 021</b>	<b>981 724</b>	<b>0,65%</b>	<b>11,03%</b>

NB: les valeurs de 2012 sont provisoires et celles de 2013 correspondent aux nouvelles projections de Senelec  
Les dotations aux amortissements réalisés en 2011 sont reconduites en 2012 et 2013

## 8. Appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus

Dans son appréciation de la formule actuelle de contrôle des revenus, Senelec rappelle le contexte dans lequel elle évolue et qui est caractérisé, d'une part, par une demande en forte croissance et une forte volatilité des prix des produits pétroliers et, d'autre part, par la nécessité d'investir pour le renouvellement et l'extension des installations.

Senelec a aussi rappelé les motivations de la révision intérimaire des conditions tarifaires conduite en 2011 pour prendre en compte le déficit de planification notamment dans la programmation de l'introduction de la technologie du charbon, ainsi que ses principales conclusions, à savoir :

- la période de validité des conditions tarifaires ramenée de cinq à trois ans ;
- le paiement trimestriel de la compensation ;
- l'abandon du lissage pour la détermination des recettes ; et
- la suspension, sur une période de 2 ans (2011 – 2012), de l'application des incitations contractuelles liées aux Normes et obligations contractuelles.

Senelec suggère pour la nouvelle formule :

- la révision du mode de détermination du taux de rentabilité notamment :
  - l'hypothèse du taux de rendement sans risque ;
  - le coût de la dette
  - le niveau du ratio dette sur capital ;
  - le mode de calcul du paramètre BETA ; et
  - le niveau de la prime de risque ;
- l'introduction d'un seuil pour l'indice composite d'inflation pour déclencher la révision exceptionnelle liée à l'inflation ;
- le traitement dans le RMA de l'introduction des projets relatifs aux Energies Renouvelables ;
- la prise en compte du Décret 2011-528 du 26 Avril 2011 qui définit, en son article 2, le nouveau mode de calcul du Fonds de Préférence et stipule que le montant de la dotation est une charge d'exploitation à intégrer dans la formule de contrôle des revenus de Senelec comme « passthrough » ;
- le paramétrage dans la future formule du RMA d'un élément permettant de couvrir les surcoûts liés aux éventuels retards des projets d'investissements dont l'exécution et le financement sont sous la responsabilité de l'Etat.

# SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2011 -2013

Pour la période triennale 2011 -2013, le Ministre chargé de l'énergie avait fixé à Senelec des obligations et normes contractuelles qui se résument en deux parties :

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

## 1. Suivi des normes

Les normes de service concernent :

Pour les clients finaux de Senelec :

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

Les incitations contractuelles liées à ces normes ont été suspendues pour les années 2011 et 2012.

Pour les clients Concessionnaires d'électrification rurale ;

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

Sur ces normes, seules trois relatives aux clients finaux ont fait l'objet de suivi, les concessionnaires d'électrification rurale n'ayant pas encore commencé à opérer.

## 1.1. Normes de branchement Basse Tension sans modification de réseau

Lorsqu'une personne fait une demande d'abonnement ne nécessitant pas de modification de réseau, Senelec doit visiter ses installations dans un délai de cinq (5) jours ouvrables à compter de la date de sa demande. Par la suite, Senelec doit réaliser le branchement dans un délai de cinq (5) jours ouvrables en milieu urbain et de dix (10) jours ouvrables en milieu rural à compter de la date de paiement des frais de premier établissement.

Sur la période 2011 -2012, le délai de visite n'a pas été respecté pour 40 562 demandes sur 247 527 demandes reçues en milieu urbain soit un taux de 16,4%.

**Tableau 33 : Suivi des normes de visites Basse Tension**

En milieu urbain	2011	2012	TOTAL
Nombre de demandes reçues	128 211	119 316	<b>247 527</b>
Nombre de visites hors délais	15 029	25 533	<b>40 562</b>
<b>Taux de visites hors délais</b>	<b>11,7%</b>	<b>21,4%</b>	<b>16,4%</b>

Pour le délai de branchement, Senelec a dépassé le délai fixé pour 55 490 demandes en milieu urbain sur 246 945 demandes reçues soit 22,5%. La performance en milieu rural n'a pas été fournie.

**Tableau 34 : Suivi des normes de branchement Basse Tension**

En milieu urbain	2011	2012	TOTAL
Nombre de demandes reçues	115 413	131 532	<b>246 945</b>
Nombre de branchements hors délais	20 849	34 641	<b>55 490</b>
<b>Taux de visites hors délais</b>	<b>18,1%</b>	<b>26,3%</b>	<b>22,5%</b>

## 1.2. Normes de sécurité et de disponibilité (ENF)

Senelec a l'obligation de satisfaire la demande de ses clients en limitant la quantité d'énergie non satisfaite (Energie non fournie) à 0,3% de ses ventes. A défaut, une incitation contractuelle devrait lui être appliquée pour chaque kWh non fournie au-delà de la norme, dans la limite de 2% du chiffre d'affaires de l'année.

Sur la période 2011 - 2012, comme le montre le tableau ci-après, Senelec a largement dépassé la norme de sécurité et de disponibilité et aurait supporté une incitation contractuelle de 10,310 milliards qui serait déduite de son Revenu Maximum Autorisé si l'incitation n'était pas suspendue.

**Tableau 35 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité**

Energie non fournie	2011	2012
Norme Energie non fournie en GWh	6,1	6,9
Energie non fournie réalisée en GWh	266,6	32,1
<b>Incitations Contractuelles calculées en Mn FCFA</b>	<b>4 839</b>	<b>5 450</b>
<b>Incitations Contractuelles applicables Mn FCFA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

### 1.3. Normes de facturation

Suite au raccordement d'un nouveau client, Senelec a l'obligation d'établir sa première facture dans un délai de trois(3) mois. A défaut, une incitation contractuelle de 5 723 FCFA par jour de retard devrait être versée à chaque client concerné si elle n'était pas suspendue.

Cette norme n'a pas été respectée pour 6 789 nouveaux clients sur la période 2011 – 2012 soit 2,3%.

**Tableau 36 : Suivi des normes de facturation**

<b>Emission 1ere facture</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>TOTAL</b>
Nombre de premières factures émises	132 467	164 942	<b>297 409</b>
Nombre de premières factures émises au-delà de la norme de 3 mois	2 356	4 433	<b>6 789</b>
<b>Taux d'émission d'une première facture au-delà de la norme</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,3%</b>

## 2. Suivi des obligations d'électrification

Pour la définition des conditions tarifaires de la période 2010-2014, le Ministre chargé de l'Energie a fixé à Senelec l'obligation de raccorder 256 636 nouveaux clients domestiques à l'horizon 2014 (160 882 clients dans les zones urbaines et 95 754 clients dans les zones rurales), avec un objectif intermédiaire de 171 413 nouveaux clients en 2012 (116 473 clients en zones urbaines et 54 940 clients en zones rurales).

A la fin de l'année 2012, Senelec a raccordé 94 789 nouveaux clients domestiques, soit 53% de l'objectif de 2012 et 37% de l'obligation à fin 2014. Des efforts sont donc nécessaires pour l'atteinte des objectifs puisqu'en maintenant la tendance de 2012, l'obligation de raccorder 256 636 nouveaux clients domestiques à l'échéance de 2014 ne sera réalisée qu'à hauteur de 62%.

### **Zones urbaines**

En zone urbaine, Senelec a raccordé 64 739 nouveaux clients sur la période 2010 – 2012 sur un objectif de 126 601 nouveaux clients domestiques; soit un taux de réalisation de la cible à fin 2012 de 51% en zones urbaines.

Par rapport à l'objectif global de 160 882 nouveaux clients à la fin de l'année 2014, le taux de réalisation projeté à la fin de l'année 2013 serait de 57% correspondant à 92 325 nouveaux clients sur la période 2010 - 2013.

**Tableau 37 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain**

Zones urbaines des Régions	2009	2012			Estimations		
	Nbre Clients	Nbre Nouveaux clients cibles	Nouveaux clients raccordés	Taux de réalisation	Nbre Nouveaux clients cibles en 2014	Nouveaux clients projetés 2013	Taux Réalisation Projeté fin 2013
Dakar	329 222	35 328	39 315	111%	53 756	56 099	104%
Thiès	62 213	29 592	5 255	18%	24 618	8 328	34%
Fatick	7 754	3 282	1 186	36%	3 929	1 593	41%
Kolda	8 140	4 981	1 559	31%	7 393	2 000	27%
Sedhiou	3 196	2 033	598	29%	3 313	771	23%
Tambacounda	11 219	4 870	1 756	36%	7 642	2 347	31%
Kédougou	1 784	1 251	292	23%	1 743	386	22%
Kaolack	26 342	3 497	2 826	81%	5 101	4 155	81%
Kaffrine	4 648	1 343	898	67%	4 423	1 151	26%
Diourbel	17 145	4 431	2 156	49%	6 173	3 035	49%
Louga	16 032	1 323	2 207	167%	2 727	3 037	111%
Saint Louis	29 390	18 619	3 429	18%	20 316	4 924	24%
Matam	5 224	3 803	737	19%	4 709	1 008	21%
Ziguinchor	18 670	12 248	2 525	21%	15 039	3 491	23%
<b>TOTAL</b>	<b>540 979</b>	<b>126 601</b>	<b>64 739</b>	<b>51%</b>	<b>160 882</b>	<b>92 325</b>	<b>57%</b>

Ainsi, le taux de réalisation des obligations d'électrification à la fin de l'année 2012 dans les zones urbaines est de 51%. Seules les communes des régions de Dakar et de Louga ont atteint leurs objectifs. En dehors de Kaolack et Kaffrine, toutes les autres régions n'atteignent pas un niveau de réalisation de 50%.

Le taux d'électrification en milieu urbain, sur la base du nombre de ménages projeté lors de la fixation de ces obligations, devrait atteindre 89% à la fin de l'année 2012 contre un objectif de 98%. Pour les communes des régions de Dakar et Louga, le taux d'électrification est supérieur à 100%. Cette situation pourrait découler de problèmes liés à l'estimation du nombre de ménages ou à l'existence de plusieurs compteurs dans certains ménages.

**Tableau 38 : Estimation des taux d'électrification en milieu urbain**

Zones urbaines des Régions	Objectifs 2012			Estimations 2012			Budget 2013
	Nbre Ménages	Taux Electrif.	Nbre Clients	Nbre Clients	Taux Electrif.	Taux Réalisation	Nbre Clients
Dakar	364 550	100%	364 550	368 537	100%	101%	385 321
Thiès	91 805	100%	91 805	67 468	73%	73%	70 541
Fatick	11 377	97%	11 036	8 940	79%	81%	9 347
Kolda	15 082	87%	13 121	9 699	64%	74%	10 140
Sedhiou	6 377	82%	5 229	3 794	59%	73%	3 967
Tambacounda	17 488	92%	16 089	12 975	74%	81%	13 566
Kédougou	3 488	87%	3 035	2 076	60%	68%	2 170
Kaolack	29 839	100%	29 839	29 168	98%	98%	30 497
Kaffrine	7 780	77%	5 991	5 546	71%	93%	5 799
Diourbel	23 452	92%	21 576	19 301	82%	89%	20 180
Louga	17 355	100%	17 355	18 239	100%	105%	19 069
Saint Louis	49 494	97%	48 009	32 819	66%	68%	34 314
Matam	9 812	92%	9 027	5 961	61%	66%	6 232
Ziguinchor	33 607	92%	30 918	21 195	63%	69%	22 161
<b>TOTAL</b>	<b>681 506</b>	<b>98%</b>	<b>667 580</b>	<b>605 718</b>	<b>89%</b>	<b>91%</b>	<b>633 304</b>

### **Zones rurales**

En zone rurale, Senelec devrait raccorder 30 050 nouveaux clients domestiques sur la période 2010- 2012 sur un objectif cible à fin 2012 de 52 896, soit un taux de réalisation de 57%.

Par rapport à l'objectif global de 95 754 nouveaux clients à la fin de l'année 2014, le taux de réalisation projeté à la fin de l'année 2013 serait de 38% correspondant à 36 632 nouveaux clients sur la période 2010 - 2013.

**Tableau 39 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural**

Zones rurales des Régions	2009	Objectifs 2012			Estimations		
	Nbre Clients	Nbre Nouveaux clients cibles	Nouveaux clients raccordés	Taux de réalisation	Nbre Nouveaux clients cibles en 2014	Nouveaux clients projetés 2013	Taux Réalisation Projeté fin 2013
Dakar							
Thiès	29 248	2 267	9 094	-401%	11 679	10 702	92%
Fatick	6 615	3 198	1 322	41%	7 551	1 655	22%
Kolda	1 187	5 866	253	4%	7 637	313	4%
Sedhiou	1 605	2 771	428	15%	2 978	513	17%
Tambacounda	3 118	4 246	808	19%	5 498	973	18%
Kédougou	65	1 622	4	0%	1 992	7	0%
Kaolack	3 780	4 004	825	21%	5 086	1 018	20%
Kaffrine	751	6 342	194	3%	6 532	233	4%
Diourbel	44 414	14 503	9 388	65%	19 094	11 645	61%
Louga	10 422	5 365	1 938	36%	8 545	2 457	29%
Saint Louis	11 394	2 107	2 276	108%	8 438	2 850	34%
Matam	9 101	3 676	1 851	50%	6 176	2 311	37%
Ziguinchor	5 150	1 463	1 669	114%	4 548	1 955	43%
<b>TOTAL</b>	<b>126 850</b>	<b>52 896</b>	<b>30 050</b>	<b>57%</b>	<b>95 754</b>	<b>36 632</b>	<b>38%</b>

Ainsi, le taux de réalisation des obligations d'électrification à la fin de l'année 2012 dans les zones rurales est de 57%. Seules les régions de Thiès, Saint Louis et Ziguinchor ont dépassé les objectifs.

La participation de Senelec au taux d'électrification en milieu rural, sur la base du nombre de ménages projeté lors de la fixation de ces obligations, devrait atteindre 23% à la fin de l'année 2012 contre un objectif de 26%. Pour les régions de Diourbel et Matam, le taux d'électrification en milieu rural est supérieur à 100%. Cette situation pourrait découler de problèmes liés à l'estimation du nombre de ménages ou à l'existence de plusieurs compteurs dans certains ménages.

En outre, le taux d'électrification dépasse 80% dans 3 autres régions : Fatick, Diourbel et Matam.

**Tableau 40 : Estimation des taux d'électrification en milieu rural**

Zones rurales des Régions	Objectifs 2012			Estimations 2012			Budget 2013
	Nbre Ménages	Taux Electrif.	Nbre Clients	Nbre Clients	Taux Electrif.	Taux Réalisation	Nbre Clients
Dakar	364 550	0%	-	-			-
Thiès	91 805	29%	26 981	38 342	42%	142%	39 950
Fatick	11 377	86%	9 813	7 937	70%	81%	8 270
Kolda	15 082	47%	7 053	1 440	10%	20%	1 500
Sedhiou	6 377	69%	4 376	2 033	32%	46%	2 118
Tambacounda	17 488	42%	7 364	3 926	22%	53%	4 091
Kédougou	3 488	48%	1 687	69	2%	4%	72
Kaolack	29 839	26%	7 784	4 605	15%	59%	4 798
Kaffrine	7 780	91%	7 093	945	12%	13%	984
Diourbel	23 452	251%	58 917	53 802	100%	91%	56 059
Louga	17 355	91%	15 787	12 360	71%	78%	12 879
Saint Louis	49 494	27%	13 501	13 670	28%	101%	14 244
Matam	9 812	130%	12 777	10 952	100%	86%	11 412
Ziguinchor	33 607	20%	6 613	6 819	20%	103%	7 105
<b>TOTAL</b>	<b>681 506</b>	<b>26%</b>	<b>179 746</b>	<b>156 900</b>	<b>23%</b>	<b>87%</b>	<b>163 482</b>

# CONDITIONS TARIFAIRES ACTUELLES

## 1. Présentation

Les conditions tarifaires fixées par la Commission pour la période 2011-2013 comprennent :

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

En définissant les conditions tarifaires actuellement en vigueur, la Commission a fixé le revenu à percevoir par Senelec durant la période 2011 -2013 compte non tenu des redevances et corrections à 1 227,547 milliards, aux conditions économiques prévues sur la période correspondant à 973,957 milliards de FCFA de 2010, pour 7674,61 GWh de ventes prévues, soit un tarif plafond de 126,91 FCFA/kWh aux conditions économiques de référence.

Sur cette base, le revenu maximum autorisé au cours d'une année a été fixé à :

- 2011 :314,708 en FCFA de 2010, pour 2356,22 GWh de ventes.
- 2012 :320,084 en FCFA de 2010, pour 2544,99 GWh de ventes.
- 2013 :339,165 en FCFA de 2010, pour 2773,40 GWh de ventes.

Ces revenus devaient être indexés avec une formule de contrôle des revenus, tenant compte de l'inflation constatée et de l'évolution de la demande par rapport aux ventes de référence.

Ainsi, Senelec peut demander un ajustement de ses tarifs à condition qu'en fixant ses tarifs de vente, elle ne dépasse pas un prix plafond découlant du montant maximum de revenus ( $RMA_t$ ) résultant de l'application de la formule de contrôle des revenus définie par la Décision de la CRSE n° 2011 -04 du 21 juillet 2011.

Les ajustements de tarifs sont autorisés sur la base du revenu maximum autorisé indexé aux conditions économiques du 1er janvier, 1er avril, 1er juillet et 1er octobre. Pour les trois dernières indexations, l'ajustement est autorisé quand l'évolution induite est supérieure à 5% (en plus ou en moins).

### 1.1. Formule de contrôle des revenus

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

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

Ce montant  $RMA_t$  comprend trois parties :

- une partie régulée égale à  $(1-\theta)*A_t + \theta* B_t$  ;
- une partie redevances égale à  $RTSt + RRt$  ;
- une partie pénalités et corrections égale à  $Kt - Pt-1 + Rit$ .

La présentation complète de la formule est donnée en **Annexe 4**.

### **Partie régulée**

Cette partie comprend un élément fixe ( $A_t$ ) et un élément variable ( $B_t$ ) qui évolue en fonction des ventes d'électricité par niveau de tension. Ces deux éléments sont indexés chaque année en fonction d'un index d'inflation ( $\Pi_t$ ) permettant de protéger Senelec contre l'évolution de son environnement qu'elle ne peut influencer. Les surcoûts sont ainsi répartis entre l'entreprise et les consommateurs qui ne supportent que ceux créés par des événements sur lesquels Senelec n'a pas d'influence notamment l'inflation et l'évolution de la demande.

### **Partie Redevances**

Elle est constituée par :

**$RTS_t$**  : Redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTS).

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

Les montants de ces redevances sont intégrés à la formule, tels qu'ils devraient être supportés par Senelec (éléments de « pass-through ») en accord avec les règles de calcul prédéfinies.

### **Partie Pénalités et Corrections**

Elle comprend :

- L'incitation contractuelle ( $P_{t-1}$ ) exigible à Senelec pour manquement aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie) durant l'année précédente;
- Un facteur de correction ( $K_t$ ) de la différence entre les revenus perçus Senelec au titre de la vente au détail d'énergie électrique des usagers et/ou du Gouvernement pour une compensation de revenus ( $R_{t-1}$ ) et le revenu maximum autorisé ( $MR_{t-1}$ ), durant l'année  $t-1$ .
- La correction de l'écart de revenus noté à l'issue de la révision intérimaire ( $Rit$ ) qui est égale à 6 907 000 000 FCFA pour chaque année de la période

2011-2013. Cette valeur peut varier à l'issue d'une révision intérimaire de la Formule de contrôle de revenus.

## 1.2. Validité de la Formule de contrôle des revenus

La Formule de contrôle de revenus est fixée pour la période 2011-2013.

Toutefois, elle peut 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 en matière d'achat d'énergie et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

## 1.3. Indexation des revenus et ajustement des tarifs

Le Revenu Maximum Autorisé d'une année  $t$  est estimé aux conditions économiques du 1er janvier, 1er avril, 1er juillet et 1er octobre (dates d'indexation des tarifs) à partir de la Formule de contrôle des revenus définie ci-dessus et en considérant pour les indices d'inflation (IHPct, IPct), les prix des combustibles (IFOt, IDOt, IGNt) et le taux de change (TCt), 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 1er janvier, quel que soit le taux d'ajustement maximum obtenu ;
- aux conditions économiques du 1er avril, 1er juillet et 1er octobre si le taux d'ajustement maximum obtenu, est supérieur à 5% ou inférieure à -5%.

## 1.4. Compensation de revenus

Lorsque Senelec demande un ajustement de ses tarifs dans les conditions définies ci-dessus et que la Commission s'y oppose en application des stipulations de l'article 36 modifié du Contrat de Concession de Senelec, le montant de la compensation, hors toutes taxes, due par l'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<sub>i</sub>** : 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<sub>i</sub>** : Compensation, hors toutes taxes, déjà perçue par Senelec au titre de la compensation de l'année en cours, à la date d'indexation i.

## 2. Application

Durant la période 2011 - 2013, une forte inflation a été notée par rapport aux conditions économiques de référence, surtout sur les prix des produits pétroliers. A la fin de l'année 2012, le prix du Fuel lourd (combustible principal de Senelec) connaît une augmentation de prix de 44,15% par rapport à l'année de référence et le diesel oil de 39,23%. Ces inflations sont maintenues en 2013, avec l'hypothèse de maintien des prix de 2012 retenue par Senelec en 2013.

Le tableau ci-après résume les différents indices d'inflation utilisés pour indexer les tarifs de référence.

**Tableau 41 : Evolution de l'inflation**

	2011	2012	2013
Inflation locale	3,61%	5,08%	8,24%
Inflation étrangère	2,05%	3,96%	6,04%
Evolution taux de change	0,00%	0,00%	0,00%
Inflation Prix fuel oil 380	25,50%	44,15%	44,15%
Inflation Prix diesel oil	26,36%	39,23%	39,23%
Inflation Prix gaz naturel	5,77%	6,25%	6,25%
Inflation composite	14,93%	22,25%	23,78%

Sur cette base, Senelec a demandé, à chaque indexation, l'ajustement de ses tarifs ou la compensation trimestrielle due. Sur la période 2011 - 2012, le gouvernement a décidé de geler les tarifs et de verser en conséquence la compensation requise de 195 158 milliards FCFA soit 27,3%.

Pour l'année 2013, en considérant les hypothèses d'inflation ci-dessus, le RMA est estimé à 408 567 millions FCFA pour 294 325 millions FCFA à percevoir avec les tarifs actuels soit un écart de revenus de 114 242 milliards à combler.

**Tableau 42 : Evolution des revenus autorisés et perçus**

	2011	2012	Total 2011 - 2012	2013	TOTAL
Ventes d'Energie électrique (GWh)	2 031	2 313	4 344	2 507	6 851
RMA (Mn FCFA)	338 152	377 307	715 460	408 567	1 124 027
Compensations versées par l'Etat (Mn FCFA)	95 903	99 255	195 158		195 158
Ecart de revenus à corriger année suivante (Mn FCFA)	1 505	5 528	5 528		-
Revenus perçus avec les tarifs (Mn FCFA)	240 745	272 524	513 269	294 325	807 594
Ecart de revenus (Mn FCFA)	-	-	-	114 242	114 242
Prix moyens appliqués (FCFA/kWh)	118,53	117,80	118,14	117,41	117,87

### 3. Fonctionnement de la régulation tarifaire

Pour fixer le revenu de Senelec, la régulation tarifaire prend en compte l'évolution de l'inflation et de celle des ventes, paramètres hors de contrôle de Senelec.

Pour l'année 2011, Senelec a enregistré une baisse de ses ventes de 13,8% par rapport aux projections pendant que l'inflation atteignait 14,93% tel qu'indiqué au Tableau n°35. Ainsi, les charges d'exploitation hors redevances ont enregistré un surcoût de 76 148 millions après prise en compte du niveau des ventes. Sur ce montant, la partie liée à l'effet prix, prise en charge par le RMA, a atteint 41 450 millions. La partie résiduelle d'un montant de 34 698 millions a été absorbée par Senelec.

Les revenus maximums autorisés, compte non tenu des redevances, pénalités et corrections des revenus, ont atteint 324,926 milliards en 2011 et 365,786 milliards en 2012, soit un montant global sur la période 2011 - 2012 de 690,712 milliards alors que celui des revenus régulés requis selon les principes de la régulation tarifaire en vigueur est de 690,702 milliards, soit une différence favorable de 0,0014%. Ainsi, les revenus autorisés suivent les revenus requis.

**Tableau 43 : Synthèse comparaison RMA avant redevances et corrections et revenus régulés requis**

Synthèse régulation tarifaire : comparaison RMA vs Revenus régulés requis	2011	2012	Total 2011 - 2013
RMA avant redevances et corrections	324 926	365 786	690 712
Revenus régulés requis	324 682	366 020	690 702
<b>Ecart</b>	<b>244</b>	<b>- 234</b>	<b>10</b>
<b>Ecart relatif (%)</b>	<b>0,08</b>	<b>- 0,06</b>	<b>0,0014</b>

# NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS 2014 - 2016

En vue de la détermination des nouvelles conditions tarifaires, le Ministre chargé de l'énergie a fixé à Senelec des obligations d'électrification permettant d'atteindre en 2017 des taux d'électrification de 70% au niveau national correspondant à 50% en milieu rural et 95% dans les zones urbaines. Cette ambition a été déclinée par la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) d'octobre 2012.

Par ailleurs, les normes de service de la période 2011- 2013 ont été reconduites pour la période 2014 - 2016. En revanche, la suspension des incitations contractuelles a été levée pour la nouvelle période à l'exception de celle relative à la norme de sécurité et de disponibilité maintenue en 2014 et 2015. Elle ne sera applicable qu'en 2016.

## 1. Obligations d'électrification

Les obligations d'électrification fixées à Senelec sur la période 2014 - 2016 consistent à raccorder 105 506 et 54 534 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zones urbaine et rurale soit un total de 160 000 nouveaux clients dans le périmètre de Senelec.

Ainsi, la contribution de Senelec au taux d'électrification devra passer de :

- En zone urbaine de 89% en 2012 à 93% en 2016, et
- En zone rurale de 22% estimé en 2012 à 26,6% en 2016.

### 1.1. Zones urbaines

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

**Tableau 44 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu urbain**

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2012**	Nombre de clients UD cible en 2014	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014	Nombre de clients UD cible en 2016	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016
Dakar****	368 537	382 978	14 441	396 744	28 207
Thiès	67 468	86 831	19 363	100 980	33 512
Fatick	8 940	11 683	2 743	11 640	2 700
Kolda	9 699	15 533	5 834	12 822	3 123
Sédhiou	3 794	6 509	2 715	5 013	1 219
Tambacounda	12 975	18 861	5 886	16 345	3 370
Kédougou	2 076	3 527	1 451	2 750	674
Kaolack	29 168	31 443	2 275	33 469	4 301
Kaffrine	5 546	9 071	3 525	7 156	1 610
Diourbel	19 301	23 318	4 017	25 201	5 900
Louga	18 239	18 759	520	19 489	1 250
Saint louis	32 819	49 706	16 887	43 524	10 705
Matam	5 961	9 933	3 972	7 948	1 987
Ziguinchor	21 195	33 709	12 514	28 143	6 948
<b>SENEGAL</b>	<b>605 718</b>	<b>701 861</b>	<b>96 143</b>	<b>711 224</b>	<b>105 506</b>

\* Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

\*\* Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

\*\*\* Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

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

## 1.2. Zones rurales

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

**Tableau 45 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural**

Zones rurales des régions	Nombre de clients UD en 2012**	Nombre de clients UD cible en 2014	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014	Nombre de clients UD cible en 2016	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016
Thiès	38 342	40 927	2 585	47 013	8 671
Fatick	7 937	14 166	6 229	10 522	2 585
Kolda	1 440	8 824	7 384	4 198	2 758
Sédhiou	2 033	4 583	2 550	3 931	1 898
Tambacounda	3 926	8 616	4 690	7 187	3 261
Kédougou	69	2 057	1 988	760	691
Kaolack	4 605	8 866	4 261	8 150	3 545
Kaffrine	945	7 283	6 338	3 713	2 768
Diourbel	53 802	63 508	9 706	66 633	12 831
louga	12 360	18 967	6 607	17 700	5 340
Saint louis	13 670	19 832	6 162	17 394	3 724
Matam	10 952	15 277	4 325	14 373	3 421
Ziguinchor	6 819	9 698	2 879	9 859	3 040
<b>SENEGAL</b>	<b>156 900</b>	<b>222 604</b>	<b>65 704</b>	<b>211 433</b>	<b>54 533</b>

\* Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

\*\* Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

\*\*\* Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

## 2. Normes et incitations contractuelles

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

### 2.1. Normes relatives aux clients finaux

#### 2.1.1. Normes d'approbation

<b>Normes d'approbation</b>	<b>Normes (jours ouvrables)</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un producteur indépendant ou d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que SENELEC</i>	10	6200 F CFA par jour de retard
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC</i>	10	6200 F CFA par jour de retard

\*Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par rapport à 2013.

#### 2.1.2. Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

<b>Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)</b>	<b>Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
2014	0,3%	
2015	0,3%	
2016	0,3%	1 331 FCFA/kWh

\* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

### 2.1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

<b>Normes liées aux relations avec la clientèle</b>	<b>Normes (jours ouvrables)</b>	<b>Incitations contractuelles</b>
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	6200 F CFA
<i>Edition factures bimestrielles</i>	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
<i>Réponses aux réclamations concernant les factures *</i>	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
<i>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</i>	3	-
<i>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement **</i>	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

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

### 2.1.4. Normes de vérification des compteurs

<b>Normes de vérification des compteurs</b>	<b>Normes</b>		<b>Incitations contractuelles* (F CFA)</b>
	<b>Milieu urbain</b>	<b>Milieu rural</b>	
<b>Prise de rendez vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur **</b>	10	15	6 656

\* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013.

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

### 2.1.5. Normes sur les compteurs à prépaiement

#### **a. Distance d'un point de vente par rapport à un abonné**

<b>Normes sur les compteurs à prépaiement : distance d'un abonné par rapport à un point de vente</b>			<b>Normes</b>
			<b>(rayon en km par rapport à un abonné)</b>
<i>Lieu de vente des cartes à prépaiement</i>	Milieu urbain	2014	5
		2015	5
		2016	5
	Milieu rural	2014	10
		2015	10
		2016	10

### **b. Nombre d'abonnés par point de vente**

<b>Normes sur les compteurs à prépaiement : nombre d'abonnés par point de vente</b>		<b>Normes (nombre d'abonnés)</b>	
<i>Un point de vente des cartes à prépaiement</i>	Milieu urbain	2014	1 000
		2015	1 000
		2016	1 000
	Milieu rural	2014	2 000
		2015	2 000
		2016	2 000

### **c. Jours et heures ouvrables des points de vente**

<b>Normes sur les compteurs à prépaiement : jours et heures ouvrables des points de vente</b>		<b>Normes (jours et heures ouvrables)</b>	
<i>Point de vente des cartes à prépaiement</i>	Milieu urbain	a) du Lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures	b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
		b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	
	Milieu rural	a) du Lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures	b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
		b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	

## 2.1.6. Normes de qualité du courant

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

<b>Normes de qualité du courant</b>		<b>Normes</b>
		Période 2014-2016
<i>Fréquence</i>		50 Hz $\pm$ 5%
<i>Tension</i>	Basse tension	127/220V ou 220/380V $\pm$ 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%

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

<b>Normes de qualité de courant</b>		<b>Normes</b>	<b>Incitations contractuelles* (F CFA)</b>
		<b>(jours ouvrables)</b>	
<i>Fournir des explications sans effectuer de visite**</i>	Milieu urbain	5	6 656 FCFA
	Milieu rural	7	
<i>Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai**</i>	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	7	

\* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013.

\*\* le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

## 2.1.7. Normes de branchement Basse Tension

### **a. Sans modification du Réseau existant**

<b>Nomes de branchement Basse Tension sans modification du réseau existant</b>		<b>Normes (jours ouvrables)</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
<i>Visite à une personne ayant fait une demande de branchement</i>		5	2 fois les coûts de 1 <sup>er</sup> établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
<i>Travaux de branchement**</i>	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	10	
<i>Déplacement de compteur**</i>	Milieu urbain	3	
	Milieu rural	5	

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

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

### **b. Avec modification du Réseau existant**

<b>Nomes de branchement Basse Tension avec modification du réseau existant</b>		<b>Normes (jours ouvrables)</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
<i>Réponse à une demande de branchement**</i>	Milieu urbain	10	2 fois les coûts de 1 <sup>er</sup> établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
	Milieu rural	15	
<i>Travaux de branchement**</i>	Milieu urbain	30	
	Milieu rural	60	

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

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

## 2.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale

### 2.2.1. Normes d'approbation

<b>Normes d'approbation</b>	<b>Normes (jours ouvrables)</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
<i>Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire</i>	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise par le concessionnaire

## 2.2.2. Normes de qualité du courant

Senelec doit livrer l'électricité à une fréquence de 50 Hz +/- 5% et à la tension nominale +/- 5%.

Si un concessionnaire estime recevoir de l'énergie électrique en dehors des limites autorisées, Senelec devra fournir des explications sur le problème et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre.

<i>Normes de qualité du courant</i>	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles* (F CFA)</i>
	<i>(jours ouvrables)</i>	
<i>Fournir des explications sans effectuer de visite**</i>	7	6200 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal
<i>Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai**</i>	10	6200 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal
<i>Apporter une solution</i>	90	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

### **N.B :**

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

### 2.2.3. Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

<b>Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
<i>Durée de la défaillance au cours d'un mois</i>	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.
<i>Nombres de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</i>	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

**N.B :**

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

### 2.2.4. Normes liées aux relations commerciales

#### **a. Normes de facturation**

<b>Normes liées aux relations commerciales: Facturation</b>	<b>Normes</b>	<b>Incitations contractuelles*</b>
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	-
<i>Edition factures bimestrielles</i>	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
<i>Réponses aux réclamations concernant les factures*</i>	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

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

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

### **b. Normes de préavis d'interruption programmée du service**

<b>Normes liées aux relations commerciales: Préavis d'interruption programmée de service</b>	<b>Normes</b>	<b>Incitations contractuelles</b>
<i>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</i>	15 jours	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai
<i>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*</i>	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

### **c. Normes de vérification des compteurs**

<b>Normes liées aux relations commerciales: Vérification des compteurs</b>	<b>Normes</b>	<b>Incitations contractuelles</b>
<i>Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur *</i>	10 jours ouvrables	10.000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**

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

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

# METHODOLOGIE DE REVISION

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

- de la Loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation par les prix plafonds ;
- du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de Senelec signé le 31 mars 1999, notamment son article 36 modifié, et le Cahier de Charges annexé, en son article 10 ;
- des Décisions de la Commission relatives aux conditions tarifaires de Senelec, notamment la Décision n° 2011 - 04 du 21 juillet 2011.

Elle est mise en œuvre selon le planning joint en **Annexe1**

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

Ainsi, après avoir analysé le bilan de l'exploitation de Senelec sur la période en cours, la révision des conditions tarifaires de Senelec consistera, dans un premier temps, à déterminer un profil de revenus et de prix plafonds pour la période 2014 -2016, tenant compte des nouvelles normes et obligations d'électrification fixées par le Ministre chargé de l'énergie et des projections des coûts de Senelec sur la période, ceci conformément aux dispositions des lois et règlements en vigueur.

Ensuite une formule d'indexation sera définie et paramétrée pour pouvoir répercuter sur ce profil de tarifs de référence, l'impact des fluctuations de l'environnement économique que pourrait subir Senelec et sur lesquelles elle n'aura aucune responsabilité et/ou influence. .

# 1. Détermination du profil des revenus et des tarifs plafonds

Les revenus autorisés à Senelec sur la période 2014 -2016 devront couvrir :

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

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

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

avec

*RMA* : Revenus tirés de l'application des conditions tarifaires ;

*E&M* : Coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance ;

*T* : Impôts et taxes à supporter ;

*D* : Amortissements des investissements ;

*r* : Taux de rentabilité normal ;

*Ki* : Base Tarifaire.

Les montants des Revenus Maximums Autorisés (RMA), rapportés aux prévisions de ventes d'énergie, permettront de déterminer un profil de prix plafonds de vente applicables par Senelec sur la période 2014 -2016 aux conditions économiques de référence (en FCFA de 2013) et aux niveaux de ventes prévues. Ce profil de prix plafonds de référence annuels sera obtenu à partir des revenus requis pour chaque année et des projections de ventes correspondantes.

## Calcul de la base tarifaire

La base tarifaire à rémunérer sur la période 2014 -2016 sera déterminée à partir de la base tarifaire à la fin de l'année 2013 et des projections de dépenses d'investissement éligibles et des amortissements sur la période.

La base tarifaire à la fin de l'année 2013 est obtenue à partir de la base tarifaire initiale fixée au début de la concession (1999), de l'estimation des dépenses d'investissement permises à Senelec sur la période 1999- 2013, des amortissements et les cessions d'actifs sur la période, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

### Définition du taux de rentabilité normal

Le taux de rentabilité normal à utiliser sur la période 2014 -2016 sera considéré égal au coût réel du capital avant impôt sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de Senelec. Conformément à la loi, le coût du capital sera calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC), en faisant l'hypothèse de ratios efficaces.

Le coût du capital sur la période 2014 -2016 sera estimé à partir de la formule ci-après :

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

avec

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

$T_s$  : taux d'imposition des intérêts sur la période 2014 – 2016 ;

$T_c$  : Taux d'imposition des bénéfices des entreprises sur la période 2014 – 2016 ;

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

$R_d$  : Coût estimé de la dette après impôts ;

$R_e$  : Coût estimé des fonds propres.

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

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

avec

$R_f$  : Taux de rendement sans risque avant impôts estimé pour les emprunts d'Etat au Sénégal durant la période 2014 – 2016. En l'absence de ces emprunts,  $R_f$  sera estimé à partir du taux de rendement avant impôts estimé sur les emprunts du Trésor français.

Beta : moyenne des estimations des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur de l'électricité par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux Etats-Unis, soit en Europe. Ces estimations seront ajustées

pour tenir compte des variations dans les ratios de financement. Les titres utilisés pour ces calculs seront ceux d'entreprises régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de Senelec.

$R_m$  : une estimation de la prime de risque de marché au dessus du taux de rendement sans risque requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la période 2014 – 2016. Celui-ci sera basé sur une estimation de la valeur historique de cette prime en France telle qu'elle est publiée dans la publication « Droit de marché » du cabinet « Associés en Finance » (publication de septembre 1998 ou version révisée).

## 2. Définition et paramétrage d'une formule d'indexation

Une formule d'indexation sera définie et paramétrée pour tenir compte de l'inflation et de l'évolution des ventes. Les variables et/ou facteurs de pondération utilisés pour le paramétrage de la formule refléteront, notamment la structure des coûts de Senelec sur la période 2014 -2016.

Si l'option de l'indice composite est maintenue, les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation seront déterminés à partir de la répartition des revenus en groupes homogènes couvrant les charges prévisionnelles de Senelec réparties en grandes masses (Dépenses de combustible, Dépenses en monnaie locale autres que les dépenses en combustible, Dépenses en Devise, etc.) sur la période 2014 -2016. Les parts de ces grandes masses sur les charges prévisionnelles globales représentent les facteurs de pondération des indices sectoriels retenus ( $\alpha, \beta, \gamma$  de la formule actuelle par exemple) L'indice composite d'inflation devant servir de base à l'indexation sera alors la moyenne pondérée en fonction des facteurs définis, des indices sectoriels d'inflation. L'évolution de cet indice composite sera minorée du facteur d'efficacité ( $X_t$ ) prévu sur la période, conformément aux dispositions de la loi et du contrat de concession de Senelec.

Dans le cas contraire, la nouvelle formule d'indexation devra refléter au mieux l'inflation subie par Senelec, ainsi que l'évolution de ses ventes.

Si la structure actuelle de la formule de contrôle des revenus est maintenue, la valeur du facteur d'économie d'échelle, égal au taux d'évolution des charges globales de Senelec sur la période 2014 – 2016 rapporté au taux d'évolution des ventes sur la même période, doit être définie. A défaut, un mécanisme devra être élaboré 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. Ce mécanisme devra également permettre à Senelec de couvrir ses coûts irréversibles en cas de baisse de ses ventes par rapport aux prévisions.

Pour la détermination du facteur d'efficacité ( $X_t$ ), son estimation sur la période 2014 -2016 ne pourra pas être supérieure à celle du niveau moyen des gains d'efficacité réalisé par les entreprises du secteur électrique aux Etats-Unis et en Europe durant la période 2011 -2013 ; ceci conformément à la loi. Les entreprises retenues pour cette estimation seront celles régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de Senelec.

# ANNEXES

***Annexe 1 : Planning de la révision des  
conditions tarifaires de Senelec pour la période  
2014 - 2016***

## Planning du processus de détermination des conditions tarifaires de SENELEC pour la 2014-2016.

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Echéance		Observations
			Initiale	Modifiée	
<b>Lancement officiel</b>	<b>Commission</b>	<b>Publication calendrier</b>	<b>01 octobre 2012</b>		FAIT
Bilan de la période 2011-2013	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission, d'un rapport présentant le bilan de la période 2011-2013 et l'appréciation de SENELEC de l'adéquation de la Formule de contrôle de revenus.	03 novembre 2012	22 février 2013	Remis le 19 décembre 2012 Et modifié le 22 février 2013
Définition des objectifs de la période 2014-2016	Ministre chargé de l'Energie	Publication d'un document présentant les objectifs du secteur et incluant notamment les normes de qualité et les objectifs d'extension du service pour la période 2014-2016	01 décembre 2012		FAIT le 05 décembre 2012
Lancement de la première consultation publique	Commission	Résumé du bilan de la période 2011-2013 et établissement de la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus.  Publication du document de consultation.	02 janvier 2013	27 Février 2013	

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Echéance		Observations
			Initiale	Modifiée	
		Organisation journée de partage du document de consultation avec les parties prenantes.		13 Mars 2013	
Projections pour la période 2014-2016	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission, d'un document présentant les projections pour la période 2014-2016	02 Février 2013	29 Mars 2013	Le format des informations est donné par la Commission qui analysera les projections de coûts de SENELEC en faisant des comparaisons avec des entreprises similaires.
Clôture de la première phase de consultation	Commission	Publication de la clôture par tous moyens appropriés	28 Février 2013	29 mars 2013	La Commission établit des projections de revenus permettant à la SENELEC de réaliser sur la période 2014-2016 un taux de rendement normal et définit une nouvelle Formule de contrôle des revenus de SENELEC

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Echéance		Observations
			Initiale	Modifiée	
Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	Commission	<p>Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires.</p> <p>Publication du fait que la Formule de contrôle des revenus de la SENELEC sera révisée.</p> <p>Publication de la durée de la consultation publique</p>	04 mai 2013	31 mai 2013	<p>Le rapport évalue les propositions de SENELEC au regard des orientations du Ministre chargé de l'Energie.</p> <p>La durée de la seconde consultation publique ne peut être inférieure à 30 jours.</p>
Clôture de la seconde phase de consultation	Commission	Publication de la décision de clôture	30 juin 2013	15 juillet 2013	<p>Tout avis reçu après la clôture ne sera pas pris en considération.</p> <p>La Commission mettra les résultats bruts à la disposition du public dans les meilleurs délais.</p>
<u>Eventuellement</u> Ajustement des objectifs	Ministère chargé de l'Energie	Publication de nouvelles orientations	16 août 2013		

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Echéance		Observations
			Initiale	Modifiée	
<u>Eventuellement</u> Révisions des projections pour la période 2014-2016	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission, des projections révisées sur la base des nouvelles orientations	1 <sup>er</sup> septembre 2013		
Projet de décisions	Commission	Publication d'un projet de décisions relatif aux conditions tarifaires retenues pour la période 2014-2016	31 octobre 2013		Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.
<u>Eventuellement</u> Contestation du projet de décisions	SENELEC	Communication au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission de la contestation	15 novembre 2013		
<u>Eventuellement</u> Choix d'un Expert	Ministre chargé de l'Energie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission, aux frais de SENELEC	30 novembre 2013		
<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	15 décembre 2013		Les conclusions de l'expert ne lient pas la Commission dans sa prise de décision
Décision finale	Commission	Publication de la décision finale par tous moyens appropriés	26 décembre 2013		

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Echéance		Observations
			Initiale	Modifiée	
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Commission	<p>Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de qualité et du montant des incitations contractuelles.</p> <p>Modification de la Formule de contrôle des revenus.</p> <p>Publication d'une annonce de la modification du contrat de concession et cahier de charges de SENELEC</p>	01 janvier 2014		Les projections des coûts et revenus autorisés de SENELEC seront publiées en annexe.
Nouvelle grille tarifaire	SENELEC	Publication nouvelle grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	01 février 2014		

## ***Annexe 2 : Bilan de Senelec***



DIRECTION DES ETUDES GENERALES

# Bilan Triennal des Activités de SENELEC 2011-2013

23février 2013

## TABLE DES MATIERES

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>68</b>
<b>I. PRESENTATION DE SENELEC</b> .....	<b>68</b>
I.1. CADRE INSTITUTIONNEL.....	68
I.2. ORGANISATION .....	69
I.3. NOUVELLES POLITIQUES ENERGETIQUES .....	70
I.3.1. LETTRE DE POLITIQUE DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ENERGIE (LPDSE).....	70
I.3.2. INTERVENTION DE L'ÉTAT : MODIFICATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION ET REVISION INTERIMAIRE 71	71
I.3.3. PLAN DE RESTRUCTURATION ET DE RELANCE DU SECTEUR DE L'ENERGIE (PRRSE) .....	72
I.3.3.1. BILAN D'EXECUTION DU PRRSE EN 2012.....	72
I.3.3.1.1. LOCATION, REHABILITATION, GESTION DE LA DEMANDE, RESTRUCTURATION.....	73
I.3.3.1.2. GROUPES PPS ET BARGE .....	73
I.3.4. NOUVELLE POLITIQUE ET STRATEGIES ENERGETIQUES EN 2012 .....	74
I.3.4.1. NOUVELLES STRATEGIES ENERGETIQUES .....	74
I.3.4.2. RESTRUCTURATION OPERATIONNELLE ET FINANCIERE DE SENELEC .....	75
I.3.4.3. RESTRUCTURATION INDUSTRIELLE DE SENELEC .....	75
I.3.4.4. CONTRAT DE PERFORMANCE ENTRE ETAT DU SENEGAL ET SENELEC : 2013/ 2015 .....	75
I.3.4.5. ORIENTATIONS BUDGETAIRES 2013 .....	76
II. BILAN DES RESSOURCES HUMAINES ET MATERIELLES .....	77
II.1. LES RESSOURCES HUMAINES .....	77
II.2. LES RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC .....	78
II.2.1. LE PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE .....	78
II.2.1.1. EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE.....	78
II.2.1.2. EVOLUTION DE LA PUISSANCE ASSIGNEE .....	81
II.2.1.3. LES CENTRALES DU RESEAU INTERCONNECTE .....	83
II.2.1.4. LES RESEAUX NON INTERCONNECTES .....	86
II.2.2. LE RESEAU DE TRANSPORT .....	88
II.2.2.1. LES LIGNES HT .....	88
II.2.2.2. LES POSTES HT .....	89
II.2.3. LE RESEAU DE DISTRIBUTION.....	90
III. BILAN DES ACTIVITES DE L'EXPLOITATION EN 2011-2013 .....	92
III.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE .....	92
III.1.1. PRODUCTION DU RI .....	93
III.1.2. PRODUCTION DU RESEAU NON INTERCONNECTE .....	94
III.1.3. ACHATS D'ENERGIE .....	94
III.1.3.1. GTI.....	95
III.1.3.2. MANANTALI .....	95
III.1.3.3. KOUNOUNE .....	95
III.1.3.4. AGGREKO BOUTOUTE.....	95
III.1.3.5. AGGREKOTAMBACOUNDA .....	95
III.1.3.6. APR.....	96
III.1.3.7. SOCOCIM ET ICS .....	96
III.2. EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION.....	97
III.2.1.1. TAUX DE DISPONIBILITE DU RI : .....	97
III.2.1.2. LE TAUX DE DISPONIBILITE DU RNI .....	98
III.3. LES VENTES D'ENERGIE.....	100
III.3.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE .....	100
III.3.1.1. VENTES BASSE TENSION.....	100
III.3.1.2. VENTES MOYENNE TENSION.....	101
III.3.1.3. VENTES HAUTE TENSION.....	101

III.3.2.	EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC.....	101
III.3.3.	EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC.....	102
III.3.4.	EVOLUTION DES REVENUS FACTURES.....	103
III.4.	QUALITE DE SERVICE.....	104
III.5.	INVESTISSEMENTS SUR LA PERIODE 2011-2013.....	106
III.6.	NORMES ET OBLIGATIONS CONTRACTUELLES.....	112
III.7.	RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC.....	112
III.8.	PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT.....	117
III.8.1.	PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION ENTRE 2014-2018.....	118
III.8.2.	PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX.....	119
III.9.	APPRECIATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS.....	119
III.9.1.	CONTEXTE.....	119
III.9.2.	DECISIONS PORTANT REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES 2010-2014.....	120
III.9.3.	SUGGESTIONS POUR LA NOUVELLE FORMULE.....	121
<b>CONCLUSION.....</b>		<b>124</b>

## **INTRODUCTION**

La réforme du secteur électrique, effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 Avril 98, 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 des objectifs de performance, l'évolution de ses revenus ainsi que les obligations liées à la qualité de service.

Dans le cadre du processus de révision de la formule de contrôle de revenus conformément à l'article 36 – alinéa 4 du contrat de concession, Senelec soumet à la tutelle et à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité deux rapports portant respectivement sur le bilan de la période 2011-2013 et les projections 2014-2016.

Ainsi, le présent rapport passe en revue les réalisations de l'année 2011 et réalisations provisoires à fin décembre 2012 et le budget 2013 validé par le Conseil d'Administration en sa séance du 19 Février 2013. Le présent rapport sera articulé autour des quatre points suivants :

- Présentation de Senelec ;
- Bilan des activités 2011-2013 ;
- Perspectives de développement à Court et Moyen Termes
- L'appréciation de Senelec sur la formule du contrôle des revenus 2011-2013.

## **I. PRESENTATION DE SENELEC**

### **I.1. Cadre institutionnel**

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

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

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

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

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

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique ;

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

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

Le secteur de la production est ouvert aux producteurs indépendants pour son développement futur. Cependant, Senelec dispose du statut d'acheteur unique en vertu de l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 pour une durée de 10 ans à compter du 31 mars 1999. Au terme de ladite période, le Ministre de l'Energie a saisi le 19 juin 2008 la CRSE d'une demande de modification d'un commun accord du contrat de concession. Ainsi, la période d'exclusivité est prorogée de 10 ans à compter du 31 mars 2009.

La loi 2002-01 a introduit une dérogation permettant à Senelec de construire ses propres centrales électriques. En dehors du périmètre de Senelec, des concessions seront données à des opérateurs privés par voie d'appel d'offres.

Le 4 Avril 2011, le Ministère en charge de l'Energie a demandé à Senelec la signature d'un avenant d'un commun accord portant modification du contrat de concession après avis conforme de la CRSE et la sollicitation d'une révision des conditions tarifaires (2010-2014).

Ainsi, la mise en application des différentes mesures, a débouché sur une révision importante des conditions tarifaires de régulation du secteur de l'électricité et à la signature d'un Avenant, portant modification du Contrat de Concession. Cet avenant a pris en charge les mesures suivantes :

- La réduction de la durée de validé des conditions tarifaires de 5 ans à 3 ans ;
- Le paiement trimestriel de la compensation par l'Etat suite au blocage des tarifs ;
- Le remboursement par l'Etat des frais financiers éventuels en cas de recours par Senelec à des financements relais pour disposer à bonne date des montants de la compensation due

Le 19 avril 2011, Senelec a sollicité un avis conforme pour modifier le contrat de concession conformément aux articles 11 et 22 dudit contrat et a transmis les justificatifs demandés par la Commission sur l'opportunité de cette modification. L'avenant au contrat de concession a été signé le 27 avril 2011.

Le processus de révision intérimaire des conditions tarifaires de 2010/2014 lancée le 14 Mars 2011 a pris fin le 30 juin 2011 avec de nouvelles conditions tarifaires sur la période 2011-2013.

## **I.2. ORGANISATION**

Senelec est une société anonyme à participation publique majoritaire, (loi 98-06) concessionnaire de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique mais également, de

l'identification, du financement et de la réalisation de nouveaux ouvrages sur son périmètre (Loi 98-29 modifiée par loi 2002-01). Elle fonctionne avec ses seules ressources et doit assurer l'équilibre de son compte d'exploitation.

L'Etat assure la régulation et le contrôle du secteur pour la recherche de l'efficacité du système économique eu égard à la position stratégique de l'industrie électrique dans l'économie nationale. L'Etat assure ces fonctions à travers le Ministère en charge de l'Energie.

La dernière organisation de Senelec est basée sur la note de Direction N° 54/2012 du 31 décembre 2012 modifiant la note de direction N°46/2011 du 18 Aout 2011 portant répartition des fonctions et missions du Top-management. La présente note apporte des modifications dans l'organisation et la répartition des activités des différentes directions. Les modifications portent notamment sur la suppression de structures, le transfert d'activités et le changement de dénomination avec comme objectif une meilleure prise en compte des recommandations des corps de contrôle en vue d'une meilleure rationalisation de l'organisation pour plus d'efficacité.

Cette nouvelle organisation, structurée autour des Directions, Délégations Régionales et Conseillers techniques directement rattachés au Directeur Général, se présente ainsi :

- ✓ Direction de l'Audit interne, de la Qualité et du Contrôle de Gestion
- ✓ Direction des Etudes Générales
- ✓ Direction de l'Equipement et de l'Environnement
- ✓ Direction de la Production
- ✓ Direction des Transports et Achats d'Energie
- ✓ Direction de la Distribution
- ✓ Direction Commerciale, de la Communication et de la Clientèle
- ✓ Direction du Contrôle Général
- ✓ Direction des Finances et de la Comptabilité
- ✓ Direction des Systèmes d'Information
- ✓ Direction de l'Administration, du Patrimoine et des Approvisionnements
- ✓ Direction des Affaires Juridiques et des Passation des Marchés
- ✓ Direction des Ressources Humaines
- ✓ Conseillers Techniques
- ✓ Délégations Régionales (DRCO, DRCE, DRN et DRS)

### **I.3. Nouvelles Politiques Energétiques**

#### **I.3.1. Lettre de Politique de Développement du secteur de l'Energie (LPDSE)**

En février 2008, le Gouvernement du Sénégal a adopté une Lettre de Politique de Développement du secteur de l'Energie (LPDSE), mettant en avant trois objectifs majeurs, à savoir (i) assurer l'approvisionnement en énergie du pays en quantité suffisante, dans les conditions de qualité et de durabilité et au moindre coût, (ii) élargir l'accès des populations aux services modernes de l'énergie et (iii) réduire la vulnérabilité du pays aux aléas exogènes notamment ceux du marché mondial du pétrole.

### **I.3.2. Intervention de l'Etat : modifications du contrat de concession et révision intérimaire**

Pour faire face à la crise énergétique, les Pouvoirs publics ont commis des cabinets d'audit et des experts de renommée mondiale, notamment le cabinet McKinsey, KPMG, EDF pour d'une part, conduire un diagnostic du sous-secteur incluant les aspects techniques, économiques et financiers et, d'autre part, proposer un plan d'urgence de restructuration et de relance du sous-secteur.

Les audits de 2010, initiés par le gouvernement, ont abouti à la conclusion l'existence d'un déséquilibre financier qui découle essentiellement de l'insuffisance des revenus de Senelec pour faire face aux surcoûts d'exploitation. Cette situation découle de la dégradation continue des performances techniques, de la baisse du rendement global et du coefficient de disponibilité du parc de production par manque d'entretien des unités du parc de Senelec.

Le diagnostic technique a également mis en évidence l'ampleur de la sous-capacité et la faible fiabilité du parc de production qui s'est fortement dégradée. Avec un déficit chronique à la pointe estimé entre 40 et 50 MW en 2010, l'absence d'une véritable relance du secteur aurait débouché, à l'horizon 2013, sur un déficit de l'ordre de 200-250 MW. Ce qui équivaldrait à une énergie non fournie estimée d'environ 50% de la demande. Par ailleurs, il ressort dudit diagnostic que Senelec dispose, aujourd'hui, d'un parc en grande partie vétuste et coûteux. En effet, sur une capacité installée de 886 MW seuls 540 MW, en moyenne, sont disponibles, essentiellement à cause de problèmes techniques et d'approvisionnement en combustibles.

Aussi, la non réalisation des investissements aux dates prévues entraine une modification du programme d'investissement changeant ainsi les hypothèses de base de la détermination des coefficients de la formule de calcul du revenu maximum autorisé pour la période 2010/2014.

Ainsi, au regard du gap tarifaire qui ne permet plus à Senelec de recouvrer ses coûts et aux insuffisances du mécanisme de régulation, d'importants changements ont été apportés au cadre réglementaire :

- période de validité des tarifs ramenée de cinq (5) à trois (3) ans,
- paiement trimestriel de la compensation pour maintien des tarifs,
- abandon du lissage pour la détermination des revenus

Une révision intérimaire des conditions tarifaires a été conduite pour prendre en compte le retard dans la programmation de l'introduction de la technologie du charbon.

Pour faire face à la grave crise de l'énergie, le gouvernement du Sénégal a pris des mesures urgentes dans le cadre du plan de relance et restructuration du sous-secteur (PRRSE), afin de résorber graduellement et définitivement les problèmes de distribution de l'énergie électrique du pays

### **I.3.3. Plan de Restructuration et de Relance du Secteur de l'Énergie (PRRSE)**

Le Plan de Restructuration et de Relance du Secteur de l'Énergie (PRRSE) avait pour objectif de renverser ces tendances négatives à travers une série de mesures visant, entre autres, à : (i) réduire très rapidement le déficit de production à travers, d'une part, la sécurisation de l'approvisionnement en combustibles des centrales électriques et, d'autre part, la location de centrales de production, (ii) réhabiliter les unités de production de Senelec, (iii) mettre en place des capacités intermédiaires de production en attendant l'arrivée des centrales au charbon, (iv) gérer de façon agressive la demande d'énergie électrique, (v) opérer la restructuration opérationnelle et financière de Senelec.

Dans le cadre de la mise en œuvre du PRRSE, un Fonds Spécial de soutien à l'énergie (décret 2011-161) doté de ressources parafiscales et budgétaires et de prélèvement sur les prix des produits pétroliers a été mis en place. Le Fonds a ainsi assuré la prise en charge des coûts liés à la location, de la couverture financière de certains investissements et du règlement des dépenses de combustibles de Senelec. Cette dernière contribue, en outre, aux ressources du Fonds à travers la compensation versée directement au FSE et à travers le transfert au Fonds d'une partie substantielle de son chiffre d'affaires.

Le Gouvernement a aussi revu la chaîne d'approvisionnement en combustibles de Senelec, qui fonctionne désormais sur la base de contrats tripartites Senelec-SAR-FSE, SAR fournissant à Senelec au prix de la structure officielle du CNH, éliminant ainsi les surcoûts liés à l'importation de produits pétroliers supportés par Senelec.

#### **I.3.3.1. Bilan d'exécution du PRRSE en 2012**

Le PRRSE, qui a bénéficié de 268 milliards de FCFA de financement (AFD, BM, BID, BOAD, Etat) sur des besoins de financement de 480 milliards de FCFA (cf. : projet LPDSE 2012) sur la période 2011-2014 (hors IPP), a permis d'assurer un approvisionnement régulier de Senelec en produits pétroliers et de mettre en place une puissance en location de 150 MW afin de mettre fin aux délestages particulièrement ceux liés aux manques de combustibles.

L'énergie non distribuée (END) à fin décembre 2012 s'élève à 32821MWh contre 266619MWh à la même période de 2011.

Il importe de signaler que l'intervention du FSE a également permis à Senelec d'accéder à des crédits pour apurer ses arriérés auprès de ses fournisseurs de combustibles et de sortir du système couteux des lignes d'aval, amorçant ainsi la restructuration financière de la société.

Cependant, malgré les efforts de l'Etat pour résorber la grave crise dans laquelle est installé le sous-secteur, celui-ci n'est pas à l'abri des difficultés dans la fourniture de l'énergie. En effet la qualité de service n'est pas tout à fait assurée et les risques d'une détérioration de cette situation ne doivent pas être sous-estimés d'autant plus qu'au plan financier, la situation de Senelec demeure extrêmement préoccupante au vu des résultats de l'exercice 2011 de la société.

En effet, les résultats déficitaires de 2011 (-5,5 milliards de FCFA) prenant en compte une compensation de 95,9 milliards, contribuent à la détérioration des capitaux propres passés de 128,9 milliards de FCFA en 2008 à 81,9 milliards en 2011. L'endettement global de Senelec dépasse les 510 milliards en fin 2011.

La revue de l'exécution du PRRSE laisse apparaître un certain nombre de faiblesses notamment le retard dans la prise en compte d'un maillon essentiel du système électrique à savoir les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique. Les actions de remise à niveau et de renforcement des réseaux de transport et de distribution, dont la prise en compte tardive et partielle a un impact négatif sur la qualité de service et la lisibilité des résultats des actions déjà exécutées notamment pour mettre un terme aux délestages.

### **I.3.3.1.1. Location, Réhabilitation, gestion de la demande, restructuration**

Le PRRSE s'est focalisé dans un premier temps sur une adaptation du parc à la demande avec la mise place de la location de 150 MW limité dans le temps en attendant la mise à disposition des puissances apportées par la réhabilitation et les extensions des centrales de C6 à Bel-Air et de C7 à Kahone. L'objectif visé est de minimiser les coûts par une sortie rapide de la location.

Cependant cette location estimée à 6 milliards de FCFA par mois dont 1,6 milliard au titre des frais de capacité est très couteuse pour Senelec et pour l'Etat. Mais des retards importants ont été enregistrés au niveau de la réhabilitation des moyens de production, des extensions de centrales comme d'autres volets tels que la gestion de la demande et la restructuration opérationnelle et financière de Senelec

Aussi, la prorogation de la location au-delà du terme contractuel initialement fixé, est apparu inévitable pour pallier au risque de se retrouver dans une situation d'insuffisance de capacité de puissances installées qui peut refaire basculer le pays dans des délestages même si la couverture des charges y afférentes semble problématique dans le contexte actuel de rareté des ressources financières pour les Pouvoirs publics.

### **I.3.3.1.2. Groupes PPS et barge**

Le Sénégal a acquis les financements de centrales pour une puissance totale de 280 MW comprenant : 70 MW de groupes PPS (Power Package Stations) financés par la BOAD, une barge de 70 MW financée par la BID, et 75 MW apportés par la réhabilitation et financés par l'AFD et 65 MW financés par le FSE au titre de l'extension des centrales de C6 de Bel-Air et C7 de Kahone. Cependant, le projet PPS qui est au stade de la signature des contrats et celui relatif à la barge, soit au total 140 MW, sont toujours en attente d'une décision de confirmation des options techniques.

A noter aussi les arriérés de Senelec vis-à-vis de la SAR qui peuvent remettre en cause les acquis obtenus avec le nouveau dispositif de sécurisation de l'approvisionnement en combustibles des centrales et les nombreuses pannes enregistrées sur le réseau attestent de la précarité de l'offre.

A cela s'ajoutent les difficultés techniques au niveau des IPP (KOUNOUNE POWER et GTI), dont les centrales connaissent des limitations, ne facilitant pas la résorption du déficit de production.

### **I.3.4. Nouvelle Politique et stratégies énergétiques en 2012**

La formulation d'une nouvelle politique intervient au moment où le Sénégal vient de connaître un nouveau régime dont la politique s'inscrit dans une dynamique de maîtrise des dépenses publiques pour ramener le déficit budgétaire sous la barre des 5 % en 2013 et à 4 % en 2015 au plus tard comme prévu dans le Programme ISPE 2011-2013.

La demande d'énergie électrique par exemple devrait connaître une croissance à deux chiffres, très nettement supérieurs aux taux actuels autour de 5-6 % par an.

Ainsi, le Sénégal doit impérativement relever le défi de la résorption du gap en matière d'infrastructures énergétiques en particulier en matière de fourniture d'énergie électrique pour ne pas hypothéquer ses chances d'accélération de sa croissance économique.

La nouvelle politique énergétique qui procède de l'analyse du contexte national et international et de la vision sectorielle, poursuit les objectifs stratégiques suivants :

- i) assurer l'approvisionnement en énergie du pays en quantité suffisante, dans les meilleures conditions de qualité et de durabilité et au moindre coût ;
- ii) élargir l'accès des populations aux services modernes de l'énergie en veillant à une répartition plus équitable des efforts en privilégiant les régions défavorisées et les couches vulnérables ;
- iii) promouvoir la maîtrise de l'énergie et l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables ;
- iv) opérer la diversification énergétique afin de réduire la vulnérabilité du pays aux aléas exogènes notamment ceux du marché mondial du pétrole.

#### **I.3.4.1. Nouvelles stratégies énergétiques**

1. Pour cette nouvelle politique, le Gouvernement entend mettre en œuvre une stratégie dont les principaux axes sont les suivants :

- i. Garantir la sécurité énergétique et accroître l'accès à l'énergie pour tous afin d'impulser une croissance économique et un développement social équitable ;
- ii. Développer un mix énergétiques comme base de sortie de crise associant le charbon, le gaz naturel, l'hydroélectricité, les interconnexions et les énergies renouvelables
- iii. Poursuivre et accélérer la libéralisation du secteur ;
- iv. Améliorer la compétitivité afin, d'une part, de rendre l'énergie accessible, en termes de prix, au plus grand nombre de consommateurs, tout en préservant la rentabilité des fournisseurs de services énergétiques et, d'autre part, d'aboutir à un dépérissement progressif du soutien financier de l'Etat ;
- v. Accélérer la réforme des cadres réglementaires et de gouvernance ;
- vi. Apporter des innovations en vue d'accroître les flux financiers dans le secteur à travers leur mobilisation stratégique auprès de sources publiques et privées, ainsi que sur les marchés nationaux et extérieurs.

2. Pour la mise en œuvre de la stratégie et des actions et mesures correspondantes, le Gouvernement élaborera un **Plan d'actions** détaillé et mettra en place un **dispositif de suivi-évaluation**.

### **I.3.4.2. Restructuration opérationnelle et financière de Senelec**

Compte tenu de la place centrale qu'occupe Senelec dans le sous-secteur de l'électricité comme l'un des plus gros consommateurs de produits pétroliers du Sénégal et de son rôle stratégique dans l'économie nationale, le Gouvernement a entrepris des initiatives permettant de conduire à la restructuration financière et opérationnelle de cette société.

Un Comité interministériel chargé de la restructuration financière et opérationnelle a été mis en place. Il a pour objectif principal l'élaboration d'un plan de redressement de Senelec en vue de pallier les insuffisances constatées dans sa gestion qui se traduisent par : un endettement insoutenable au regard des fonds propres, des marges d'exploitation et des ratios de solvabilité qui sont à des niveaux critiques sans oublier une trésorerie sous tension.

Ainsi un Plan de rétablissement de la stabilité financière est en cours de finalisation comportant différentes mesures, à savoir (i) la résorption du gap tarifaire, (ii) la recapitalisation de Senelec par un apport massif de nouveaux investissements sans prise en charge immédiate de la dette par Senelec et par la consolidation de créances de l'Etat, (iii) la restructuration des dettes vis-à-vis des banques et institutions financières et celle des dettes fournisseurs pour améliorer l'équilibre financier de Senelec à court terme et sa solvabilité à long terme et (iv) la mise en œuvre par Senelec d'un plan d'améliorations internes (réduction des coûts, amélioration des revenus, réduction du BFR) afin d'augmenter les marges d'exploitation et les cash-flow.

### **I.3.4.3. Restructuration industrielle de Senelec**

Le Gouvernement envisage une restructuration industrielle de Senelec qui favoriserait la libéralisation du segment de la production et l'intervention des producteurs privés.

Le projet de filialisation des activités Production, Transport et Distribution conduite par le Ministère de l'Energie sera revue. Le Gouvernement entend capitaliser des acquis importants au niveau de la séparation comptable et de la séparation organisationnelle et opérer le dégroupage des activités en deux entités : la première en charge de la Production et la seconde en charge des activités Transport et distribution. Il s'agit de créer les conditions d'une libéralisation du segment de la production avec l'entité Transport Distribution qui joue le rôle d'Acheteur unique, responsable de la planification et qui périodiquement, lance des appels d'offres pour la mise en place de capacités additionnelles par des sociétés privées.

### **I.3.4.4. Contrat de performance entre Etat du Sénégal et Senelec : 2013/ 2015**

Dans le cadre de la dynamique de redressement technique, économique et financier de Senelec, le Gouvernement souhaite mettre en place un contrat de performance. Ainsi, sur la période 2013/2015, la direction générale a décliné un certain nombre d'objectifs prioritaires à atteindre impérativement et listés ainsi qu'il suit:

- Redressement du déficit structurel entre l'offre et la demande en énergie électrique, en rendant accessible l'électricité sur le territoire national et au moindre prix avec un service de qualité à la clientèle ;
  - Redressement de manière durable du déséquilibre financier de l'entreprise qui persiste depuis plusieurs années;
  - Optimisation de la gestion et du management de l'entreprise pour imprimer un leadership fort, capable de mobiliser les ressources humaines, budgétaires et financières autour des objectifs fixés de concert avec l'Etat et Senelec .
- Nécessairement, les moyens devant être mis en place par l'Etat du Sénégal doivent être au rendez-vous pour accompagner Senelec dans sa noble mission de service public

### I.3.4.5. Orientations budgétaires 2013

Les orientations budgétaires de 2013 s'appuient sur deux piliers la nouvelle LPDSE et le contrat de performance 2013/2015. Les objectifs visés sont :

- Le redressement du déficit structurel de l'offre et de la demande en énergie électrique
- Le redressement durable du déséquilibre financier de l'entreprise
- L'optimisation de la gestion et du management de l'entreprise

La stratégie est déclinée en trois axes :

- **Axe orientation client** : les efforts des composantes de Senelec seront prioritairement orientés vers la satisfaction du client :
- **Axe optimisation ressources humaines** : il sera basé sur l'efficience par la réduction de ses coûts d'opérations par l'amélioration de la disponibilité des installations, la sécurisation des revenus par la mise en œuvre des programmes ( de facturations exhaustives, de fiabilisation des comptages, de lutte contre les pertes techniques et non techniques, de recouvrement des créances, d'utilisation des technologies modernes (compteurs intelligents, électroniques, prépaiement, télérelève LBC, effacement gros client, etc.), l'allocation optimales des ressources en fonction des objectifs stratégiques
- **Axe mobilisation du personnel** : il sera articulé autour des objectifs de l'entreprise par la formation, le développement des compétences individuelles et collectives, le renforcement de la culture d'entreprise, le rééquilibrage de la pyramide des âges ;

Les objectifs budgétaires visent essentiellement un taux de disponibilité de 70%, une limitation de l'END à 25 GWh, une réduction des consommations spécifiques fixées à 224g/kWh ; le respect des normes et obligations contractuelles, l'amélioration de la productivité du personnel, une croissance des ventes de 8,5%, un taux de rendement de 81%, un taux de recouvrement des ventes de 97,5%, un objectif de 4 milliards sur la lutte contre la fraude, une séparation comptable des activités de production, transport et distribution/vente, la réalisation de l'inventaire des immobilisations et la mise en place d'un système d'information clientèle.

## II. Bilan des ressources humaines et matérielles

### II.1. LES RESSOURCES HUMAINES

Le personnel de Senelec à fin Décembre 2012 s'établit à 2503 agents soit une hausse de 03 agents (0,12 %) par rapport à 2011. Le tableau ci-dessous présente l'évolution du personnel par collègue en 2011 et 2012.

#### Évolution des effectifs

ANNEE	2011	%	2012	%
		Effectif		Effectif
CADRE	318	12,72%	324	12,94%
MAITRISE	1 745	69,80%	1793	71,63%
EXECUTION	437	17,48%	386	15,42%
TOTAL	2 500	100,00%	2503	100,00%
EVOLUTION	-2,20%		0,12%	

Le nombre d'agents de maitrise a augmenté de 2,8 % entre 2011 et 2012 tandis que le personnel d'exécution accuse une baisse de 11,7%. L'effectif global reste stable autour de 2500 agents à partir de 2011.

La productivité du personnel s'est améliorée. Le nombre de clients par agent passe de 360 en 2011 à 377 en 2012 soit une hausse de 4,8 %. Les ventes par agent augmentent de 13,9 % après avoir subi des progressions lentes les années passées (1,5% en 2010 contre 4,30% en 2010/2009). Le ratio Chiffre d'affaires par agent suit la même tendance avec une amélioration de 12,6%.

#### Productivité du personnel entre 2011 et 2012

Ratios de productivité	2011	2012	Ecart	
			2012/2011	2012/2011
Clients/agents	360	377	17	4,76%
production/agents	1023	1165	143	13,95%
Ventes/agents (MWh)	812	924	112	13,86%
CA/agents (en milliards de CFA)	97	109	12	12,58%

## **II.2. LES RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC**

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

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

### **II.2.1. LE PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE**

La production d'énergie électrique du pays est assurée par des moyens essentiellement thermiques.

Le parc de production du réseau interconnecté connaît une nette amélioration comparé à l'année 2010 avec une meilleure disponibilité des centrales de base comme C6, C7, C4 et une absence de rupture dans l'approvisionnement de combustible. Le retard noté dans le programme de réhabilitation des groupes de Senelec et le recul de la date de mise en service des extensions de C6 et C7 ont rendu nécessaire le maintien de la location et son fonctionnement en base contrairement à la prévision du plan de production 2011-2013.

En ce qui concerne le réseau non interconnecté, la situation est encore tendue dans les grands centres comme Boutoute, Tambacounda, Kolda et Vélingara dont les groupes sont en attente de réhabilitation. Dans ces régions, Senelec a aussi fait recours à une location pour combler le déficit. Par contre pour les centres de faibles puissances, la mise en place des groupes provenant d'un don chinois, ont permis de combler le déficit.

L'approvisionnement en combustibles s'est nettement amélioré grâce à la mise en place du FSE. Les centrales ont désormais des autonomies allant de 5 à 10 jours de fonctionnement.

#### **II.2.1.1. Evolution de la puissance installée**

La puissance installée au niveau du parc de production s'est établie à 838,50 MW en 2011. Elle a enregistré une croissance de 1,91 % passant de 838,5 MW en 2011 à 854,5 MW en 2012 et 837,4 MW prévisionnelle en 2013.

Cette évolution s'explique par la mise en service de centrales de location APR en 2011 et en 2012 pour une capacité totale de 150 MW soit 16% de la puissance installée totale du parc de production.

La centrale de Félou sera mise en service en 2013 avec une capacité de 15 MW.

Il est également prévu une augmentation de la capacité de Sococim qui passe de 14 MW à 19 MW à partir du 15 Janvier 2013.

Pour assurer une bonne qualité de service en 2013, Senelec prévoit une location au DO de 50 MW sur toute l'année.

La puissance installée du parc propre de Senelec devrait observer une tendance haussière avec la mise en service des extensions de Bel Air (32 MW) et Kahone (32 MW) dès Janvier 2013.

La puissance prévue s'établissait à 736,5 MW en 2011, 1113,4 MW en 2012 et 970,4 MW en 2013. Un écart important est à remarquer entre les prévisions de puissances installées et les réalisations en raison :

- Du retard sur les extensions de Bel Air et de Kahone pour une puissance totale de 60 MW qui n'arriveront sur le réseau qu'en Janvier 2013
- De l'annulation de la réalisation de deux barges de capacités de 70 MW unitaire ainsi que de la centrale PPS (70 MW).

Sur le réseau non interconnecté, à Ziguinchor les puissances installées prévues étaient de 19,97 MW en 2011, 29,97 MW en 2012 et 29,97 MW en 2013. Les puissances réalisées comme le montre le tableau ci-dessus restent égales à 19,97 MW sur toute la période 2011-2012. Pour satisfaire de manière correcte la demande de Ziguinchor, une location de 10 MW (Aggreko) est installée à Boutoute. Il faut signaler qu'en 2013, Senelec prévoit à Ziguinchor une puissance de 10 MW au DO sous forme de location-vente pour une durée de 2 ans.

A Tambacounda les puissances installées prévues étaient estimées à 8 MW en 2011, 14 MW en 2012 et 14 MW en 2013. En réalisation, ces puissances installées restent égales à 8MW sur la période 2011 et 2012.

En 2013, Senelec prévoit une location additionnelle de 6 MW (Aggreko).

Cette puissance installée se répartit suivant les types de centrales de la manière suivante :

		2011	2012	2013	variation	TAMA
<b>Puissance installée</b>	<b>MW</b>	<b>838,50</b>	<b>854,50</b>	<b>837,40</b>	<b>-0,13%</b>	<b>-0,07%</b>
Réseau Interconnectée (RI)	MW	784,56	794,56	777,46	-0,90%	-0,45%
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	MW	75,8	75,8	108,7	43,40%	19,75%
Bel air - TAV (C2)	MW	25,6	25,6	25,6	0,00%	0,00%
Bel air - TAG (TAG4)	MW	35	35	35	0,00%	0,00%
Cap des Biches - TAV (C3)	MW	87,5	87,5	87,5	0,00%	0,00%
Cap des Biches - Diesel (C4)	MW	95	95	95	0,00%	0,00%
Cap des Biches - TAG (TAG2)	MW	20	20	20	0,00%	0,00%
Cap des Biches - TAG (TAG3)	MW	18	18	18	0,00%	0,00%
Kahone 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	MW	81,68	81,68	111,68	36,73%	16,93%
Saint Louis - Diesel	MW	6,48	6,48	6,48	0,00%	0,00%
PPS 70 MW	MW					
Hydro (Manantali, Félou etc.)	MW	66	66	81,00	22,73%	10,78%
IPP GTI - CC	MW	52	52	52	0,00%	0,00%
IPP Kounoune 1	MW	67,5	67,5	67,5	0,00%	0,00%
IPP Charbon - SENDOU	MW	0	0	0		
Autre IPP RI (1) LOCATION 150 MW	MW	150	150	0	-100,00%	-100,00%
LOCATION 50 MW	MW	0	0	50		
SOCOCIM+ICS	MW	4	14	19	375,00%	117,94%
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	MW	53,94	59,94	59,94	11,12%	5,42%
Ziguinchor	MW	19,97	19,97	19,97	0,00%	0,00%
Tambacounda	MW	8	8	8	0,00%	0,00%
Autres centres isolés	MW	15,97	15,97	15,97	0,00%	0,00%
location aggrekoboutoute	MW	10	10	10	0,00%	0,00%
location aggreko Tambacounda	MW	0	6	6		

Site	Nom de la centrale	Groupes	Date d'instal	Déclassement prévu	Type de combustible	P. installée (MW)	P. Assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)	CS brute Huile (g/kWh)	Kia %
	C I DIESEL	105	1990		Fuel	5	0			
	C I DIESEL	106	1990	2014	Fuel	5	0			
	<b>TOTAL C1</b>					<b>10</b>	<b>0</b>			
	CIV DIESEL	G401	1990	2014	Fuel	21	17	219,61	2,90	30,13
		G402	1990	2014	Fuel	21	17	211,56	1,66	19,29
		G403	1997	2021	Fuel	23	18	210,55	2,32	28,30
		G404	2003	2027	Fuel	15	15	198,54	1,04	36,16
		G405	2003	2027	Fuel	15	15	197,60	13,20	96,99
	<b>Total CIV</b>					<b>95</b>	<b>84</b>	<b>210,55</b>	<b>2,11</b>	<b>45,73</b>
<b>KAHONE 1</b>	<b>TOTAL DIESEL KAHONE 1</b>					<b>14,08</b>	<b>0</b>			
Kahone	CVII DIESEL	G701	2008	2032	Fuel	16,9	15	203,38	0,61	4,13
		G702	2008	2032	Fuel	16,9	15	203,37	0,73	8,28
		G703	2008	2032	Fuel	16,9	15	203,36	0,75	58,21
		G704	2008	2032	Fuel	16,9	15	203,38	1,00	2,46
	<b>Total CVII</b>					<b>67,6</b>	<b>60</b>	<b>203,37</b>	<b>0,78</b>	<b>19,18</b>
Bel-air	CVI DIESEL	G601	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	204,00	0,66	10,73
		G602	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	204,00	0,78	5,93
		G603	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	204,00	0,70	3,08
		G604	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	204,00	0,74	21,01
	<b>Total CVI</b>					<b>65,8</b>	<b>63,8</b>	<b>204,00</b>	<b>0,72</b>	<b>10,81</b>
Cap des biches	CIII VAPEUR	G301	1966	2015	Fuel	27,5	25	0,00	0	0,00
		G302	1976		Fuel	30	12	0,00	0	
		G303	1978		Fuel	30	25	357,73	0	0,00
BEL AIR	CII Vapeur					<b>25,6</b>	<b>62</b>	<b>357,73</b>		
Cap des biches	CIII TAG	TAG2	1984		Diesel	20	16	417,27	-	17,19
		TAG3	1995	2019	Kérosène	22	18	0,00	-	0
Bel-air	CII TAG	TAG4	1999	2023	Distillat	35	30	314,49	-	97,17
	<b>Total TAG</b>					<b>77</b>	<b>64</b>			
<b>SAINT LOUIS</b>	<b>Total Saint Louis</b>					<b>6,48</b>	<b>0</b>			

Source Direction Production

Centrale	Puissance installée (MW)	Puissance assignée (MW)	Date d'installation	Déclassement prévu	Type de combustible	CS	Kd (%)	Kia(%)	Frais de capacité annuel (millions)	O&M variable (F/kWh)
						(g/kWh)				
MANANTALI	66	60	2002	2050	Hydro		100	0	3 002	19,5
KOUNOUNE	67,5	67,5	2006	2026	FO	210	93,42	0	10 287	6,262
GTI	52	50	2000	2025	distillat	193	84,82	10	5 922	4,5

Source Direction Production

Site	Groupes	Date d'installation		Puissance installée (MW)	Puissance assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
Boutoute	G125	1984	Fuel	2,2	1,3	345,98
	G126	1984	Fuel	3,3	2	0,00
	G130	1985	Fuel	3,3	2	0,00
	G241	2000	Fuel	0,8	0	0,00
	G804	1999	Fuel	5,04	4	0,00
	G805	2005	Fuel	5,33	4,5	223,34
<b>TOTAL BOUTOUTE</b>				<b>19,97</b>	<b>13,8</b>	<b>235,94</b>
Tamba	G128	1984	Diesel	1,5	0,7	0
	<b>G227</b>	2000	Diesel	0,9	0	0
	G233	2000	Diesel	0,8	0,5	295,33
	G240	2001	Diesel	0,8	0,5	255,36
	G234	2000	Diesel	0,8	0	0,00
	G244	2000	Diesel	0,8	0,5	0,00
	G248	2000	Diesel	0,8	0,5	259,07
	G250	2001	Diesel	0,8	0	0,00
G232	2000	Diesel	0,8	0,5	288,42	
<b>TOTAL TAMBA</b>				<b>8</b>	<b>3,2</b>	<b>280,78</b>
<b>Centres Secondaires.</b>	C. SEC.		Diesel	<b>15,97</b>	<b>20</b>	<b>260,97</b>

Source Direction Production

### II.2.1.2. Evolution de la puissance assignée

La puissance assignée passe de 689,4 MW en 2011 à 683,6 MW en 2013. Pour ce qui concerne le réseau interconnecté, la puissance assignée passe de 652, 3 MW à 637,8 MW en 2013.

Comparé aux prévisions initiales, la puissance assignée était estimée à 603,4 MW en 2011, 985,1 MW en 2012 et 842,1 MW en 2013.

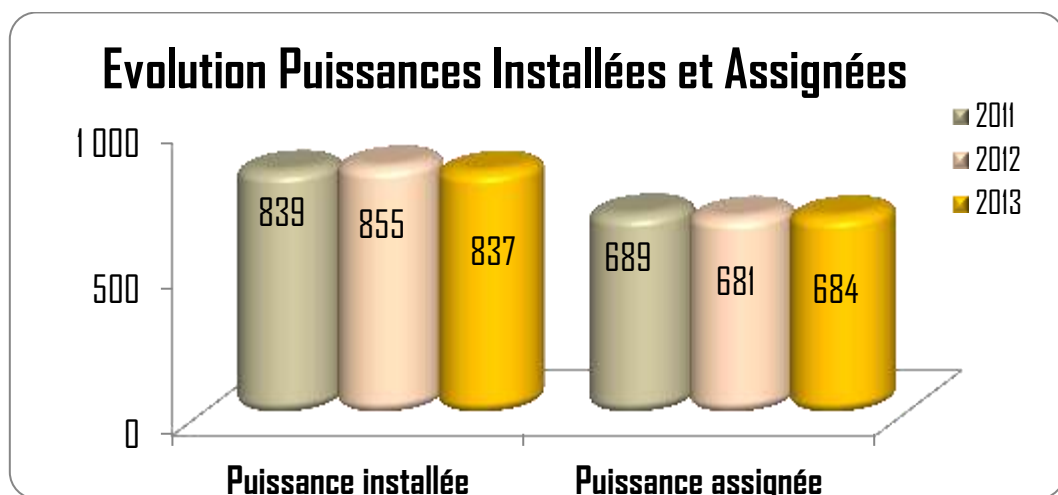
## Puissances assignées par type de centrale 2011 et 2013

Puissance assignée	Unité	2011	2012	2013	2013/2011	TCMA
<b>Puissance assignée</b>	<b>MW</b>	<b>689,40</b>	<b>680,60</b>	<b>683,60</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Réseau Interconnectée (RI)</b>	<b>MW</b>	<b>652,30</b>	<b>637,80</b>	<b>637,80</b>	<b>-2,2%</b>	<b>-1,1%</b>
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	MW	67,80	67,80	97,80	44,2%	20,1%
Bel air - TAV (C2)	MW					
Bel air - TAG (TAG4)	MW	25,00	32,00	32,00	28,0%	13,1%
Cap des Biches - TAV (C3)	MW	66,00	66,00	66,00	0,0%	0,0%
Cap des Biches - Diesel (C4)	MW	84,00	84,00	84,00	0,0%	0,0%
Cap des Biches - TAG (TAG2)	MW	18,00	18,00	18,00	0,0%	0,0%
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	MW	60,00	60,00	90,00	50,0%	22,5%
Saint Louis - Diesel	MW					
Cap des Biches - TAG (TAG3)	MW					
PPS 70 MW	MW					
Hydro (Manantali, Félou etc.)	MW	60,00	60,00	75,00	25,0%	11,8%
IPP GTI - CC	MW	50,00	30,00	50,00	0,0%	0,0%
IPP Kounoune 1	MW	67,50	56,00	56,00	-17,0%	-8,9%
IPP Charbon - SENDOU	MW					
Autre IPP RI (1) LOCATION 150 MW	MW	150,00	150,00		-100,0%	-100,0%
SOCOCIM+ICS	MW	4,00	14,00	19,00	375,0%	117,9%
LOCATION 50 MW	MW			50,00		
<b>Réseaux Non Interconnectés (RNI)</b>	<b>MW</b>	<b>37,10</b>	<b>42,80</b>	<b>45,80</b>	<b>23,5%</b>	<b>11,1%</b>
Ziguinchor	MW	12,30	13,00	13,00	5,7%	2,8%
Tambacounda	MW	6,80	6,80	6,80	0,0%	0,0%
Autres centres isolés	MW	10,00	10,00	10,00	0,0%	0,0%
location aggregoboutoute	MW	8,00	10,00	10,00	25,0%	11,8%
location aggrego Tambacounda	MW		3,00	6,00		

## Répartition du parc de production par type d'équipement

Le tableau ci-dessous donne la répartition du parc par type d'équipement entre 2011 et 2013

Puissance assignée	2011	2012	2013	2013/2011	TCMA
Diésel	470,40	474,60	442,60	-5,91%	-3,00%
TAV	66,00	66,00	66,00	0,00%	0,00%
TAG	43,00	50,00	50,00	16,28%	7,83%
GTI - Cycle Combiné	50,00	30,00	50,00	0,00%	0,00%
Manantali - Hydro	60,00	60,00	75,00	25,00%	11,80%
<b>TOTAL</b>	<b>689,40</b>	<b>680,60</b>	<b>683,60</b>	<b>-0,84%</b>	<b>-0,42%</b>



### II.2.1.3. Les Centrales du Réseau Interconnecté

Le réseau interconnecté se concentre principalement dans les parties ouest et nord-ouest du pays et permet d'alimenter les villes les plus importantes, principalement les régions de Dakar, Thiès, Louga, Diourbel, Saint-Louis, Matam, Kaolack et Fatick. Il représente l'essentiel du parc de Senelec avec plus de 90 % de la puissance installée.

Le parc de production du RI est actuellement composé des équipements des centrales Senelec de Dakar Bel Air (C1, C2, C6 et TAG 4), Cap des Biches (CIII et CIV, TAG 2 et 3), de Kahone (1et 2), de Saint-Louis, des centrales de production indépendante (Kounoune, GTI et APR) et de la centrale hydroélectrique de Manantali.

Ces puissances totales installées se répartissent comme suit :

Puissances installées RI (MW)	2011	2012	2013	variation
capacité propre de Senelec	445,06	445,06	507,96	14,13%
centrales privés (GTI, Kounoune, APR, SOCOCIM)	273,50	283,50	188,50	-31,08%
Hydro Manantali	66,00	66,00	81,00	22,73%
Total	784,56	794,56	777,46	-0,90%

On note une augmentation des puissances installées du parc propre à Senelec entre 2011 et 2013. Par contre la capacité du privé (IPP et location) devrait baisser en 2013 avec l'arrêt de la location APR en fin 2012 malgré la mise service de Félou et le recours à une location de 50 MW au DO en 2013.

#### 1. Le Site de Cap des Biches

Ce site abrite les deux centrales les plus importantes du parc de Senelec : les centrales C3 et C4 et les TAG 1, 2 et 3.

#### La Centrale 3

Elle comprend :

- 3 unités vapeur mises en service en 1966,1975 et 1978 et de puissances nominales respectives 27.5, 30 et 30 MW.
- 3 turbines à gaz de 1971,1984 et 1995 et de puissances respectives 16.5, 20 et 22 MW.

La turbine à gaz installée en 1971(TAG1) est obsolète, celle de 1995 (TAG3) est hors service depuis 2005 pour avarie grave nécessitant la remise en état de son générateur de gaz, d'une expertise de sa turbine libre , et la TAG2 qui est revenue en exploitation depuis le mois d'octobre 2010 après un long arrêt suite à une avarie constatée lors d'une inspection des parties chaudes.

Les tranches vapeur quant à elles, ont besoin d'un programme de réhabilitation pour retrouver des performances acceptables compte tenu des dépassements sur les heures de marche qui vont de 96% à plus de 200%.

De la puissance installée totale de 146 MW, nous ne tirons aujourd'hui que 36 MW (TAG 2 et 303), dans des conditions d'exploitation très difficiles (pollution du site, risques d'explosion, consommations spécifiques excessives,...).

La réhabilitation des groupes vapeur 301 et 303, des turbines à gaz n°2 et n°3 est prévue dans le cadre du plan de relance et de restructuration. Par contre le groupe vapeur 302 et la TAG1 sont déclassés

#### **La Centrale 4**

C'est une centrale entièrement équipée de moteurs diesel. Sa première mise en service date de 1990 avec deux groupes de 21 MW, la seconde de 1997 avec un groupe de 23 MW et la toute dernière de 2003 avec deux groupes de 15 MW chacun. Ces performances sont affectées par le non-respect du planning de maintenance dont les principales causes sont le déficit de production et l'indisponibilité des pièces de rechange aux dates prévues. Elle demeure cependant en termes de performance économique la 3<sup>ème</sup> centrale la plus rentable de Senelec, après la C6 et Kahone 2.

La réhabilitation de ses auxiliaires et de son système de contrôle commande pour les 3 premiers groupes Pielstick qui ont entre 15 et 22 ans d'âge est prévue dans le cadre du plan de relance et de restructuration avec Man Diesel.

Le groupe 404 est en service depuis avril 2012 suite à sa réhabilitation. Le groupe 405 a eu un incident sur son alternateur lors des essais de mise en service.

Son retour est intervenu en mi-octobre 2012 avec le remplacement de son alternateur par Wartsila.

## **2. Le site de Bel Air**

Il comprend la centrale vapeur C2 avec des tranches des années 50, la centrale Diesel C1, installée en 1990 et la turbine à gaz N°4 acquise en 1999. Il abrite depuis 2006, une centrale Diesel C6 de 63 MW, exploitée suivant un contrat O&M avec le constructeur Wartsila.

#### **La Centrale 6**

Elle a été installée en 2006 sur financement de la BID. Avec quatre groupes diesel de 16,45 MW chacun, elle est exploitée par le groupe WARTSILA dans le cadre d'un contrat O&M sur quinze ans. Ses performances intrinsèques en font le centre de production le plus économique du parc Senelec. Dans le cadre du plan d'urgence, C6 est en train de subir une extension de sa puissance installée à 96 MW (+32 MW).

#### **La Centrale 2**

Elle est constituée de 4 tranches vapeur de 12,8 MW chacune mises en service en 1953, 1955, 1959 et 1961 et sont en hors exploitation depuis 2008. L'ancienne structure du réseau a toujours rendu leur utilisation indispensable pour la ville de Dakar. Depuis la mise en service du nouveau poste de transformation et de la Centrale C6, cette centrale a été déclassée.

## **La Centrale C1**

Avec deux groupes diesel de 5 MW chacun installés en 1990 dans le cadre de la coopération Sénégalaise japonaise, son exploitation est rendue difficile en raison de la procédure d'acquisition des pièces de rechange à partir du Japon et de la fréquence des avaries; les heures de visite sont souvent dépassées, ce qui pousse à une utilisation en secours.

Les groupes 105 et 106 sont actuellement indisponibles sur déformation de leurs arbres vilebrequin dont le remplacement nécessite plus de 700 millions de CFA par groupe.

## **La turbine à gaz N°4**

Elle joue un rôle majeur dans la satisfaction de la demande en électricité avec une puissance de 32 MW. Son système de contrôle commande a été remis à neuf en juin 2008. Le remplacement de son système de refroidissement actuel par un autre plus performant a eu lieu en novembre 2008. Sa révision majeure cumulée au changement de son plenum d'échappement qui provoquait des limitations de puissance a été effectuée et terminée en janvier 2012. A la suite d'un arrêt prolongé de 4 mois consécutif à la livraison d'un mauvais DO, la turbine a été redémarrée avec un constat de vibrations.

### **3. Kahone**

Le site abrite actuellement deux(02) centrales Kahone 1 et 2.

Située à 5 km de Kaolack, la centrale comprend 4 groupes de 3,8 MW chacun, mis en service par lot de 2 en 1982 et en 1988, La centrale de Kahone 1 est à l'arrêt depuis le 24 novembre 2008. Un projet de réhabilitation de la centrale Kahone 1 est en cours avec la société MAN DIESEL & TURBO France SAS .En outre, le site de Kahone abrite depuis 2008 une centrale Diesel de 60 MW dénommée C7 et gérée à travers un contrat O&M avec le constructeur Wartsila.

Le groupe (703), qui était indisponible depuis le 21 avril 2012 suite à une avarie de l'alternateur, est revenu en exploitation en mi-octobre 2012.

### **4. Saint-Louis**

Exploitée en régime de secours depuis Septembre 2003, elle comprend deux moteurs diesel Mirless installés en 1979.Centrale à l'arrêt depuis le 31mars 2010 le personnel est affecté à la délégation régionale Nord depuis juillet 2011. La centrale est actuellement en hors exploitation.

### **5. Bakel**

Un groupe de 800 kW est maintenu à Bakel pour le secours de cette ville en cas d'indisponibilité de la ligne électrique.

### **6. Centrale de production indépendante GTI**

Depuis Octobre 1999, la centrale de production indépendante GTI est raccordée au RI. Implantée sur le site du Cap des Biches, cette centrale en cycle combiné de 52 MW (35 MW TAG + 17 MW TAV) a été

mise en service d'abord en octobre 1999 pour le cycle simple et en fin 2000 pour le cycle combiné. Senelec et GTI ont signé un contrat sous forme BOOT d'une durée de 15 ans avec une clause de « Take or pay » portant sur un achat de 300 GWh / an. De 2005 à 2008, elle a fourni respectivement 297, 209, 240 et 86,9 GWh. Depuis le 19 juin 2008, une avarie de transformateur fait que GTI est totalement indisponible. La difficulté majeure avec GTI reste son coût de production relativement élevé avec l'utilisation du distillat depuis l'année 2004. Des discussions Senelec - GTI sont en cours pour le rachat de la centrale et sa conversion au Gaz afin d'améliorer nettement le coût de production de cette unité prévue pour fonctionner en base. Cette centrale est revenue en exploitation avec une puissance limitée à 34 MW depuis le mois d'Avril 2012, avec un coût du kWh très élevé.

## **7. Centrale hydroélectrique de Manantali**

La centrale hydroélectrique de Manantali est équipée de 5 groupes de 40 MW chacun avec un productible moyen annuel de 807 GWh. Depuis juillet 2002, elle est raccordée au RI à travers une ligne HT de 225 kV longue de 945 km. Avec une énergie livrée de l'ordre de 200 à 270 GWh par année, l'apport de Manantali a été considérable dans l'amélioration de la qualité et le coût de l'électricité depuis sa mise en service

## **8. Centrale de production indépendante Kounoune**

La centrale de Kounoune est rentrée dans sa phase d'exploitation commerciale le 1er février 2008 pour une durée de 15 ans avec une Capacité Contractuelle de 67,5 MW issue du premier essai de capacité réalisé le 31 janvier 2008. Sur un productible de 532 GWh, la centrale a fourni en moyenne 371 GWh durant ses trois années d'exploitation. Entre 2011 et 2012, l'exploitation de la centrale a néanmoins connu des limitations de puissance.

### **II.2.1.4. Les réseaux non interconnectés**

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

#### **Centrale de Boutoute**

A 5 Km de Ziguinchor, le site comprend 5 moteurs diesel installés en 4 phases :

- en 1984, un moteur de 2,2 MW (GR 125) et un de 3,3 MW (GR 126)
- en 1985, un moteur de 3,3 MW (GR 130)
- en 1999, un moteur de 5 MW (GR 804)
- en 2006 un moteur de 5 MW (GR 805)

Pour une puissance installée de 18,80 MW et avec un pointe 12 MW, la centrale de Boutoute dispose de 5 machines. Des incidents, liés principalement à l'utilisation d'un mauvais fuel, ont débouché à une

situation très contraignante ayant abouti à l'utilisation de groupes de location. Ainsi, depuis Novembre 2010 la location d'Aggreko s'est installé pour une puissance de 8MW. Cette puissance est passée à 10 MW pour faire face à la demande en Novembre 2011 en ayant recours à un avenant du contrat. Parmi les 5 groupes installés, seul le GR 125 est partiellement disponible à la pointe entre 19h et 24h avec une limitation de puissance à 800 kW.

Dans le cadre de la mise en œuvre du plan de relance et de restructuration, des travaux de remise à niveau (une visite 36 000 h) ont été entamés sur le groupe 805 (5MW), prévus pour une durée de 3 mois. La visite, débutée en janvier, a accusé un retard du fait d'ennuis techniques. Les essais de mise en service sont en cours. La décision de réhabiliter les groupes BWSC ou de les remplacer par d'autres groupes est en cours d'étude.

### Centrale de Tambacounda

Cette centrale comprend un groupe fixe de 2 MW installé en 1984 actuellement à l'arrêt depuis le 22 décembre 2011 suite à l'avarie de son alternateur et des sept (7) autres moteurs de 0,8 MW unitaire qui proviennent de l'ancienne centrale C5 dont 4 disponibles. Aucun des groupes de la centrale n'est fiable, raison pour laquelle d'autres groupes de location ont été mis en place. La centrale fonctionne exclusivement au DO (17,4 t /jour). Il est nécessaire de fiabiliser le parc existant, en procédant à la visite majeure du G128 d'abord, et régler les problèmes des pièces de rechange et de prise en charge des actions de maintenance. La réhabilitation des groupes Cummins dans le cadre du plan de relance et de restructuration permettra de résorber le déficit de Tambacounda dans le court terme. Mais dans le long terme il est prévu de renforcer la centrale par 2 groupes d'au moins de 3 MW.

### Les Centrales secondaires

Les centrales secondaires ont dans leur totalité une exploitation déficitaire en terme de rentabilité économique ; mais elles se justifient à travers la mission de service public, parce que vecteur de développement social. L'extension du fonctionnement en régime continu est souhaitée par les populations et quelques requêtes sont en cours d'étude dans le cadre de l'extension des réseaux ruraux.

Les Installations en 2011 de nouveaux groupes dans les centres secondaires ont grandement contribué à la réduction du déficit dans ces zones. Ces nouvelles installations ont été possibles grâce à la coopération chinoise.

Groupes	Nombre	Puissance (kVa)
Dabo	2	150
Sindian	1	150
Marsassoum	1	200
Salémata	1	62
Fongolémi	2	62
Kedougou	3	800
Bandafassi	3	50
Vélingara	2	1000
Koumpentoum	2	500
Kidira	2	500
Goudiry	1	500
Saraya	1	200
Medina Gounass	2	200

Koungheul	3	1500+1200
Nganda	2	200
Basoul Bassar	1	200
Dionewar	2	200
Djirnda	2	50
<b>TOTAL</b>		<b>7724</b>

## II.2.2. LE RESEAU DE TRANSPORT

Le réseau de transport haute tension existant jusqu'ici concentré dans la zone Ouest du pays, principalement dans la région de Dakar, se développe actuellement vers le centre en prévision de l'interconnexion avec le futur réseau 225 kV de l'OMVS et de l'OMVG

### II.2.2.1. LESLIGNES HT

En 2011, le réseau de Transport est à 501,72 km. Il comprend 280,1 km de lignes 90 kV de 17 tronçons et 221,6 km de ligne 225 kV de 3 tronçons (cf : tableau ci-dessous).

Aucun investissement majeur n'a été fait sur le réseau de transport dans la période 2011-2013. En dehors des travaux sur la boucle souterraine 90 kV dont la mise en service du premier tronçon de 9 km entre Patte d'Oie et Aéroport et les premiers postes Aéroport 90/30 kV et Patte d'Oie 90/90 kV ont été réalisés en Octobre 2012. Le passage en 225 kV de la ligne entre Sococim et Mbour, de la ligne Tobène-Kounoune et du poste de Kounoune est en cours.

Les tronçons Aéroport-Université et Université-Bel Air d'une longueur de 17 kilomètres seront réalisés au courant de l'année 2013.

Tronçon		U nom (kV)	Long (km)	Année (MES)
BEL AIR	HANN	90	5	1978
BEL AIR	HANN	90	11	1991
CAP DES BICHES	HANN	90	18,19	1978
CAP DES BICHES	HANN	90	16,15	1990
CAP DES BICHES	SOCOCIM	90	6,6	1959
SOCOCIM	THIONA	90	35,4	1959
THIONA	TOBENE	90	31,35	1959
TOBENE	TAIBA	90	13	1993
TOBENE	MECKHE	90	35,79	2005
SOCOCIM	MBOUR	225	46,6	2006
HANN	MBAO	90	10,949	1979
Mbao	Cap de Biches	90	7,183	1979
HANN	Kounoune	90	22,99	2008
Cap des Biches	Kounoune 2	90	6,47	2000
Kounoune	Sococim	90	4,68	2000
Kounoune	Tobène	90	55,37	1989
Touba	Kaolack	225	70	2008
Touba	Tobène	225	105	2009
<b>TOTAL</b>			<b>501,722</b>	

## II.2.2.2. LES POSTES HT

En, Octobre 2012, les postes d'Aéroport 90/30 kV et Patte d'Oie 90/90 kV ont été mis en service. En 2013 il est prévu la mise en service des postes Université 90/30 kV et Bel Air 90 kV.

Un nouveau poste privé entre Diamniadio et Pout dénommé SOMETA a été mis en service au courant du premier semestre 2012. Ce poste a été raccordé sur la ligne Sococim-Thiona.

Dans le cadre de la mise en service de la location de 100 MW à Kounoune, une extension de deux travées 90 kV a été réalisé sur le poste de Kounoune.

Le réseau de Transport comprend ainsi onze (11) postes avec 36 transformateurs pour une puissance totale installée de 1 450 MVA répertoriés dans le tableau ci-dessous :

Poste	Transfo	Nbre	P. inst. (MVA)	Nb. départs MT	Observations
Bel Air	90/6,6 kV	3	56	13	6,6 kV
	90/30 kV	2	160	11	30 kV
	11/90 kV	1	46		TG TAG4
	15/90 kV	2	100		TR CVI
	7,3/6.6 kV	1	20		TR tampon Production/Distribution
Hann	90/30 kV	3	240	17(+1réserve)	30 kV
Cap des Biches	90/30 kV	2	66	8(+5 réserves)	30 kV
	12,5/90 kV	3	102		TG 301&TG 303&TGS
	11,5/90 kV	1	27		TR TAG2
	11,5/90 kV	1	30		TR TAG3
	6,6/90 kV	2	53		TR 401&TR 402
	6,6/90 kV	1	30		TR 403
	11,5/90 kV	1	40		TR 404/405
Thiès Thiona	90/30 kV	2	80	10	30 kV
Mbour	90/30 kV	2	40	5(+1 réserve)	30 kV
Mbao	90/30 kV	2	80	4(+2réserves)	30 kV
Sococim	90 kV	0	0		90 kV
Kounoune	90 kV	0	0		90 kV
Tobène	90/30 kV	1	20	2(+1 réserve)	30 kV
Touba	225/30 kV	2	80	5(+1(réserve)	30 kV
Kaolack	225/30 kV	2	80	8(+3réserves)	30 kV
	225/15 kV	2	100		TR GR 701 et 702
Patte d'Oie 90 kV	90/90 kV	1			
Aéroport	90/30 kV	1	80	10	
<b>TOTAL</b>		<b>36</b>	<b>2030</b>	<b>90</b>	

A noter aussi que les transformateurs de secours ci-dessous sont installés sur le site de Cap des Biches

	Tensions	Nombre
Transfo secours	30/6.6 kV	1
Transfo Secours	90/12.5/6.9 KV	1
Groupe		

## II.2.3. LE RESEAU DE DISTRIBUTION

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

- ✓ Réseau Moyenne Tension 30 et 6,6 kV, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publiques, mixtes et clients avec deux niveaux de tension :
- ✓ Réseau Basse Tension qui assure la distribution de l'énergie à partir des postes de transformation HTA/BT vers la clientèle BT.

Ce réseau électrique est constitué:

- ✓ Des postes HTA/HTA (30/6,6kV, et 6.6/6.6kV) et de simples postes de Répartition 30kV ou 6.6kV :
  - Au niveau de Dakar, les cinq (5) postes 30/6.6kV que sont Aéroport Yoff, Centre-ville, Thiaroye, Université, Usine des Eaux en plus du poste 6.6/6.6kV de Bel-air.
  - Au niveau des régions sur le Réseau Interconnecté, les cinq (5) postes 30/6.6kV que sont Saint-Louis, Richard-Toll, Kaolack, Thiès Aviation(BASE) en plus du poste de Répartition 30kV de Louga,
  - Au niveau des régions sur le Réseau Non Interconnecté, les deux (2) postes élévateurs 6.6/30kV de Tambacounda et Boutoute.
  - Le poste « Kankourang » 30/6.6kV de Ziguinchor.
  - Le poste de Répartition 30kV alimenté par le départ Bignona et issu de la centrale de Boutoute.

Les ouvrages sur le réseau de Distribution sont composés comme suit :

- **8642.942 km** de lignes HTA (6.6 kV et 30 kV),
- **7822.543 km** de lignes basses tension (0.4 kV),
- **4320 postes** HTA/BT,

Le réseau Moyenne Tension est très maillé et exploité en boucle ouverte. Il a comme point de départ les postes sources (90/30 kV, 225 /30 kV) et des sous stations (30/6.6 kV). La distribution se fait en trois phases (neutre non distribué) par des lignes aériennes et souterraines qui constituent ainsi les « Départs » du réseau Moyenne Tension. Ces départs en moyenne tension alimentent les postes HTA/BT en antenne et en coupure d'artère.

### Récapitulatif global des postes et des lignes (HTA et BT)

Ouvrages	2010	2011	Variation
Postes HTA/BT	4092	4320	5,57%
Lignes HTA (Km)	8501,49	8642,942	1,66%
Lignes BT (Km)	7483,44	7822,543	4,53%

### Postes HTA/BT

Les 4320 postes HTA/BT se décomposent comme suit :

- 2534 postes de Distribution Publique (secteurs) soit 59% contre 59,43% en 2010
- 1685 postes Clients (privés) soit 39% contre 38,17% en 2010

- 101 postes Mixtes (secteurs et privés) soit 2% contre 2,39% en 2010.

Ces statistiques montrent une légère évolution des ouvrages en 2011. Le détail par exploitation est donné dans le tableau ci-après :

### Répartition des postes par exploitation en 2011

Exploitation	Clients	Secteurs	Mixtes	Total
DD1 (Département Dakar 1)	583	472	20	1075
DD2 (Département Dakar 2)	228	346	10	584
<b>Total Dakar</b>	<b>811</b>	<b>818</b>	<b>30</b>	<b>1659</b>
DRCE (Délégation Centre Est)	203	369	15	587
DRCO (Délégation centre Ouest)	284	657	28	969
DRN 5 (Délégation Nord)	289	461	27	777
DRS (Délégation Nord)	98	229	1	328
<b>Total Régions</b>	<b>874</b>	<b>1716</b>	<b>71</b>	<b>2661</b>
<b>Total Global</b>	<b>1685</b>	<b>2534</b>	<b>101</b>	<b>4320</b>

### Lignes Moyenne Tension (HTA)

Les 8 642 942 km de lignes HTA se décomposent comme suit :

- 7849,677 km de lignes aériennes (90,822%)
- 785,165 km de lignes souterraines (9,084%)
- 8,1 km de ligne sous fluvial (0,094%)

Le détail par exploitation est donné dans le tableau ci-après :

### Répartition des lignes HTA par exploitation en 2011

Exploitation	Aérien	Souterrain	Sous fluvial	Total
DD1 (Département Dakar 1)	80,7	406,5	3,2	490,4
DD2 (Département Dakar 2)	227,906	191,508	0	419,414
<b>Total Dakar</b>	<b>308,606</b>	<b>598,008</b>	<b>3,2</b>	<b>909,814</b>
DRCE (Délégation Centre Est)	1822,5	21	2,5	1846
DRCO (Délégation centre Ouest)	2020,264	90,561	0	2110,825
DRN 5 (Délégation Nord)	2794,62	49,737	2,4	2846,757
DRS (Délégation Nord)	903,687	25,859	0	929,546
<b>Total Régions</b>	<b>7541,071</b>	<b>187,157</b>	<b>4,9</b>	<b>7733,128</b>
<b>Total Global</b>	<b>7849,677</b>	<b>785,165</b>	<b>8,1</b>	<b>8642,942</b>

### Lignes Basse Tension

Les 7822,543 km de lignes BT sont constitués de :

- 7448,333 km de lignes aériennes
- 374,21 km de lignes souterraines

Le détail des lignes en Basse Tension est donné ci-après :

### Répartition des lignes BT par exploitation en 2011

Exploitation	Aérien (km)	Souterrain (km)	Total
DD1 (Département Dakar 1)	699,611	210,106	909,717
DD2 (Département Dakar 2)	1125,086	143,256	1268,342
<b>Total Dakar</b>	<b>1824,697</b>	<b>353,362</b>	<b>2178,059</b>
DRCE (Délégation Centre Est)	1062,4	3,3	1065,7
DRCO (Délégation centre Ouest)	2036,903	8,758	2045,661
DRN 5(Délégation Nord)	1686,506	5,707	1692,213
DRS (Délégation Nord)	837,827	3,083	840,91
<b>Total Régions</b>	<b>5623,636</b>	<b>20,848</b>	<b>5644,484</b>
<b>Total Global</b>	<b>7448,333</b>	<b>374,21</b>	<b>7822,543</b>

## III. BILAN DES ACTIVITES DE L'EXPLOITATION EN 2011-2013

### III.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE

L'énergie totale brute produite au cours de l'année 2011 s'élève à **2560 GWh**. Cette production devrait connaître une variation de 20,89% entre 2011 et 2013 et un taux d'accroissement moyen annuel de l'ordre de 9,95% sur la période 2011 et 2013. Les achats d'énergie ont augmenté avec l'arrivée des locations en 2011 et 2012. Néanmoins, les achats vont baisser en 2013 avec l'arrêt d'une partie de la location et la mise en service des extensions de C6 et C7.

Tableau : Tendances de la production brute 2011-2013

ANNEE		2011	2012	2013	VARIATION	TAM
Production brute SENELEC	GWh	1 356,72	1 421,23	1 937,99	42,8%	19,5%
Réseau Interconnectée (RI)	GWh	1 299,98	1 362,02	1 864,03	43,4%	19,7%
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	GWh	426,62	421,16	725,27	70,0%	30,4%
Bel air - TAV (C2)	GWh	0,00	0,00	0,00		
Bel air - TAG (TAG4)	GWh	3,95	15,35	31,52	698,5%	182,6%
Cap des Biches - TAV (C3)	GWh	69,70	79,56	7,64	-89,0%	-66,9%
Cap des Biches - Diesel (C4)	GWh	278,99	450,69	395,02	41,6%	19,0%
Cap des Biches - TAG (TAG2)	GWh	62,35	10,25	8,14	-86,9%	-63,9%
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	GWh	458,37	385,01	696,44	51,9%	23,3%
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	GWh	56,74	59,21	73,96	30,3%	14,2%
Ziguinchor	GWh	2,73	14,73	20,25	640,4%	172,1%
Tambacounda	GWh	21,05	6,64	2,68	-87,3%	-64,3%
Autres centres isolés	GWh	32,95	37,83	51,04	54,9%	24,4%
Achats d'énergie	GWh	1 203,40	1 495,96	1 126,98	-3,2%	0,0%
Hydro (Manantali, Félou etc.)	GWh	257,24	290,32	321,51	-4,1%	0,0%
IPP GTI - CC	GWh	186,51	16,61	33,17	11,8%	0,0%
IPP Kounoune 1	GWh	390,34	382,93	384,75	-57,8%	0,0%
IPP Charbon - SENDOU	GWh	-	-	-	200,0%	300,0%
Autre IPP RI (1) LOCATION 150 MW	GWh	301,41	661,09	-	-0,7%	0,0%
SOCOCIM+ICS	GWh	8,80	74,62	157,06	0,0%	0,0%
LOCATION 50 MW	GWh	-	-	155,60	-100,0%	0,0%
Auto-producteurs	GWh					
Location AggrekoBoutoute	GWh	59,10	51,50	51,85	0,0%	0,0%
Location AggrekoTambacounda	GWh	-	18,90	23,05	322,5%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>GWh</b>	<b>2 560,13</b>	<b>2 917,19</b>	<b>3 064,98</b>	<b>39,6%</b>	<b>19,5%</b>

Le tableau ci-dessous donne les prévisions de production nette sur la période 2011-2013. Cette production nette observe une croissance moyenne annuelle de 19,8 % entre 2011 et 2013.

Tableau : projection de la production 2011-2013

	Unité	2011	2012	2013	2013/2011	TCMA
<b>Production nette SENELEC</b>	<b>GWh</b>	<b>1 322,98</b>	<b>1 382,29</b>	<b>1 899,56</b>	<b>44%</b>	<b>20%</b>
Réseau Interconnectée (RI)	GWh	1 267,58	1 324,31	1 831,32	44%	20%
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	GWh	420,39	414,77	714,39	70%	30%
Bel air - TAV (C2)	GWh					
Bel air - TAG (TAG4)	GWh	3,32	14,24	31,21	841%	207%
Cap des Biches - TAV (C3)	GWh	61,33	70,78	7,06	-88%	-66%
Cap des Biches - Diesel (C4)	GWh	267,68	434,94	384,61	44%	20%
Cap des Biches - TAG (TAG2)	GWh	62,24	10,17	8,06	-87%	-64%
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	GWh	452,61	379,40	685,99	52%	23%
Saint Louis - Diesel	GWh					
Cap des Biches - TAG (TAG3)	GWh					
PPS 70 MW	GWh					
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	GWh	55,40	57,99	68,24	23%	11%
Ziguinchor	GWh	1,95	13,65	19,64	909%	218%
Tambacounda	GWh	20,55	6,54	2,66	-87%	-64%
Autres centres isolés	GWh	32,90	37,79	45,93	40%	18%
<b>Achats d'énergie</b>	<b>GWh</b>	<b>1 203,40</b>	<b>1 495,96</b>	<b>1 126,98</b>	<b>-6,35%</b>	<b>-3,23%</b>
Hydro (Manantali, Félou etc.)	GWh	257,24	290,32	321,51	-8,06%	-4,11%
IPP GTI - CC	GWh	186,51	16,61	33,17	24,98%	11,80%
IPP Kounoune 1	GWh	390,34	382,93	384,75	-82,21%	-57,83%
Autre IPP RI (1) LOCATION 150 MW	GWh	301,41	661,09	0,00	-0,01	-0,01
SOCOCIM+ICS	GWh	8,80	74,62	157,06	0,00%	0,00%
LOCATION 50 MW	GWh	0,00	0,00	155,60	-100,00%	-100,00%
Location AggrekoBoutoute	GWh	59,10	51,50	51,85	0,00	0,00
Location AggrekoTambacounda	GWh	0,00	18,90	23,05	16,85	3,23
<b>TOTAL (MW)</b>		<b>2 526,38</b>	<b>2 878,25</b>	<b>3 026,54</b>	<b>19,80%</b>	<b>9,45%</b>

### III.1.1. PRODUCTION DU RI

La production brute du RI passe de 2444,29 GWh à 2916,12 GWh entre 2011 et 2013, soit un accroissement de 9,2 %. L'énergie nette livrée par ce réseau passe de 2411,88 GWh à 2881,4 GWh entre 2011 et 2013 soit un accroissement de 9,3 % sur la période. Les achats auprès des producteurs privés s'élèvent à 1144,3 GWh en 2011 soit 47%. Cette production des IPP devrait connaître une baisse de 16% avec l'arrêt des centrales APR ENERGIE en 2013, malgré la mise en service de la centrale hydraulique de Félou. Ainsi la production hydraulique (Manantali et Félou) passe de 257 GWh à 321,51 GWh entre 2011 et 2013 soit une hausse de 25% et un taux d'accroissement sur la période de 11,8%. L'accroissement de la production hydraulique est due à

l'augmentation du productible de Manantali grâce à une bonne pluviométrie et surtout avec l'arrivée de Félou en 2013.

Cette production a été effectuée sans les unités de production performantes fonctionnant au FO qui devaient être mis en service en 2012 d'après les projections initiales soumises à la CRSE. Ces unités ont été remplacées dans le parc par une location fonctionnant au DO et de la centrale de Sococim dont le fonctionnement à 14 MW au gaz n'a été possible qu'à partir du mois de Juin 2012.

Le fonctionnement de GTI au gaz à partir de Janvier 2012 n'a pas été réalisé et qui de plus est passée en cycle simple en raison d'une dégradation de sa chaudière de récupération.

### III.1.2. PRODUCTION DU RESEAU NON INTERCONNECTE

Les unités du RNI comprenant Boutoute, Tambacounda et les centres secondaires et la location Aggreko ont une production d'énergie de 114,5 GWh en 2011. Cette production connaît depuis 2011 une hausse importante de 20% avec la mise en service des puissances locatives d'Aggreko pour pallier au déficit de la production d'énergie notamment au niveau de la centrale de Boutoute. Les centrales de Tambacounda et de Ziguinchor ont fonctionné grâce à des locations en raison des retards enregistrés sur la mise en œuvre du programme d'investissement et des réhabilitations

### III.1.3. ACHATS D'ENERGIE

Les achats d'énergie concernent les IPP de Kounoune, Manantali et GTI, la location des groupes avec APR, la location avec Aggreko dans le réseau non interconnecté de Boutoute, la convention de fourniture d'énergie avec SOCOCIM INDUSTRIES et l'auto-producteur ICS. L'énergie injectée sur le RI de Senelec par les producteurs privés a sensiblement augmenté en 2011 avec la location de puissance avec APR. Les achats globaux (RI et RNI) passent ainsi de 1203,4 GWh en 2011 à 1495,96 GWh en 2012. Ils devraient cependant baisser à 1126,28 GWh en 2013. Cette baisse s'explique d'une part par la réduction de la puissance de location qui passe de 150 MW au DO à 50 MW au DO et d'autre part par la mise en service de nouvelles unités de Senelec (30 MW extension Bel Air et 30 MW extension Kahone).

**Tableau : Tendances des Achats 2011-2013**

	Unité	2011	2012	2013	2013/2011	TCMA
<b>Achats d'énergie</b>	<b>GWh</b>	<b>1 203,40</b>	<b>1 495,96</b>	<b>1 126,98</b>	<b>-6,35%</b>	<b>-3,23%</b>
Hydro (Manantali, Félou etc.)	GWh	257,24	290,32	321,51	-8,06%	-4,11%
IPP GTI - CC	GWh	186,51	16,61	33,17	24,98%	11,80%
IPP Kounoune 1	GWh	390,34	382,93	384,75	-82,21%	-57,83%
LOCATION 150 MW (APR)	GWh	301,41	661,09	-	-1,43%	-0,72%
SOCOCIM+ICS	GWh	8,80	74,62	157,06		
LOCATION 50 MW	GWh	-	-	155,60	-100,00%	-100,00%
Location aggrekoboutoute	GWh	59,10	51,50	51,85		
Location aggreko Tambacounda	GWh	-	18,90	23,05	1685,25%	322,52%

### **III.1.3.1.GTI**

Le dernier Essai de Capacité, réalisé le 29 octobre 2010, avait consacré une Capacité de 46,844 MW. Toutefois, la puissance de la centrale a été réduite par l'indisponibilité de la turbine à vapeur survenue le 31 mars 2011 à 21h50 pour cause de vibrations, limitant ainsi la centrale à 32 MW en cycle simple. Ce défaut de performance a fait de GTI l'unité de production la deuxième la plus chère du RI de Senelec (150 F CFA/kWh). Ainsi, avec le renchérissement de son coût de production, cette centrale qui a été dispatchée comme une unité de pointe n'a fourni que 187 GWh en 2011. Pour la sixième année consécutive, la barre de 300 GWh (Take or Pay) n'a pas été atteinte par GTI faute d'une bonne disponibilité de la centrale.

### **III.1.3.2.MANANTALI**

Le productible de 2011 pour Manantali est de 894,76 GWh. Il a été partagé entre les SDE et le site de Manantali soit un quota brut de 289,331 GWh pour Senelec, revu à 287,488 avec le remboursement de la cession d'énergie de 1 843 MWh qu'EDM-SA avait consentie en faveur de Senelec en 2010. L'année 2011 a vu la poursuite de l'exécution du programme d'Actions Prioritaires(PAP) de Manantali initiée depuis 2010 et qui a entraîné l'arrêt en permanence d'un groupe pour des travaux de maintenance, d'où une réduction de la puissance disponible. Malgré l'achèvement de ce programme à la mi-avril, la puissance de Senelec est restée limitée. En effet, l'application de la clé de répartition sur la puissance disponible de la centrale a limité encore cette année les puissances enlevées par Senelec particulièrement aux heures de pointe. Senelec a accusé un retard de 261,746 MWh sur son quota d'énergie annuelle. En 2012 le productible a atteint 290,32 GWh.

### **III.1.3.3.KOUNOUNE**

La production de Kounoune a évolué de 390,34 GWh en 2011 à 382,93 en 2012. Pour l'année 2013 l'énergie budgétisée pour cette centrale est de 384,75 GWh.

Elle a enregistré beaucoup de limitations de puissance par arrêts fortuits malgré la disponibilité du combustible à partir du second trimestre. La capacité de la Centrale s'est notablement dégradée depuis le 6 septembre avec une puissance maximale disponible de 57 MW en moyenne.

### **III.1.3.4.AGGREKO BOUTOUTE**

Senelec et Aggreko ont signé un nouveau contrat de location pour une production à Boutoute d'une puissance de 8 MW sur une période de fonctionnement de six mois à partir du 30 octobre 2010. Ce contrat va couvrir la production d'Aggreko jusqu'au 15 septembre 2011. Le 28 août 2011, Senelec a signé avec Aggreko un nouveau contrat de location de 10 MW sur une durée de huit mois avec un coût du kWh pour l'O&M qui passe de 3,9357FCFA à 3,9554 FCFA. Ainsi, Aggreko aura injecté respectivement 59,10 GWh en 2011 et 51,5 GWh en 2012. Pour 2013, une production de 51,85 GWh est prévue. Cette centrale assure depuis le mois de janvier 2011 le réglage de fréquence dans le réseau isolé de Boutoute.

### **III.1.3.5.AGGREKOTAMBACOUNDA**

Senelec et AGGREKO ont signé un nouveau contrat de location pour une production Tambacounda d'une puissance de 6 MW. Aggreko a ainsi injecté 18,9 GWh en 2012 et une production de 23,05 GWh est projetée pour 2013.

### III.1.3.6.APR

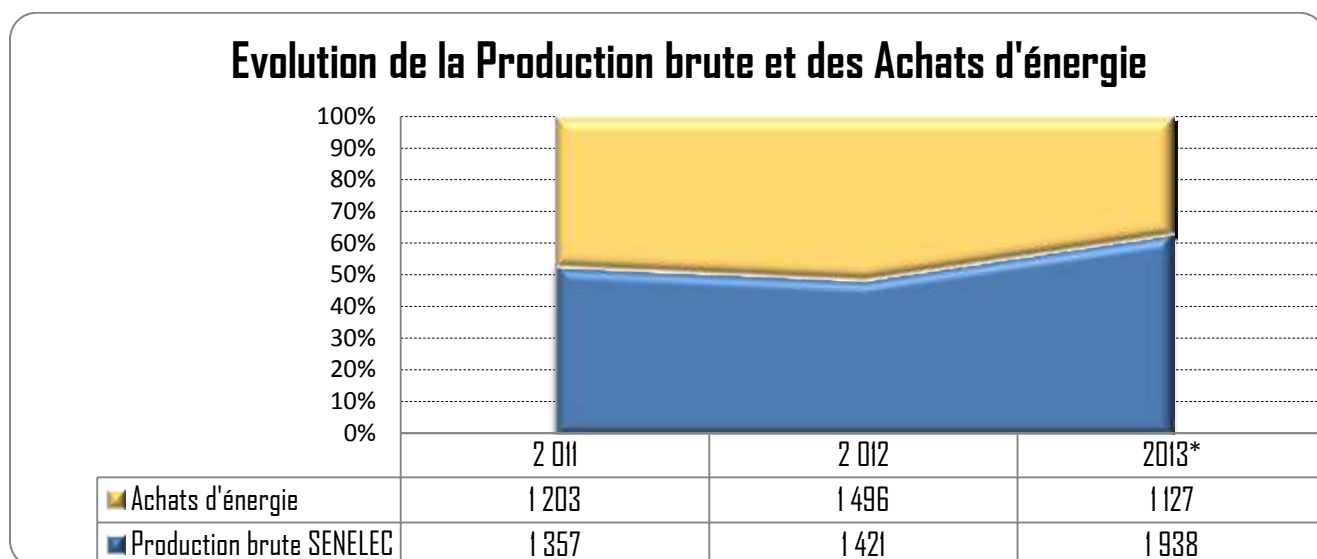
Senelec, APIX-SA et APR Energy LLC ont conclu un Contrat de marché le 10 mars 2011, pour la location et l'exploitation d'une puissance de 150 MW dont une option ferme de 50 MW au Cap des Biches et une tranche conditionnelle de 100 MW à Kounoune. Dans ce contrat, Senelec est bénéficiaire et interlocuteur technique, l'APIXSA étant l'autorité contractante. Suite au déficit de production et à la volonté des autorités de mettre fin immédiatement aux délestages, l'option de la location de 150 MW a été confirmée en deux étapes.

- ✓ **APR CAP DE BICHES** comprend deux lignes de production entrées en exploitation le 18 juin 2011 (APR2 -20 MW) et le 3 juillet 2011 (APR1-30 MW) respectivement.
- ✓ **APR KOUNOUNE 1** de 50 MW a été conclu le mardi 20 septembre. Durant sa période d'exploitation, cette centrale a eu de la peine à fournir la puissance contractuelle en continu vu les arrêts de groupes pour maintenance. Elle a injecté 86,02 GWh sur le RI.
- ✓ **APR KOUNOUNE 2** de 50 MW a été raccordée au poste HT Senelec de Kounoune.. APR a produit 301,41 GWh en 2011 contre 661,09 en 2012.

### III.1.3.7.SOCOCIM et ICS

Le 29 août 2011, Senelec a signé avec SOCOCIM INDUSTRIES une convention portant sur la fourniture d'une puissance de 4 MW. Depuis Juin 2012, la puissance de Sococim a été portée à 14 MW par addition d'une puissance supplémentaire de 10 MW. A partir de mi-janvier 2013, le contrat a été prolongé avec une puissance additionnelle de 5 MW.

La production cumulée des centrales SOCOCIM et ICS est de 8,8 GWh en 2011, 74,62 en 2012 et 157,06 GWh sont prévus pour 2013.



## **III.2. EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION**

La disponibilité globale du parc Senelec passerait de 68,96 % en 2011 à 75,64 % en 2013 soit une évolution de 9,7% et un taux d'accroissement moyen annuel de 4,7 % sur la période. Le taux d'utilisation du disponible de 64,5% en moyenne sur la période traduit le niveau élevé de sollicitation du parc de Senelec.

Cette disponibilité était projetée à 80,51% en 2011, 75,41% en 2012 et 86,16% en 2013.

### **III.2.1.1. Taux de disponibilité du RI :**

Le taux de disponibilité du RI est de 69,64% (toutes indisponibilités prises en compte) en 2011. Cette contre-performance s'explique par les contraintes notées au niveau des différentes centrales.

- **CIII**

La dégradation continue de la chaudière de 303, l'incident sur la turbine et la prolongation de la visite du 301 sont le résultat d'un KIA de 78,87% élevé par rapport aux attentes (12,70%). Cette dégradation annoncée des tranches à vapeur a engendré une chute du KD (69,4%). La disponibilité prévue pour 2012 et 2013 est de 21,13%.

- **CIV**

Au niveau de la CIV les arrêts prolongés de 404 et 405 faute de pièces de rechange, les limitations de 401 et 403 mais aussi les aléas du 402 ont porté le KIA à 61,8%. Par rapport aux projections, on note une détérioration du KD de la centrale de 48,4 points (prévu : 74,13%, réalisé : 38,22%).

La disponibilité prévue pour cette centrale était de 74,13% en 2011, 78,01% en 2012 et 2013.

- **CVI**

La CVI est contrainte à une chute de 6,2% sur ses prévisions de disponibilité. L'avarie de la culasse du 601 et les limitations de puissance des autres groupes dues à des indisponibilités fortuites en justifient la raison fondamentale. Le KIA en 2011 est passé à 17,4 %.

La disponibilité prévue pour cette centrale était de 88% en 2011, 88,6% en 2012 et 2013.

- **KAHONE 2**

Kahone 2 porte haut un taux de disponibilité de 94,11 % en 2011, soit 0,87 % de plus par rapport à la prévision. Cette performance se traduit par une réalisation assez correcte de son programme de maintenance : KIA prévu 6,7%, réalisé 5,9%.

La disponibilité prévue pour cette centrale était de 93,49% en 2011, 88,49% en 2012 et 2013.

- **Turbine à gaz TAG2**

Son retour en exploitation devait venir avec un fonctionnement au gaz. Mais en raison des problèmes de débit constaté au niveau du pipeline, elle ne tourne pas en pleine capacité. Son taux de disponibilité est de 76,2 contre 84,8 prévus soit un déficit de 10,1%.

La disponibilité prévue pour cette centrale était de, 84,82% en 2011, 2012 et 2013.

- **TAG4 :**

TAG 4 n'a été trop sollicité en 2011 avec un réalisé de 3,947 GWh contre une prévision de 41,62 GWh. Cette réalité se traduit par un faible taux de disponibilité de la centrale (30,39%).

La disponibilité prévue pour cette centrale était de 73,5% en 2011 et 82,6 % en 2012 et 2013.

Pour pallier au déficit de production important durant l'année 2011, la plupart des groupes ont été maintenue en exploitation, au détriment du programme de maintenance. Les contraintes d'exploitation ont occasionnées des limitations de plus en plus importantes de la puissance disponible du parc.

### **III.2.1.2. Le taux de disponibilité du RNI**

- **BOUTOUTE**

A Boutoute, l'écart sur les objectifs de disponibilité a été plus important -61,12% sur une prévision de 74,93% faisant suite au retour non effectif des trois (03) groupes (126, 130, 804) mais aussi de l'arrêt du 805 dû à des reports de la maintenance (KIA prévu 25,07%, réel 89,19%).

La disponibilité prévue pour cette centrale était de 74,93% en 2011 et 78,90 % en 2012 et 2013.

- **TAMBACOUNDA**

La baisse de la performance de la centrale de Tambacounda s'explique par l'indisponibilité de plusieurs groupes Cummins faute de pièces de rechange (KIA prévu 10,27 %, réel 20,83%). La disponibilité réalisée est de 79,17% en 2011.

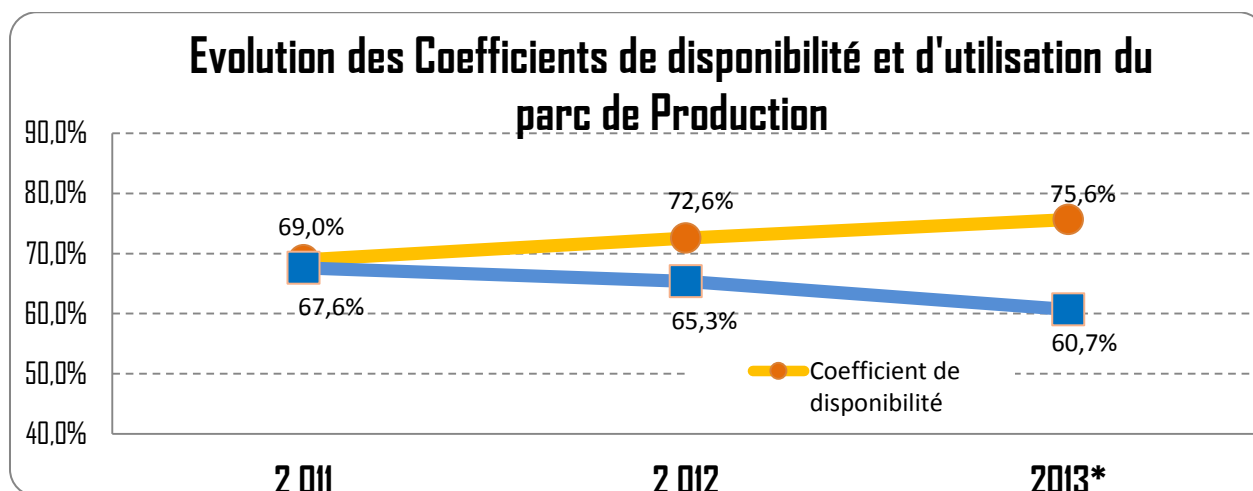
La disponibilité prévue pour cette centrale était de 89,73% en 2011 et 79,38 % en 2012 et 2013.

- **CENTRES SECONDAIRES**

Les centres secondaires affichent un taux de disponibilité de 65,85 % en 2011. Dans ces centres, la rupture du contrat de maintenance avec MATFORCE et la rareté des pièces de rechange des moteurs Perkins et Cummins ont engendré une récurrence des arrêts fortuits.

**Tableau : Disponibilité des centrales 2011 et 2013**

		2011	2012*	2013	Variation	TCAM
Coefficient de disponibilité (1)	%	68,96	72,57	75,64	9,7%	4,7%
Réseau Interconnectée (RI)	%	69,64	72,94	76,13	9,3%	4,6%
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	%	82,56	82,15	92,00	11,4%	5,6%
Bel air - TAV (C2)	%	-	-	-		
Bel air - TAG (TAG4)	%	30,39	30,39	60,00	97,4%	40,5%
Cap des Biches - TAV (C3)	%	21,13	21,13	21,13	0,0%	0,0%
Cap des Biches - Diesel (C4)	%	38,22	65,00	65,00	70,1%	30,4%
Cap des Biches - TAG (TAG2)	%	76,23	83,76	83,76	9,9%	4,8%
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	%	94,11	85,00	92,00	-2,2%	-1,1%
Hydro (Manantali, Félou etc.)	%	95,00	95,00	95,00	0,0%	0,0%
IPP GTI - CC	%	52,78	45,00	52,00	-1,5%	-0,7%
IPP Kounoune 1	%	66,75	86,00	86,00	28,8%	13,5%
Autre IPP RI (1) LOCATION 150 MW	%	94,87	90,00	-	-100,0%	-100,0%
SOCOCIM+ICS	%	93,00	82,00	95,00	2,2%	1,1%
LOCATION 50 MW	%	-	-	93,00		
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	%	56,89	67,07	68,76	20,9%	9,9%
Ziguinchor	%	13,81	64,79	64,79	369,2%	116,6%
Tambacounda	%	79,17	22,72	22,72	-71,3%	-46,4%
Autres centres isolés	%	65,85	66,47	66,47	0,9%	0,5%
location AggrekoBoutoute	%	93,00	93,00	93,00	0,0%	0,0%
location AggrekoTambacounda	%	-	93,00	93,00		

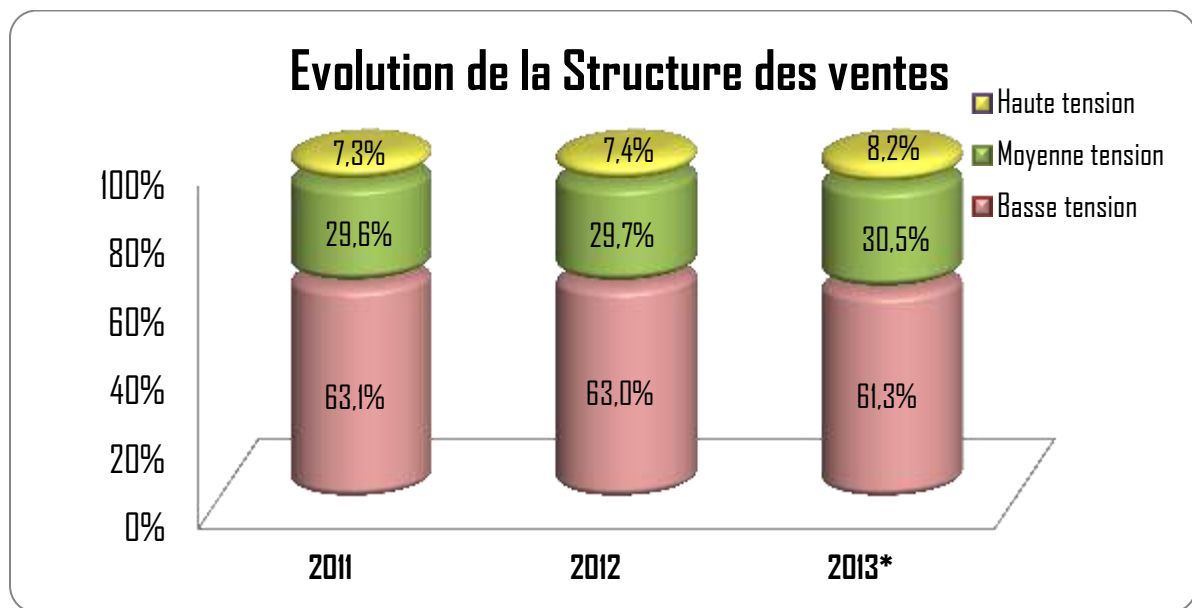


### III.3. LES VENTES D'ENERGIE

#### III.3.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE

Les ventes d'énergie ont connu un taux de croissance annuel moyen de 11,1% au cours de la période 2011-2013. Toutefois, cette évolution suit des tendances différentes selon les niveaux de tension :

- La BT affiche le plus faible taux de croissance (9,5%) et voit sa part dans les ventes passer de 63,1% en 2011 à 61,3 % en 2013.
- La part de la MT dans les ventes de 29,6 % en 2011 gagne 0,9 point en 2013.
- La part de la HT dans les ventes a elle aussi légèrement augmenté, elle passe de 7,3 % en 2011 à 8,2 % en 2013 avec l'arrivée d'un quatrième client (la SOMETA) en 2012.

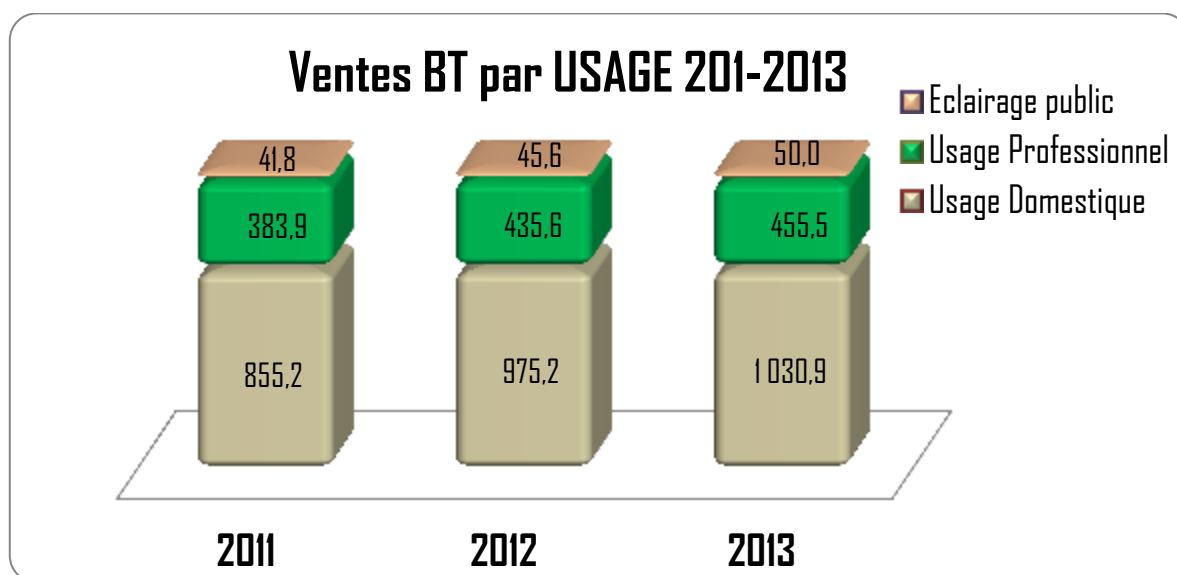


##### III.3.1.1. Ventes basse tension

Avec un taux de croissance annuel moyen de 9,5 %, la basse tension reste la locomotive des ventes d'énergie sur la période 2011-2013 qui affiche un taux global de 11,1%. Ainsi, la part de la BT dans la structure des ventes a légèrement baissé (voir graphique évolution de la structure des ventes ci-dessus).

Les différentes composantes de la BT ont enregistré des taux de croissance inférieurs à celui des ventes globales de la période :

- Usage domestique : les ventes UD sont passées de 855,2 GWh en 2011 à 975,2 GWh en 2012 soit une croissance annuelle moyenne de 14,0 %. Pour l'année 2013, elles devraient atteindre 1030,9 GWh soit un taux d'accroissement moyen annuel de 9,8% sur la période 2011-2013.
- Usage professionnel : avec un taux de croissance annuel moyen de 13,5 %, les ventes UP ont connu une croissance soutenue sur la période 2011-2012 et pour l'année 2013 elles devront atteindre 455,5 GWh contre 383,9 GWh en 2011 soit un accroissement moyen annuel de 8,9 % sur la période.
- Eclairage public : la part des ventes EP reste faible au niveau de la BT avec une contribution moyenne de 3,2 % durant la période 2011-2013. Le taux de croissance des ventes EP est de 9,1% sur la période 2011-2012 et devrait légèrement augmenter en 2013 avec une croissance de l'ordre de 9,7 % entre 2012-2013.



#### III.3.1.2. Ventes moyenne tension

Les ventes en moyenne tension ont légèrement augmenté avec un taux de croissance 14,2 % entre 2011 et 2012. Pour l'année 2013, une évolution de 11,4% par rapport à 2012 est projetée. La contribution des ventes MT autour de 30% en 2011, reste constante sur toute la période.

#### III.3.1.3. Ventes haute tension

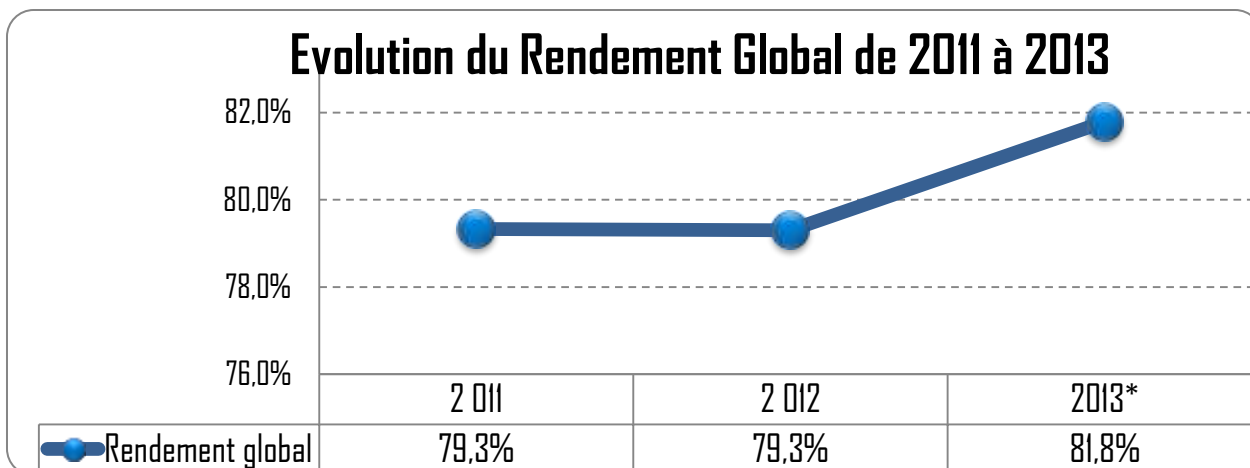
Au niveau de la HT, les ventes enregistrent une hausse annuelle de 14,5% sur la période 2011-2012 passant de 148,9 GWh à 170,5 GWh. Cette situation est due en partie à l'arrivée d'un quatrième client HT et de l'augmentation des consommations du compresseur de Mekhé de la SDE. Ainsi, la part des ventes HT passe de 7,3% en 2011 à 7,5% en 2012 et 8,2% 2013.

### III.3.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC

Globalement, on note une légère amélioration du rendement global de Senelec autour de 79,3% entre 2011 et 2012 et devrait atteindre 81,8% pour l'année 2013.

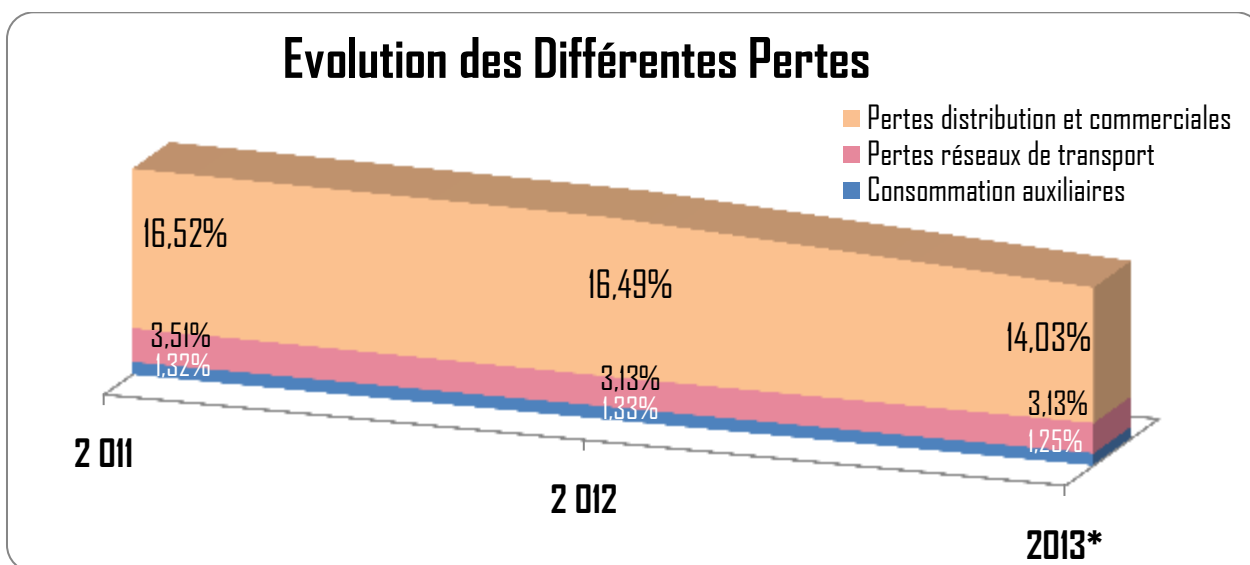
Il faut cependant souligner que nos objectifs n'ont pas été atteints pour des raisons liées à la mauvaise qualité de service et aux difficultés d'approvisionnement en compteurs et matériels de réseaux Basse Tension.

Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution du rendement global ainsi que la répartition des pertes entre la production, le transport et la distribution y compris le commercial.



Il faut noter que les pertes transport enregistrées tournent autour de 3,5% entre 2011 et 2012 et devrait baisser légèrement en 2013 (3,3%).

Les pertes distribution et commercial baissent sur la période. Elles passent de 16,3% à 14,9% entre 2011 et 2012 et devraient s'établir à 13,8% en 2013.



### III.3.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC

Entre 2011 et 2012, le nombre de clients passera de 901515 à 944 801, soit un taux de croissance 4,8%. En 2013, une croissance de 5,7 % est attendue pour porter le nombre de clients à 998 423.

Le tableau de l'évolution de la clientèle de 2011 à 2013.

	2011	2012	2013
<b>Basse Tension</b>	900 086	943 354	996 937
<b>Moyenne Tension</b>	1 426	1 443	1 482
<b>Haute Tension</b>	3	4	4
<b>TOTAL</b>	901 515	944 801	998 423

Parallèlement aux ventes d'énergie, la clientèle BT a augmenté de manière considérable avec un taux de croissance moyen de 5,2% sur la période 2011-2012.

La consommation par client BT a augmenté à un rythme de 4,1 %, passant de 1,42 MWh/client /an en 2011 à 1,54 MWh/client/an en 2013.

Au niveau des clients MT, le nombre passe de 1426 clients en 2011 à 1443 clients en 2012 soit une croissance annuelle moyenne de 1,2% sur la période et devrait s'établir à 1482 clients en 2013 soit un accroissement de 2,7% par rapport à 2012. La consommation annuelle moyenne par client augmente et passe de 421,7 MWh en 2011 à 475,8 MWh en 2012 pour atteindre 516,0 MWh en 2013.

Pour la HT, le nombre de clients passe de 3 à 4 clients entre 2011 et 2012 et ne devrait pas augmenter en 2013. Toutefois la consommation moyenne annuelle par client baisse de 49,6 GWh en 2011 à 42,6 GWh en 2012 et devrait s'améliorer pour atteindre 51,4 GWh en 2013.

### III.3.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES

Avec un taux de croissance annuel moyen de 13,02%, les revenus facturés de Senelec devraient passer de 242,0 milliards en 2011 à 274,1 milliards en 2012 et atteindraient 296,1 milliards en 2013. Le tableau ci-dessous récapitule l'évolution du chiffre d'affaires ainsi que sa répartition par niveau de tension.

#### EVOLUTION CHIFFRE D'AFFAIRES en MFCFA

	2011	2012	2013*
Revenus facturés totaux (Ventes énergie)	241 974	274 134	296 110
Basse Tension	157 247	178 586	188 342
Moyenne Tension	70 934	79 288	88 550
Haute Tension	12 331	14 650	17 433
Production livrée non facturée	1 461	1 610	1 785

Globalement, cette croissance est tirée par la Basse Tension avec une réalisation de 13,6% sur la période 2011-2012 pendant que les revenus facturés de la Moyenne Tension évoluent de 11,8% et ceux de la Haute Tension de 18,8%.

La forte croissance enregistrée en 2011 et 2012 s'explique par les perturbations que Senelec a connu durant l'année 2011 avec un déficit structurel associé à des problèmes dans l'approvisionnement en combustibles de ces centrales, et une situation financière très tendue de la société. Ces perturbations ont occasionné des délestages par manque de combustibles qui ont atteint 217 GWh d'énergie non fournie.

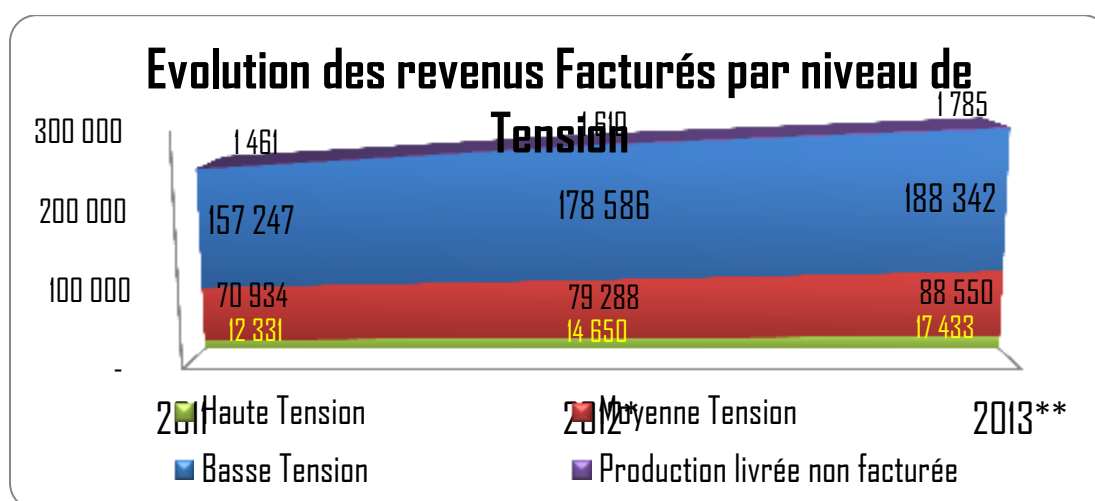
Le plan de relance et de restructuration du secteur de l'électricité avec la prise en charge de l'approvisionnement en combustible par le FSE et la location de capacité additionnelle de 150 MWh d'APR energy, a favorisé cette

reprise de croissance qui devrait se poursuivre durant l'année 2013 avec la mise en œuvre des réhabilitations et les extensions des centrales et des réseaux de Senelec.

La Production livrée non facturée(PLNF) 2012 et 2013 a été évalué à partir des PLNF réalisés sur la période 2009-2011 correspondant à un taux d'évolution moyen annuel de 11%.

Tableau variation des revenus facturés.

	2011	2012	2013
Revenus facturés totaux	-0,93%	13,29%	8,02%
Basse Tension	-2,69%	13,57%	5,46%
Moyenne Tension	-0,10%	11,78%	11,68%
Haute Tension	15,01%	18,81%	18,99%
Production livrée non facturée	56,08%	10,18%	10,90%

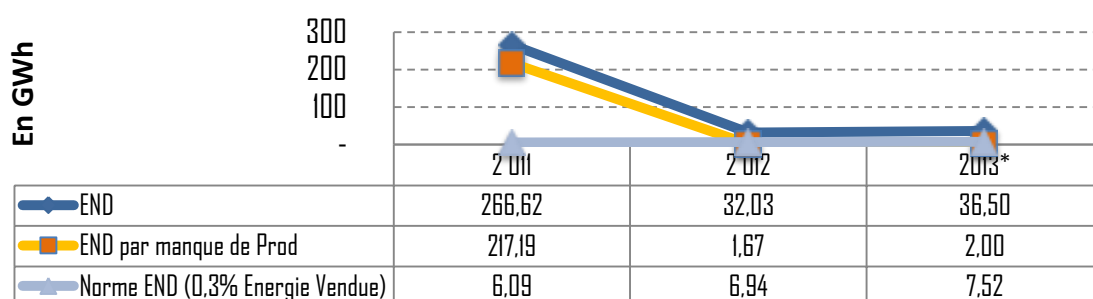


### III.4. QUALITE DE SERVICE

Entre 2011 et 2012, on a enregistré une nette amélioration de la qualité de service telle qu'illustrée par le graphique ci-après. En effet, l'énergie globale non fournie est passée de 266,6 GWh en 2011 à 32,0 GWh en 2012, correspondant à une baisse de 88,0%. Cette situation résulte essentiellement de la diminution des délestages et effacements avec la mise en place des actions du PRRSE (plan de restructuration et de relance du secteur de l'électricité du combustible). L'énergie non distribuée (END) par manque de combustible est passé de 217,2 GWh à 1,67 GWh entre 2011 et 2012 correspondant ainsi à une forte baisse de 99,2 %. Toutefois, l'énergie non fournie est restée supérieure à la norme d'énergie non fournie imposée à la Senelec durant cette période.

Pour l'année 2013, Une énergie non fournie globale de 36,5 GWh est projetée.

## Evolution de l'énergie non fournie en GWh de 2011 à 2013



L'année 2011 a été marquée par une forte perturbation des réseaux HTA et BT qui s'est traduite par un nombre important d'incidents. La qualité de service a été aussi dégradée par les délestages liés au déficit de production sur les neuf premiers mois l'année notamment pendant la période estivale (hivernage, fortes charges) qui est caractérisée par une montée des perturbations dans le réseau de distribution.

L'énergie non distribuée globale suite à des perturbations et interruptions sur le réseau HTA a connu une hausse considérable par rapport à 2010. Il en est de même pour le nombre de perturbations qui a augmenté de 23%. La tendance à la hausse de L'END totale, constatée par rapport aux années passées (sauf en 2009), s'est renforcée avec un taux d'évolution de 51% en passant de 177 GWh en 2010 à 266,6GWh en 2011.

Tension	Interruptions 2012*		Interruptions 2011		Interruptions 2010		Evol. END
	Nombre	END	Nombre	END	Nombre	END	
MT Dakar	5 610	18 261	27 510	172 557	20 939	101 663	70%
MT Régions	3 199	5786	17 577	84 150	15 953	68 072	24%
90 kV			928	9632	658	7146	35%
225 kV			90	280	47	169	66%
<b>TOTAL interruptions</b>			46 105	266 619	37 597	177 050	51%

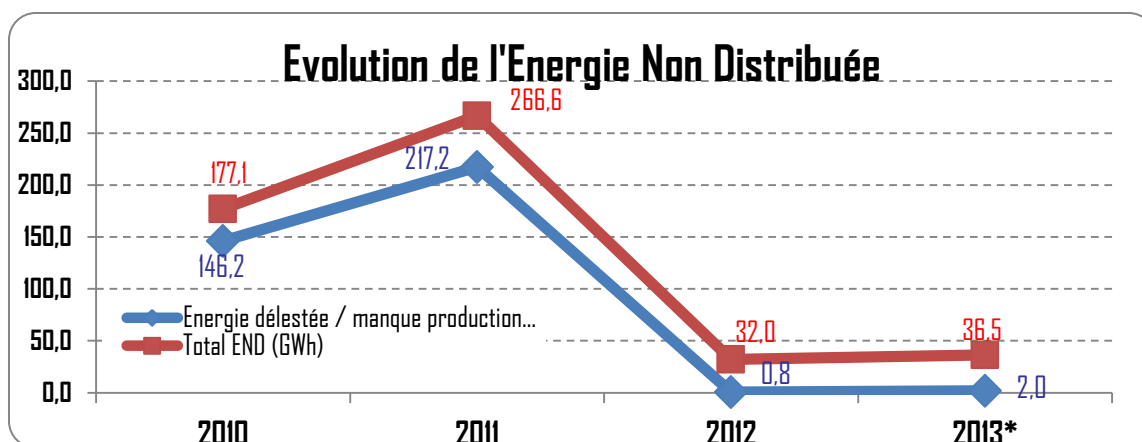
\*A fin décembre

### Répartition des Interruptions par nature

La tendance à la hausse de l'END totale, constatée par rapport aux années passées (sauf en 2009), s'est renforcée avec un taux d'évolution de 51%. La hausse des délestages par manque de production ainsi que les incidents sur le réseau sont les causes principales de cette situation.

### Répartition de l'énergie non distribuée suite aux incidents réseaux de distribution

Tension	Interruptions 2010		Interruptions 2011		Interruptions 2012*		Evol.2012/2011 END
	Nombre	END	Nombre	END	Nombre	END	
MT Dakar	20 939	101 663	27 510	172 557	8 972	22 400	-87%
MT Régions	15 953	68 072	17 577	84 150	9 876	8 685	-90%
90 kV	658	7 146	928	9 632	531	915	-91%
225 kV	47	169	90	280	52		-100%
<b>TOTAL interruptions</b>	<b>37 597</b>	<b>177 050</b>	<b>46 105</b>	<b>266 619</b>	<b>19 431</b>	<b>32 000</b>	<b>-88%</b>



### III.5. Investissements sur la période 2011-2013

En 2011, le montant des investissements globaux s'élève à 37,6 milliards dont 47,1% pour les infrastructures de production ; 24,9% pour le réseau de transport, 27,2% pour le réseau de distribution et 0,7 % pour les autres investissements.

Les investissements totaux réalisés en 2012 sont de l'ordre de 40,8 milliards soit une évolution de 9% entre 2011 et 2012. En 2013, ils devraient connaître une forte hausse plus de 150% par rapport à 2012. Les autres investissements (génie civil ; commerciale, etc.) connaissent une amélioration substantielle à partir de 2013 avec la mise en œuvre du projet d'installation des compteurs prépaiement. Le génie civil commercial en fin de période représente 65% des autres investissements et 8% du total des investissements réalisées sur la période.

Ces investissements globaux se répartissent de la manière suivante sur la période 2011-2013 :

	2011	2012	2013	TOTAL	2012/2011	2013/2012
Production	17 722,22	31 822,45	31 160,95	80 705,62	80%	-2%
Transport	9 355,08	5 049,59	31 455,50	45 860,17	-46%	523%
Distribution	10 242,31	3 649,34	35 438,49	49 330,13	-64%	871%
Autres	283,04	315,72	14 642,83	15 241,59	12%	4538%
Total	37 602,65	40 837,09	112 697,76	191 137,51	9%	176%

Les investissements réalisés par Senelec hors subventions de l'Etat se répartissent ainsi par postes de dépenses.

Postes	2011	2012	2013	TOTAL	2012/2011	2013/2011
Production	491,00	1 200,55	1 961,95	3 653,50	145%	63%
Transport	9 355,08	5 049,59	20 396,50	34 801,17	-46%	304%
Distribution	10 242,31	3 649,34	33 459,49	47 351,13	-64%	817%
Autres	283,04	315,72	14 554,83	15 153,59	12%	4510%
Total	20 371,43	10 215,19	70 372,77	100 959,39	-50%	589%

Ils sont estimés à 100,9 milliards sur la période 2011- 2013. Ils concernent plus les réalisations dans le secteur du transport et de la distribution et dans une moindre mesure les autres investissements. On note la faiblesse des investissements production. Dans ce domaine, l'Etat a mené des actions d'envergure notamment dans la réhabilitation et le recouvrement de puissance des centrales dans le cadre du programme de redressement et de restructuration et de redressement du secteur de l'énergie.

L'année 2013 devrait connaître un accroissement significatif des investissements avec 60% du total des investissements réalisés sur la période 2011-2013 contre 20% en 2011 et 21% en 2012.

Le budget global des investissements en 2013 est ainsi articulé à travers les différentes activités de Senelec.

Postes de dépenses	F. propres Senelec	fonds Acquis	Total	%
Production	1 962,00	29 199,00	31 161,00	28%
Réseau Transport	4 661,50	25 614,00	30 275,50	27%
Réseau Distribution	4 729,50	30 709,00	35 438,50	31%
Commercial	1 589,90	7 966,00	9 555,90	8%
Autres investissement (CPL, GC, DSI, QSE)	4 316,30	2 050,60	6 366,90	6%
<b>Total General</b>	<b>17 259,20</b>	<b>95 538,6</b>	<b>112 797,80</b>	<b>100%</b>

Les investissements **Production** concerneront surtout l'extension Boutoute (2X5 MW) et la réhabilitation des Centrales (C4, C3, Boutoute, Kahone, Boutoute, etc.) et l'acquisition de groupes électrogènes : groupes de 1250 kVA.

Les investissements en **Transport** seront essentiellement constitués des dépenses prévues dans le cadre de la Boucle 225 kV Phase 1, la Boucle 90 kV de Dakar Phase 2, les travaux sur les lignes Tobène Touba Kaolack et la mise œuvre du plan d'urgence Transport.

Les investissements dans le secteur de la distribution concerneront essentiellement les postes de dépenses suivants :

- Boucle 90 kV de Dakar Phase 2 ;
- Programme d'Urgence Distribution ;
- Passage de 6,6 à 30 kV de 194 postes à Dakar ;
- Extension et densification de réseaux à Dakar ;
- les extensions réseau de Dakar & Régions ;
- le passage 6,6 à 30 kV des sous station Centre-Ville ;
- la densification du réseau dans les régions ;
- les investissements relatifs aux obligations contractuelles
- et les événements religieux.

Les projets du **Commercial**, concernent surtout le raccordement et mise en service 100 000 Compteurs Pré paiement avec la coopération Chinoise (HB) pour 1 000 millions. Le Plan d'urgence Commercial (sécurisation comptage industriel, peignage et suppression des CC, sécurisations clients PP et MP, reclassement et cartographie).

Pour le **Génie Civil**, il faut surtout noter le SIG, le projet de construction du Siège de Saint-Louis pour 240 millions et la reconstruction des Agences et Bureaux endommagés lors des émeutes de 2010.

En 2013, l'Etat va mettre à disposition de Senelec 8,7 milliards pour les projets ci-dessous :

Postes de dépenses	en millions de CFA)
Projet de construction de la boucle 225 kV de Senelec Phase 1	879
Projet d'acquisition de groupes conteneurisés de 40 MW à Tobène <sup>(*)</sup>	1 382
Projet d'appui au secteur de l'électricité (PASE)	500
Projet de densification du réseau dans les régions	2 000
Couverture de la fourniture énergétique des événements religieux	958
Passage de 6,6 kV en 30 kV sous-station Centre-ville	3 000
<b>TOTAL</b>	<b>8719</b>

(\*) L'Etat a décidé de surseoir à ce projet et compte réorienter ce financement vers les réseaux de Distribution: attente notification officielle

La Banque mondiale (BM) prévoit 3,6 milliards dans le cadre du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASE) qui couvre la période 2013 – 2016 pour un coût global à terme de 93,5 millions de dollars US dont 8,5 millions au titre de la contrepartie Sénégalaise.

Les projets concernés par ce montant de 3,6 milliards se présentent ainsi qu'il suit :

Postes de dépenses	en millions de CFA)
Passage 6,6 à 30 kV de 194 postes et 100 km à Dakar (usine des eaux et Bel Air)	1262
Télécommande de 30 postes du réseau HTA de Dakar	35
Extension et densification de réseaux à Dakar	363
Renouvellement ligne Ourossogui-Oréfondé 70 km	160
Extinction centres secondaires Koungheul, Koumpentoum et Nganda	160
Renouvellement ligne HT Hann-CDB1	800
Assistance conseil pour la mise en place du système de gestion clientèle	30
Acquisition et Installation de 10 000 compteurs intelligents et coffrets	595
Acquisition et Installation de 100 000 compteurs Pré paiement (Plan de communication)	99
Elaboration de PGES des projets de changement de tension et d'extension des réseaux de distribution de Dakar	30
Etude d'EIES et élaboration de PAR dans le cadre du projet d'Extinction centres secondaires Koungheul, Koumpentoum et Nganda	50
Etude d'EIES et élaboration de PAR dans le cadre du projet de Renouvellement ligne Ourossogui-Oréfondé 70 km	50
<b>TOTAL</b>	<b>3634</b>

Le PASE a pour objectifs principaux de réduire les pertes techniques et commerciales de la Senelec et d'améliorer la fiabilité des services d'électricité dans certaines zones et en particulier dans l'agglomération de Dakar.

## Investissements en Production

PROJETS PRODUCTION	real 2011	Real 2012**	2013**
Réhabilitation Bel Air turbine à gaz 4	82	180	-
Réhabilitation Cap des Biches Centrale 4/Boutoute (805) (*)	2 151	3 697	1 198
Réhabilitation Cap des Biches Centrale 4/Boutoute (804, (*)	-	2 233	8 930
Aménagement stockage C4 (*)	-	40	56
Réhabilitation Turbines à vapeur (Tag 2 et 3, parc de fuel, chaudière) (*)	-	850	8 949
inspection majeur et parties chaudes	-	71	-
autres réhabilitations (C4, C6, Kahone, Boutoute)(*)	-	-	1 605
<b>REHABILITATIONS/RENOUVELLEMENTS</b>	<b>2 233</b>	<b>7 071</b>	<b>20 739</b>
<b>EXTENSIONS</b>			
Achats groupes pour les centres secondaires	86	61	
IPP charbon 125 MW phase 1		13	
Extension de la Centrale de Ziguinchor (2X5MW au HFO)(*)	1 683	44	6 688
installation compteurs combustibles	-	406	-
Extension (34 MW) de la centrale de Kahone de 2 de 2x15MW(*)	6 766	12 044	
Extension 34 MW centrale Bel Air C6(*)	6 631	11 505	
GMAO production(*)	-	-	477
Construction cuves 250 M3, 100 M3 à Kolda et Kédougou	-	164	-
Dépôt stockage HFP 2x5000m3 HFO au CDB	323	172	400
acquisition de 5 groupes de 1250 kVa	-	133	717
Installation chantier Takkal(*)		28	64
Assistance maîtrise d'ouvrage(*)		181	1 232
extensions C3			563
exténuions C4			208
DPBA			40
Extensions nouveau site			35
<b>Total EXTENSIONS</b>	<b>15 489</b>	<b>24 751</b>	<b>10 422</b>
<b>TOTAL PROD</b>	<b>17 722</b>	<b>31 822</b>	<b>31 161</b>

(\*) Investissements réalisés par l'Etat

(\*\*)Provisoires

## Investissements en Transport

PROJETS TRANSPORT	Real 2011	2012**	2 013**
<b>REHABILITATIONS</b>			
Boucle 90 kV de DAKAR - Phase 2	5 677	3 746	6 000
Acquisition disjoncteurs HTA, tp et tCHTA et installations	-	9	415
Reprise des MALT CAB	-	-	26
Acquisition Réactance à installer sur Tobène-Touba-Kaolack	5	10	1 500
plan de protection réseau Senelec		-	250
Acquisition transfo pour HTB	-	-	120
réhabilitation atelier Hann		6	
sélection consultant	-	-	50
<b>Transport (sous-total)</b>	<b>5 683</b>	<b>3 770</b>	<b>8 361</b>
<b>EXTENSIONS TELECOM/TELECONDUITE</b>			
acquisition sous stations mobiles secours			200
intégration de nouveaux postes 225 kV (N)		-	360
upgrade plateforme TOIP en version 9			75
intégration postes de Matam et Dagana dans le scada du BCC et du dispatching			40
réalisation redondance HIS et extension des FEP a Mbao et Hann			72
remplacement onduleurs dispatching			50
acquisition cartes optiques pour télé conduite Dagana et Matam			110

acquisition et intégration de système d'exploitation RCVD			50
Dorsale en fibre optique pour voix de données (CGFO)	-	-	25
Intégration au Réseau Voix et données des Régions (RCVD)	-	200	90
équipement divers télécom	-	80	50
Renouvellement ligne HT Hann -Cap de biche	-	-	800
SWAPP du RCCD, acquisition de liaison Airmu 400	-	-	90
Extension GIS Bel-air	-	300	1 200
Stabilisation des alimentations électriques par acquisition d'onduleurs	-	-	63
réhabilitation CPL	-	-	75
Extension Vidéo surveillance des poste HT (Sococim - Mbao et Kounoune)			30
extension vidéo surveillance des postes HT	-		50
<b>Transport (sous-total)</b>	-	<b>580</b>	<b>3 430</b>
<b>EXTENTIONS (ordinaire)</b>			
achats de condensateurs pour postes HT		-	431
achats de condensateurs pour postes HT (AFD)		-	229
inductances ligne TTK			360
Passage en 225 kV boucle Mbour-Sendou-Kounoune-Tobène (BOAD+SENELEC)	3 651	600	6 808
Passage en 225 kV boucle Mbour-Sendou-Kounoune-Tobène(FDE)			10 000
MALT SOCO CIM MBOUR			31
Boucle 225 kV Phase 1 études	22		582
Protection hydrophobe élastomère du poste Sococim et ligne 90 kV adjacente			144
Acquisition de pylônes de rechange			40
Acquisition de 3 Disjoncteurs HTB (Remplacement Disjoncteurs défectueux Someta, TAG 4 et Stock de sécurité)			150
Réhabilitation des régulateurs de tous les transformateurs des st/stations			250
Réparation d'un transformateur de 40 MVA au Cap des Biches			100
Réhabilitation des cellules de la sous station de Kaolack			80
Remplacement des isolateurs par des silicones sur les tronçons TOBENE-TAIBA-ICS			250
Réactance de mise à la terre du poste 90/30kv de Hann			50
Remise en état du système de contrôle commande des postes HANN Kounoune et cap des biches			80
Remise en état du système de contrôle commande des postes Touba et Kaolack			70
Mise en service de l'appareil d'analyse chromatographique			10
<b>Transport (sous total)</b>	<b>3 673</b>	<b>600</b>	<b>19 665</b>
<b>EXTENTIONS total</b>	<b>3 673</b>	<b>1 180</b>	<b>23 095</b>
<b>TOTAL TRANSPORT</b>	<b>9 355</b>	<b>4 950</b>	<b>31 456</b>

## Investissements en Réseaux de distribution

PROJETS DISTRIBUTION	real 2011	real 2012**	2 013**
<b>Renouvellements Réhabilitations</b>			
<b>Distribution (sous-total)</b>			
<b>Extensions</b>			
Télécommande de 40 postes MT/BT & Sous Stations (*)	746	56	122
compteurs frontières phase 1	59	34	212
compteurs frontières phase 2	-	34	136
Extension Réseau Dakar et Régions	905	332	1 000
Extension de Réseaux à Dakar et dans les Régions BOAD (*)	1 091	9	80
Extension Mbour et Touba	-	282	-
alimentation AIDB	260	105	-
<b>Distribution (sous-total)</b>	<b>3 061</b>	<b>851</b>	<b>1 550</b>
<b>EXTENSIONS (ordinaire)</b>			
<b>Renforcement réseau de Distribution de Dakar: Programme Chinois</b>	<b>5 905</b>	<b>1 106</b>	<b>21 950</b>
<b>Distribution (sous total)</b>	<b>5 905</b>	<b>1 106</b>	<b>21 950</b>
<b>Investissements pour remplir obligations d'électrification</b>			
Evénements religieux (*)	821	302	958
Passage 6,6 à 30 kV de 194 postes et 100 km à Dakar (, usine des eaux et Bel Air) (*)			1 262
Télécommande de 30 postes du réseau HTA de Dakar (*)			35
Extension et densification de réseaux à Dakar(*)			363
Renouvellement ligne Ourossoqui Oréfondé 70 km (*)			160
Extinction centres secondaires Koungheul, Koumpentoum et Nganda(*)			160
Délocalisation poste Doumassou à Kolda			20
Remplacement poste Nietty Kadd			11
Nouveau poste MT à Mékhé			11
Remplacement du poste de Petit Palais			50
Extension BT/EP localités Fatick			-
Extension BT/EP localités Kaolack			-
Extension BT/EP localités diverses Tamba			-
Remplacement réseau BT nu en préassemblé Kaolack			20
Remplacement réseau BT nu en préassemblé Fatick			10
Remplacement réseau BT nu en préassemblé Tamba			10
Création poste bas RPLT H61 Ndorong			5
Renouvellement et déplacement du poste en T NOIROT embranchement Feeder Nioro			5
Renouvellement et déplacement du poste Ndangane 30KV Feeder Kaolack			5
Renouvellement et déplacement des postes Reboisement et PA 2 Feeder SENEBAI			5
Remplacement isolateur VHT37 par du composite (1000) Feeder Ranérou			5
Création du poste en croix à Missirah Feeder Kaffrine			10
Création du poste en croix à Passy Feeder Nioro			5
Création du poste en croix à Kawil Feeder Nioro			5
Création LIAISON 30KV BONDJI SAMBA/DIAKHAO SALOUM Feeder Geo DN			30
Création poste en croix à Gniby Feeder Géo DN			15
Création poste en T à Mbar Feeder Geo DN			10
Création poste à Gossas en remplacement H61 DVF Feeder Geo DN			5
Pose de trois IACM à Dahra 4, antenne de Mboss ET Dahra Lagane Feeder Geo DN			3
Création du poste de manœuvre à Ndiosmone en T Feeder Fatick			10
Création liaison 30KV Manael/Touabou Feeder Ranérou			15
Acquisition d'un Distribution Management System			-
Modernisation des équipements de protection des sous stations régionales (St Louis, Louga, Kaolack)			100
Acquisition des chargeurs 127VDC,48VDC et 24VDC pour les sous stations et les postes protégés			6
Remplacement des batteries étanches des sous stations			10
Acquisition des appareillages électromécaniques des sous stations 30/6,6kV (disjoncteur, sectionneurs,			16
Remplacement du tableau 30kV de la sous station Kaolack			175
Rénovation des cellules 6,6kV et acquisition de deux disjoncteurs de rechange de la sous station de Kaolack			16
Rédupan dans 13 secteurs			100
Remplacement de cellules fermées dans les postes			250
Remplacement des appareils de coupure défectueux			45
Remplacement des serrures postes (postes sans serrure)			30
Coffres métalliques câbles de Gorée	-	20	-
remplacement câble	-	20	-
remplacement câble nu	-	20	-
programme d'urgence distribution	-	1 178	822
changement de tension	33	16	75
réaménagement réseau médina en urgence	179	-	717
convention d'électrification rurale N 20	-	-	-
Obligations contractuelles 2011	243	137	500
Passage 6,6 à 30 kV sous station Centre-Ville			3 000

Changement Tension de 15 postes Dakar (CDT 11)			75
Obligations Contractuelles 2013			800
Densification du réseau dans les régions			2 000
<b>Investissements pour remplir obligations d'électrification (total)</b>	<b>1 276</b>	<b>1 692</b>	<b>11 938</b>
<b>TOTAL INVEST. DISTRIBUTION</b>	<b>10 242</b>	<b>3 649</b>	<b>35 438</b>

### Autres investissements

PROJETS autres investissements	real 2011	2 012	2 013
<b>Extensions</b>			
Génie Civil & Autres Aménagements	50	119	1 125
GC COMMERCIALE	48	3	9 556
Projet Pilote sur 1000 compteurs Raccordement et mise en service 100 000 Compteurs Pré paiement avec la coopération Chinoise (HB)		3	15
Raccordement et mise en service 100 000 Compteurs Pré paiement avec la coopération Chinoise (HB)			7 648
Assistance conseil pour mise en place du système de gestion clientèle (*)			30
Acquisition et Installation de 10 000 compteurs intelligents et coffrets (*)			595
Acquisition et Installation de 3 000 compteurs intelligents et coffrets (*)			595
Acquisition et Installation de 150 000 compteurs Pré paiement (*)			99
Plan d'urgence Commercial (sécurisation comptage industriel, peignage et suppression des CC, sécurisations clients PP et MP, reclassement et cartographie)			575
GC PRODUCTION	19	-	42
Equipements et installations informatiques	28	4	980
Telecoms			
Qualité, Sécurité et Environnement (DQSE)	126	152	1 909
Qualité, Sécurité et Environnement (DQSE) (BM) (*)			130
CPL	12	37	901
<b>Autres investissements (sous-total)</b>	<b>283</b>	<b>316</b>	<b>14 643</b>

(\*) Investissements réalisés par l'Etat

(\*\*) Provisoires

### III.6. Normes et Obligations contractuelles

Les informations fournies ne concernent que quelques normes commerciales du fait Senelec comptait beaucoup sur la mise en place du Nouveau SIC (NSIC) pour renseigner les indicateurs ciblés. Il faut cependant souligner que NSIC reste toujours à l'état de projet bien que son financement soit acquis (Banque Mondiale).

Par ailleurs Senelec fonctionne présentement sans un règlement de service. Il est nécessaire que ce dernier soit finalisé au courant de 2013 après soumission par Senelec d'une nouvelle version dans les meilleurs délais.

### III.7. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC

L'année 2011 s'est soldée par un résultat déficitaire 5,5 milliards contre un résultat net excédentaire soit une contreperformance de 11,3 milliards par rapport au budget et une nette amélioration de 50 milliards comparativement à la perte de -55 milliards en 2010. Le niveau de la compensation de 2011, qui est de 95,9 milliards, a été déterminant dans l'amélioration des résultats de 2011.

L'analyse des résultats estimés en 2012, fait apparaître, un résultat net provisoire déficitaire de 5,1 milliards soit une amélioration de 34,6 milliards par rapport à 2011.

**Le chiffre d'affaires**, hors taxes des ventes de produits et services liés aux activités ordinaires de l'entreprise est estimé à 280,08 milliards F CFA en 2012. Comparées aux réalisations 2011, le CA estimé enregistre une hausse de 11,87%.

**L'excédent brut** d'exploitation est estimé à 4,12 milliards en 2012. Par rapport à 2011 excédentaire de 24,48 milliards. Il a atteint -20,3 milliards, soit une baisse liée à un recul de 22,9 milliards sur la valeur ajoutée.

**La valeur ajoutée** est estimée à 29,90 milliards F CFA en 2012. Elle devrait enregistrer une hausse de 11,70 milliards, soit 64,3 % par rapport au budget. Cet écart positif s'explique particulièrement par les variations suivantes :

- Marge brute sur matières -24,11 milliards ;
- impôts et taxes +4,74 milliards ;
- Services extérieurs +3,57 milliards ;
- Subvention d'exploit +33,63 milliards ;
- reprises de provisions +10,8 milliards

Par rapport aux réalisations de 2011, la valeur ajoutée s'est détériorée de 14,32 milliards ;

Globalement le compte d'exploitation de 2011 2013 se présente comme suit :

Compte d'exploitation	Réel 2011	Réel 2012	budget 2013	2013//2011	2013//2012	2012-2011
TOTAL GENERAL DES PRODUITS	377 845 196	433 296 684	398 751 401	2,73%	15%	55 451 488
TOTAL GENERAL DES CHARGES	383 347 386	438 452 459	400 890 085	2,26%	14%	55 105 073
RESULTAT NET (+ ou -)	-5 502 189	-5 155 775	-2 138 685	-37,65%	-6%	346 414

Les produits d'exploitation ont évolué en hausse. Ils passent de 377milliards en 2011 à 433 milliards en 2012 soit une hausse de 55 milliards (15%) tandis que les charges d'exploitation sont estimées à 438,4 milliards en 2012 et augmentent ainsi de 55 milliards en valeur absolue soit une croissance de 15% en valeur relative.

**Le résultat d'exploitation** s'est détérioré par rapport à 2011 de 9,63 milliards, passant de 3,58 milliards à -6,05 milliards pour l'estimé 2012. Par rapport à 2011 le résultat financier connaît une nette amélioration de 8,16 milliards.

**Le résultat net** s'est amélioré par rapport au budget. Il passe d'un résultat prévisionnel de -41,5 milliards à un déficit de 5,15 milliards pour l'estimé 2012. Par rapport aux réalisations de 2011 le résultat net s'est un peu dégradé de 346 millions.

- **Evolutions des produits**

#### **Ventes d'énergie**

Le chiffre d'affaires de 2012 composé des produits fabriqués, des travaux & services vendus ainsi que des produits accessoires s'élève à 280,08 milliards de F CFA contre 250,36 milliards de F CFA en 2011 soit une hausse de 11,87% sur 2011.

#### **Les travaux et services**

Les travaux et services vendus vont atteindre 7,29 milliards de F CFA par rapport à 2011, ils vont enregistrer une baisse de 11,8% ; soit 973,9 millions.

## Les subventions d'exploitation

Un montant de 95 903 millions de francs CFA a été comptabilisé en 2011 sur un montant total de 97 407 millions de francs CFA fixé aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> octobre 2011. La subvention est transférée au FSE pour couvrir les règlements des factures d'achats de combustibles de Senelec.

Les factures de location des groupes APR, traitées par APIX et réglées par le Fonds de Soutien de l'Energie, ont été passées en subvention d'exploitation suite à la convention APIX/SENELEC sur la gestion du plan TAKKAL. Les règlements des factures d'énergie et de capacité d'APR ont été pris en charge par APIX pour un montant de 7 468 millions de francs CFA.

Le poste subvention d'exploitation (compensation gel de tarif de l'électricité et frais de capacité APR) qui a atteint 118,7 milliards dont 99,2 milliards pour gel de tarifs.

En 2013, l'Etat prévoit de plafonner à 80 milliards F CFA sa participation à cette subvention.

## Autres produits

Hausse de 64 % des autres produits, (+ 4 810 millions de francs CFA), qui passent de 7 549 millions de francs CFA à 12 359 millions de francs CFA entre 2010 et 2011. Cette hausse concerne les reprises de provisions sur les stocks et sur les créances.

## EVOLUTION DES PRODUITS D'EXPLOITATION

PRODUITS (en KFCFA)	Réel 2011	Réel 2012	budget 2013	2012/2011	Ecart
Ventes de produits fabriqués	241 973 728	272 524 492	294 324 765	13%	30 550 764
Travaux, services vendus	8 268 970	7 295 093	7 644 885	-12%	-973 877
Produits accessoires	119 635	262 523	0	119%	142 888
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>250 362 333</b>	<b>280 082 108</b>	<b>301 969 650</b>	<b>12%</b>	<b>29 719 775</b>
Subventions d'exploitation	103 370 537	118 716 766	80 650 000	15%	15 346 229
Autres produits	0	10 547 879	11 203 893	0%	-1 811 484
<b>VALEUR AJOUTEE</b>	<b>52 863 986</b>	<b>29 909 452</b>	<b>48 218 240</b>	<b>-43%</b>	<b>-22 954 534</b>
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>24 476 091</b>	<b>4 126 852</b>	<b>22 282 360</b>	<b>-83%</b>	<b>-20 349 239</b>
Reprises de provisions	7 026 791	10 823 526	1 927 858	54%	3 796 735
Transferts de charges	2 317 229	18 043	0	-99%	-2 299 186
<b>Total des produits d'exploitation</b>	<b>375 436 252</b>	<b>420 188 321</b>	<b>395 751 401</b>	<b>12%</b>	<b>44 752 069</b>
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>3 578 477</b>	<b>-6 059 437</b>	<b>2 657 978</b>	<b>-269%</b>	<b>-9 637 914</b>
Revenus financiers	144 653	11 164 863	0	7618%	11 020 210
Gains de change	141 748	-50 023	0	-135%	-191 771
Reprise de provisions	51 509	0	0	-100%	-51 509
Transferts de charges	84	21	0	-75%	-63
<b>Total des produits financiers</b>	<b>337 995</b>	<b>11 114 860</b>	<b>0</b>	<b>3188%</b>	<b>10 776 865</b>
<b>RESULTAT FINANCIER (+ ou -)</b>	<b>-9 251 293</b>	<b>-1 088 721</b>	<b>-7 795 663</b>	<b>-88%</b>	<b>8 162 572</b>
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>375 774 247</b>	<b>431 303 181</b>	<b>395 751 401</b>	<b>15%</b>	<b>55 528 934</b>
<b>RESULTAT ACTIVITES ORDINAIRES (1)</b>	<b>-5 672 815</b>	<b>-7 148 158</b>	<b>-5 137 685</b>	<b>26%</b>	<b>-1 475 343</b>
Produits des cessions d'immobilisations	22 275	0	0		-22 275
Produits H.A.O.	0	0	0		0
Reprises H.A.O.	2 048 673	1 993 503	3 000 000	-3%	-55 170
<b>Total des produits H.A.O.</b>	<b>2 070 949</b>	<b>1 993 503</b>	<b>3 000 000</b>	<b>-4%</b>	<b>-77 446</b>
<b>RESULTAT H.A.O. (+ ou -)</b>	<b>171 626</b>	<b>1 993 383</b>	<b>3 000 000</b>	<b>1061%</b>	<b>1 821 757</b>
<b>TOTAL GENERAL DES PRODUITS</b>	<b>377 845 196</b>	<b>433 296 684</b>	<b>398 751 401</b>	<b>15%</b>	<b>55 451 488</b>
<b>RESULTAT NET (+ ou -)</b>	<b>-5 502 189</b>	<b>-5 155 775</b>	<b>-2 138 685</b>	<b>0</b>	<b>346 414</b>

- **composition et évolution des principaux postes de charges**

## CHARGES VARIABLES DE PRODUCTION

En 2012, l'ensemble des charges variables (matières premières, fournitures et autres frais liés aux achats de matières) se chiffrent à 281,32 milliards de F CFA. Ces coûts variables de production rapportés aux charges totales d'exploitation représentent 66%. Ces charges, représentent 100,4%, rapportées au chiffre d'affaires hors taxe. Par rapport à 2011, ces charges variables ont augmenté de 43,91 milliards de F CFA (+18,5%).

Pour réaliser la production brute de 3 064,98 GWh, les dépenses variables prévues se chiffrent à un montant global de 263,47 milliards de F CFA correspondant à un coût variable de production brute de 85,96 F CFA / kWh. Ces charges vont évoluer en baisse de 10,47 F par kWh produit par rapport à 2012 ; soit -17,85 milliards en valeur.

Globalement, les combustibles consommés devraient atteindre 242,14 milliards, les Achats d'énergie 18,43 milliards et les lubrifiants 2,90 milliards.

C.V.P	Réal 2011	Réal 2012	ECART 2012/2011	E2012 /R2011 %
Matières Premières consommées	225 321	263 367	38 046	16,9%
Frais d'énergie	10 349	16 755	6 406	61,9%
Lubrifiants consommés	1 748	1 203	-545	-31,2%
Total Mat. Premières et autres consommés	237 419	281 325	43 906	18,5%
Total Charges d'exploitation	371 858	426 248	54 390	14,6%
Mat. 1ères /Total Charges Exploit	63,85%	66,00%	0	3,4%
Mat. 1ères /CAHT	94,83%	100,44%	0	5,9%

### Les achats de matières premières et fournitures liés

Le poste « achats de matières et fournitures » se décompose ainsi :

**Les matières premières** : ils ont atteint 263,37 milliards de FCFA en 2012 contre 225,32 milliards de FCFA en 2011 soit une hausse de 16,9% correspondant à 38,05 milliards de F CFA en valeur absolue.

**Les Frais d'énergie** : Le niveau de ces frais est de 16,75 milliards de F CFA, contre 10,35 milliards de F CFA en 2011 soit une augmentation de 6,40 milliards sur 2011 et une hausse sur le budget de 555 millions de F CFA (+3,4%).

**Les consommations des lubrifiants** se chiffrent à 1,20 milliard de F CFA contre 1,75 milliard de F CFA réalisés en 2011, soit une hausse de 545 millions de F CFA.

**Les consommations directes** sont estimées de 2012 enregistrent une évolution à la hausse de 1 344 millions par rapport aux réalisations de 2011.

Les frais de transports **estimés en 2012 vont augmenter de 201 millions par rapport aux réalisations de 2011, soit 16% en valeur relative.** Les services extérieurs **estimés en 2012 ont atteint 71 248 millions contre un budget de 67 674 millions ; soit une hausse de 3 574 millions (5,28%).** Par rapport à 2011, ils affichent **une hausse de 19 958 millions (51 290 millions en 2011), soit 38,91%.**

Cet écart est imputable notamment aux postes suivants :

• Services Bancaires	1 228 millions
• Prime fixe SOCOCIM	1 763 millions
• Location APR	12 595 millions
• Autres services extérieurs	2 828 millions

En 2013, les services extérieurs seront à 59 114 millions contre 71 248 millions en estimé 2012; soit une baisse de 12 134 millions (-17,03%).

Elle s'explique pour l'essentiel par :

- les primes fixes qui diminuent de 5 milliards (locations APR notamment) ;
- la baisse des enveloppes des plans d'actions prioritaires (3 milliards) ;
- la réduction des commissions bancaires de 2 milliards, avec l'intervention du FSE.

Les impôts et taxes **estimés s'élèvent à 8 230 millions** Par rapport à 2011, on enregistre un **dépassement de 103,9% (4 194 millions)** imputable surtout aux pénalités d'assiettes d'impôts directs.

Les autres charges **sont estimées à 7 436 millions en 2012. Par rapport à 2011, ce poste a baissé de 3 393 millions soit -31,33% en valeur relative.** Cet écart s'explique principalement par la variation des postes suivants :

• Dotation aux provisions pour dépréciation stocks	1 269 millions
• Charges provisionnées sur débiteurs divers	- 4 323 millions

- **Les charges de personnel** estimées en 2012 sont de **25 783 millions.** Elles restent inférieures à celles de 2011 de 2 605 millions compte non tenu de la rémunération transférée (personnel intérimaire enregistré dans les services extérieurs en cours d'année) qui était de 1 668 millions en 2011. La baisse réelle serait dans ce cas de 937 millions. La non réalisation du programme de recrutement des 200 agents explique cette baisse (25% de réalisation).

Charges financières **estimées en 2012 s'élèvent à 12 204 millions. Par rapport à 2011 (9 589 millions), on enregistre une baisse de 2 614 millions, soit -27,26%.**

CHARGES (K f CFA)	Réel 2011	Réel 2012	budget 2013	2013//2011	Ecart
Achats de matières premières & fournitures liées	250 430 874	281 324 785	263 472 973	12,34%	30 893 911
- Variation de stocks	-13 012 093	0	0	-100,00%	13 012 093
Autres achats	9 188 879	9 773 202	8 565 338	6,36%	584 323
- Variation de stocks	-759 722	0	0	-100,00%	759 722
Transports	1 224 438	1 425 330	921 288	16,41%	200 892
Services extérieurs	51 289 979	71 247 628	59 113 748	38,91%	19 957 649
Impôts et taxes	4 036 162	8 229 899	5 409 956	103,90%	4 193 737
Autres charges	10 829 730	7 436 456	8 122 000	-31,33%	-3 393 274

Charges de personnel (1)	28 387 895	25 782 600	25 935 880	-9,18%	-2 605 295
Dotations aux amortissements et aux provisions	30 241 633	21 027 858	21 552 240	-30,47%	-9 213 775
<b>TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>371 857 775</b>	<b>426 247 758</b>	<b>393 093 423</b>	<b>14,63%</b>	<b>54 389 983</b>
Frais financiers	9 477 733	12 243 581	7 770 663	29,18%	2 765 848
Pertes de change	60 813	-40 000	0	-165,78%	-100 813
Dotations aux amortissements et aux provisions	50 741	0	25 000	-100,00%	-50 741
<b>TOTAL DES CHARGES FINANCIERES</b>	<b>9 589 287</b>	<b>12 203 581</b>	<b>7 795 663</b>	<b>27,26%</b>	<b>2 614 294</b>
<b>TOTAL DES CHARGES ACTIVITES ORDINAIRES</b>	<b>381 447 063</b>	<b>438 451 339</b>	<b>400 889 085</b>	<b>14,94%</b>	<b>57 004 276</b>
<b>TOTAL DES CHARGES H. A. O.</b>	<b>1 899 323</b>	<b>120</b>	<b>0</b>	<b>-99,99%</b>	<b>-1 899 203</b>
Impôts sur le résultat	1 000	1 000	1 000	0,00%	0
Total participation et impôts	1 000	1000	1000	0,00%	0
<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES</b>	<b>383 347 386</b>	<b>438 452 459</b>	<b>400 890 085</b>	<b>14,37%</b>	<b>55 105 073</b>

### III.8. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT

Pour satisfaire la demande en 2011 et 2012, Senelec a mis en service une location de 150 MW déployée sur le parc de production en trois phases :

- 50 MW en Juin 2011 au Cap des Biches
- 50 MW en Septembre 2011 à Kounoune
- 50 MW en Octobre 2011 à Kounoune

Cette location a été maintenue jusqu'au 31 Décembre 2012.

Pour les prévisions budgétaires de l'année 2013, et pour ce qui concerne le réseau interconnecté en 2013 on note :

- Arrêt du groupe 301 sur toute l'année 2013 pour réhabilitation
- Arrêt du groupe 303 du 01 Janvier jusqu'en fin Octobre 2013 pour réhabilitation
- Arrêt de la TAG2 du 01 Juin au 31 Juillet 2013 pour réhabilitation
- Indisponibilité sur toute l'année de la TAG3
- Arrêt de la TAG4 durant tout le mois d'Aout 2013
- Arrêt de 601 au mois de Mai pour une visite de 48 000 heures
- Arrêt de 602 au mois de Novembre pour une visite de 48 000 heures
- Les groupes 401, 402 et 403 feront l'objet de réhabilitation de leur contrôle commande à partir du mois de Novembre 2013 (du 12 au 30 Novembre 2013) et celles-ci se termineront au courant de l'année 2014. Le groupe 401 sera arrêté du 07 Janvier 2013 jusqu'à la fin du mois de Février (visite 12 000 heures). Par contre le groupe 402 fera l'objet d'une visite 24 000 heures sur la période allant du 18 Mars au 17 Mai 2013. Enfin, le groupe 403 fera l'objet d'un arrêt du 01 Septembre au 11 Octobre 2013 pour visite 12 000 heures.
- Arrêt du groupe 404 durant tout le mois de Mars et tout le mois de Septembre respectivement pour visite de 6 000 heures et de 12 000 heures
- Arrêt du groupe 405 du 01 au 10 Juillet pour visite de 6 000 heures
- Retour de Kahone 1 à 6 MW à partir du 1<sup>er</sup> Décembre 2013.

- Fonctionnement de Kounoune à 56 MW sur toute l'année sur toute l'année 2013
- Fonctionnement de GTI à 32 MW en cycle simple sur toute l'année 2013

En marge de ces arrêts, il faut préciser que le contrat Sococim (4MW+10 MW) qui devait expirer le 11 Février 2013 sera prolongé sur toute l'année 2013 avec une puissance additionnelle de 10 MW à déployer pour 5 MW en Janvier et 5 MW en Juillet 2013. Cependant la disponibilité de gaz n'a permis de n'atteindre que 2,5 MW à partir du 22 Janvier 2013.

En outre, le parc de production sera renforcé par :

- La mise en service des extensions de Kahone (30 MW) depuis le 22 Février 2013. Pour cette centrale la date de mise en service prévue dans le budget au 1<sup>er</sup> Janvier 2013.
- La mise en service des extensions de Bel Air prévue au courant du mois de Mars 2013. Pour cette centrale la date de mise en service prévue dans le budget au 1<sup>er</sup> Janvier 2013.
- La mise en service de la centrale hydroélectrique de Félou en 2013 en deux étapes : un démarrage à 5 MW à partir de Mars 2013 avant d'atteindre la puissance de croisière de 15 MW du 1<sup>er</sup> Juillet 2013. Le productible annuel attribué à Senelec est de 83,75 GWh brut, soit environ 78 GWh en net
- Une location au Diesel de 50 MW à partir du 01 Janvier jusqu'à la fin de l'année 2013

Il a été noté un léger retard dans la mise en services des extensions de Kahone et de Bel Air. Les nouvelles dates de mise en service sont le 22 Février 2013 pour l'extension de Kahone et l'extension de Bel Air est en essai semi industriel. Une location au Diesel de 50 MW à partir du 01 Janvier jusqu'à la fin de l'année 2013.

### **III.8.1. Perspectives de développement du parc de production entre 2014-2018**

Dans le cadre du développement du parc de production, il est prévu les mises en service des centrales ci-après :

- Une centrale IPP TaibaNDiaye Diesel de 70 MW le 01 Janvier 2015 pour un fonctionnement au HFO pendant 2 ans avant de passer au GNL pour le reste de la période
- Une barge de 150 MW au GNL en Décembre 2014 avec le promoteur Liberty
- Une centrale au Charbon 125 MW CES le 01 Janvier 2015 à Sendou
- Une importation de 80 MW de la Mauritanie est planifiée à partir du 01 Avril 2016
- Mise en service de la centrale de KEPCO en Janvier 2017 pour la première tranche de 125 MW et en Mars 2017 pour la deuxième tranche de même puissance
- La Mise en service de la centrale hydro électrique Gouina d'une capacité de 140 MW le 01 janvier 2018 pour une quote-part de 35 MW pour le Sénégal
- La Mise en service de la centrale hydro électrique Kaleta d'une capacité de 240 MW le 01 janvier 2018 pour une quote-part de 48 MW pour le Sénégal

Concernant le réseau non interconnecté, il est prévu :

- Le maintien d'une location de 10 MW à Ziguinchor (sous forme de location-vente) sur toute l'année 2013.
- Le maintien d'une location de 6 MW à Tambacounda (sous forme de location-vente) sur toute l'année 2013.

### **III.8.2. Perspectives de développement des réseaux**

Les projets ci-dessous figurent au programme d'investissement de SENELEC :

- Le doublement en 225 kV de l'axe Tobéne-Kounoune à partir de 2014
- Le bouclage en 225 kV de l'axe Kaolack-Mbour à partir de 2014
- La construction d'un câble en 225 kV entre le poste de Kounoune et le nouveau poste 225 kV de Patte-d'oie sur 30 km à partir de 2014
- La construction d'une ligne double terre Cap des Biches-Hann en remplacement des lignes 1 et 2. Le financement sera assuré par la Banque Mondiale
- La construction à partir de 2014 d'une ligne double terre en 225 kV assurant la liaison entre le poste 225 kV de Sendou et le poste 225 kV de Kounoune
- La mise en place d'un plan de compensation du réseau de transport pour une puissance totale de 46 MVARs dont le financement sera assuré par l'AFD

A court terme le réseau de transport de de distribution va connaître les développements suivants :

- La création de la boucle 90 kV de Dakar et la mise en service des Postes associés Aéroport, Université, Patte d'oie et Bel air en 2013. Le financement sera assuré par EXIM Bank of >China
- Le passage des postes 6,6 kV alimentés par les sous stations Usine des Eaux, Thiaroye, Aéroport et Université en 30 kV. Le financement sera assuré par la Banque Mondiale.
- La conversion du Poste 90 kV Cap des Biches en technique blindé. Le financement sera assuré par la Banque Mondiale

## **III.9. APPRECIATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS**

### **III.9.1. Contexte**

La Régulation des revenus par les prix plafonds est dictée par la recherche de l'efficacité économique. Or le contexte de Senelec est caractérisé d'une part, par une demande en forte croissance et une forte volatilité des prix des produits pétroliers et d'autre part, par la nécessité d'investir pour le renouvellement et l'extension des installations. Ces caractéristiques du secteur électrique sénégalais font que l'application de la régulation par les prix plafonds n'a pu donner à Senelec les résultats escomptés, et l'Etat a dû en 2007 procéder à une recapitalisation pour permettre la poursuite des activités.

Les audits de 2010 initiés par le gouvernement, ont montré que le déséquilibre financier de Senelec provient essentiellement de l'insuffisance des revenus de Senelec pour faire face aux surcoûts d'exploitation.

Ainsi, pour combler le gap tarifaire qui ne permet plus à Senelec de recouvrer ses coûts, d'importants changements ont été apportés au mécanisme de régulation.

– période de validité des tarifs ramenée de cinq à trois ans, – paiement de la subvention trimestriellement, abandon du lissage pour la détermination des recettes – et une révision intérimaire des conditions tarifaires a été

conduite pour prendre en compte le déficit de planification notamment dans la programmation de l'introduction de la technologie du charbon- suspension sur une période de 2 ans (2011 – 2012) de l'application des incitations contractuelles liées aux Normes et obligations contractuelles , notamment les Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie), d'approbation, de qualité du courant, de branchement Basse Tension, de modification du Réseau existant, les Normes liées aux relations avec la clientèle, de vérification des compteurs, sur les compteurs à prépaiement.

Pour faire face à la grave crise de l'énergie, le gouvernement du Sénégal aussi a pris des mesures urgentes dans le cadre du plan de relance et restructuration du sous-secteur (PRRSE), afin de résorber graduellement et définitivement les problèmes de distributions de l'énergie électrique du pays

### **III.9.2. Décisions portant révision des conditions tarifaires 2010-2014**

#### **a) Modification de la Durée de validité des conditions tarifaires**

Fixée à 5 ans dans les périodes passées, elle est ramenée à 3 ans après consultations. Lancé le 05 mars, cette modification a été adoptée par la CRSE le 14 avril 2011 ;

#### **b) suppression du lissage des paramètres de la formule**

Le bilan 2010 a révélé les résultats suivants :

- Les indices d'inflations ont augmenté de 30% et 27% pour le fuel lourd et le DO par rapport aux projections de 2010
- Ventes réalisées (2055 GWh) RMA 2010 : 262 milliards (application de la décision de mai 2010) ; différence entre ces deux montants donne le gap officiels à combler du au lissage qui devra être corrigé.

#### **La commission a pris les décisions suivantes**

- Les paramètres du RMA seront calculés sur une base annuelle en considérant l'inflation en cours d'année ;
- La révision exceptionnelle pour cause de forte inflation est supprimée ;
- La Révision intérimaire pour cause exceptionnelle maintenue.
- La période de référence a été ainsi ramenée à 3 mois. Le seuil pour demander des ajustements de tarifs aux conditions (1er avril, 1er juillet, 1er octobre) est porté à 5% e lieu place de 3% actuellement

#### **Les résultats de l'application des nouvelles conditions tarifaires 2011-2013**

Dans les premières conclusions de la CRSE, on peut noter les résultats qui découleront de l'application des nouvelles conditions tarifaires suivants:

Les revenus Maximum autorisés (hors redevances, pénalités et corrections des revenus) calculés, en considérant la tendance de l'inflation actuelle sont estimées à :

- RMA 2011 : 387 719 millions de FCFA
- RMA 2012 : 373 804 millions de F CFA
- RMA 2013 : 406 116 millions de FCFA

Ces revenus ne tiennent pas compte des incitations contractuelles de 4,429 milliards au titre d'énergie non fournie à déduire des revenus ; des 8,364 milliards en facteur de correction à ajouter des revenus de 2011. Ainsi un montant de 10,8 milliards représente l'impact sur les tarifs de 2011 soit 4,60F/kWh.

#### ✓ Revenu Maximum Autorisé 2011

L'application de la nouvelle formule a abouti à un Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 Décembre 2011 de 338 152 millions de francs CFA pour des ventes réalisées de 2031,06 GWh en 2011 et correspondant à des recettes de 240 745 millions de F CFA. Il en découle un manque à gagner de 97 407 millions.

Suite au versement par l'Etat d'une compensation de 95 903 millions pour maintien de tarifs à leur niveau du 1er Août 2009, par lettre 4575/MICITIE/MDE/DEL/INE du 26 décembre 2011, l'écart de revenu par rapport au RMA 2011 de 1 505 millions majoré d'un taux d'intérêt de 9,75% soit 1 651 millions a été intégré au RMA 2012 par l'intermédiaire du facteur de correction.

#### ✓ Revenu Maximum Autorisé 2012

Le revenu maximum autorisé aux conditions économiques du 1er Octobre 2012 s'élève à 369 278 millions de francs CFA pour 2264,5 GWh vendus au détail contre des recettes prévues de 270 030 millions de F CFA si les tarifs sont maintenus à leur niveau actuel. Cela induit un manque à gagner annuel de 99 256 millions de francs CFA qui doit être comblé par un ajustement tarifaire de l'ordre de 37,6% ou par une compensation à verser par l'Etat.

### **III.9.3. Suggestions pour la nouvelle formule**

L'application de la formule de contrôle des revenus durant la période 2011-2013 suscite des remarques et observations qui nécessitent d'être prises en compte dans le futur paramétrage de la formule de contrôle des revenus, il s'agit :

- **Taux de rentabilité**

Nous réitérons nos observations sur la détermination du taux de rentabilité formulées lors de la révision des conditions tarifaires 2011-2013 à savoir :

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

Le mode de détermination de taux de rendement sans risque sur la base du tableau devrait être discuté de commun accord avec Senelec pour prendre en compte sa spécificité. Le calcul à partir de la moyenne arithmétique simple des taux d'intérêt sur les différents emprunts obligataires aux différentes périodes ne nous semble pas refléter la réalité des conditions d'emprunt de Senelec.

### 2. Coût de la dette

Dans la détermination du 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% ;

Une sous-estimation de ce coût pourrait avoir des incidences sur le coût réel de la dette et par conséquent sur la rentabilité intrinsèque des investissements et les revenus attendus.

### 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.

### 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.

### 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%)

En pratique, cette prime de risque qui permet la détermination du coût des fonds propres, conditionne le choix des investissements. De son montant dépend l'évaluation des actifs financiers et l'allocation des ressources de l'entreprise. Par conséquent, les enjeux sont en effet considérables pour Senelec.

- **Révision exceptionnelle**

Avec la suppression du lissage des paramètres de la formule du contrôle des revenus par la CRSE et la réduction de la référence d'indexation de l'inflation à 3 mois au lieu de 12 mois (période 2010-2014), la révision exceptionnelle suite à une forte inflation a été supprimée. Cette révision exceptionnelle était prévue dans la formule (2010-2014) en cas de forte inflation (30%). Senelec demande, la possibilité d'introduire un seuil d'inflation pour l'indice composite d'inflation pour déclencher la révision exceptionnelle liée à l'inflation.

- **Projets Energie Renouvelable**

Pour ce qui concerne, les projets d'énergies renouvelables en perspectives ; Senelec souhaiterait avoir l'avis de la CRSE sur le traitement de l'introduction des ENR dans le revenu Maximum Autorisé de Senelec.

- **Fonds de Préférence**

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

Au fil du temps, le Fonds a financé des opérations autres que celles définies dans ses objectifs de départ et il a été supporté par Senelec sans contrepartie tarifaire. Il est calculé à partir des ventes Moyenne Tension. Ainsi, à la suite du rapport N°15/2002 de l'Inspection Générale d'Etat, il a été décidé d'abroger le décret 78/1160 et de le remplacer par un autre 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 en termes de dépense de fonctionnement ou d'équipement.

Le Décret 2011-528 du 26 Avril 2011 en son article 2 définit le nouveau mode de calcul du Fonds de Préférence et stipule que le montant de la dotation est une charge d'exploitation à intégrer dans la formule de contrôle des revenus de Senelec comme « passthrough ».

- **Investissements à réaliser par l'Etat**

Les investissements 2011-2013 (barge, PPS, extensions C6 et C7, réhabilitations..) que devait réaliser l'Etat n'ayant pas été réalisés aux dates prévues, des unités de production moins performantes et non optimisées ont été utilisées pour satisfaire la demande en 2011 et 2012.

Il en est résulté des surcoûts qu'il est nécessaire d'évaluer afin de les soumettre à l'Etat pour compensation.

Néanmoins, nous suggérons de prévoir dans le paramétrage de la future formule du RMA un élément permettant de couvrir les surcoûts liés aux éventuels retards des projets d'investissements dont l'exécution et le financement sont sous la responsabilité de l'Etat.

## Conclusion

La mise en œuvre du plan de restructuration a permis d'assurer un approvisionnement régulier de Senelec en produits pétroliers et de mettre en place une puissance en location de 150 MW. Ainsi, il a été mis fin aux délestages notamment ceux liés aux manques de combustibles.

Il importe de signaler que l'intervention du FSE a également permis à Senelec d'accéder à des crédits pour apurer ses arriérés auprès de ses fournisseurs de combustibles et à sortir du système couteux des lignes d'aval, amorçant ainsi sa restructuration financière.

Cependant malgré ces efforts immenses de l'Etat pour résorber la grave crise dans laquelle est installé le sous-secteur, les retards accusés dans l'exécution du programme d'investissement (réhabilitations, extensions, passage au gaz de GTI) ont entraîné des surcoûts découlant de l'utilisation de moyens de production moins performants pour satisfaire la demande. La location APR, qui était optimisée dans les projections de coûts transmises à la CRSE, a été utilisée en pleine puissance malgré son coût de production élevé.

Senelec n'est pas toujours à l'abri des difficultés dans la fourniture de l'énergie. En effet la stabilisation de la distribution de l'électricité n'est pas tout à fait assurée et les risques d'une détérioration de la situation ne doivent pas être sous-estimés d'autant plus qu'au plan financier, la situation de Senelec demeure extrêmement préoccupante.

Les difficultés techniques au niveau des IPP, KOUNOUNE POWER et GTI, dont les centrales connaissent des limitations de puissance, ne sont pas pour faciliter à Senelec la résorption du déficit de production en attendant l'arrivée des centrales charbon dont les dates de mise en services ne sont pas encore connues de manière précise.

L'application de la nouvelle formule durant la période tarifaire (2011-2013) a abouti à un Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 Décembre 2011 de 338 152 millions de francs CFA pour des ventes réalisées de 2031,06 GWh en 2011 et des recettes de 240 745 millions de F CFA. Il en découle un manque à gagner de 97 407 millions. L'Etat a versé une compensation de 95 903 millions pour maintien de tarifs à leur niveau du 1er Août 2009 qui a été déterminant dans l'amélioration des résultats de 2011. Toutefois l'année budgétaire 2011 s'est soldée par un résultat déficitaire de 5,5 milliards soit une contreperformance de 11,3 milliards par rapport au budget.

Le revenu maximum autorisé aux conditions économiques du 1er Octobre 2012 s'élève à 369 278 millions de francs CFA pour des recettes prévues de 270 030 millions de F CFA si les tarifs sont maintenus à leur niveau actuel. Cela induit un manque à gagner annuel de 99 256 millions de francs CFA qui doit être comblé par un ajustement tarifaire de l'ordre de 37,6% ou par une compensation à verser par l'Etat. Le gouvernement a déjà versé par le biais du Fonds Spécial de Soutien pour l'énergie, une compensation de 55 729 millions de F CFA exigibles sur les deux premiers trimestres de l'année.

L'application de cette formule de contrôle des revenus durant la période 2011-2013 a suscité de la part de Senelec des remarques et suggestions qui méritent d'être prises en compte dans le paramétrage de la formule de contrôle des revenus pour la période 2014-2016

## ***Annexe 3 : Détail des investissements 2011 - 2013***

**INVESTISSEMENTS PRODUCTION**

<b>PROJETS PRODUCTION</b>	<b>real 2011</b>	<b>2012***</b>	<b>2013</b>
Réhabilitation Bel Air turbine à gaz 4	82	180	-
inspection majeur et parties chaudes	-	71	-
<b>REHABILITATIONS/RENOUVELLEMENTS</b>	<b>82</b>	<b>251</b>	<b>-</b>
<b>EXTENSIONS</b>			
Achats groupes pour les centres secondaires	86	61	
IPP charbon 125 MW phase 1		13	
installation compteurs combustibles	-	406	-
Construction cuves 250 M3, 100 M3 à Kolda et Kédougou	-	164	-
Dépôt stockage HFP 2x5000m3 HFO au CDB	323	172	400
acquisition de 5 groupes de 1250 kVa	-	133	717
extensions C3			563
exténuions C4			208
DPBA			40
Extensions nouveau site			35
<b>Total EXTENSIONS</b>	<b>409</b>	<b>949</b>	<b>1 962</b>
<b>TOTAL PROD</b>	<b>491</b>	<b>1 201</b>	<b>1 962</b>

**INVESTISSEMENTS TRANSPORT**

<b>PROJETS TRANSPORT</b>	<b>Real 2011</b>	<b>2012</b>	<b>2 013</b>
<b>REHABILITATIONS</b>			
Boucle 90 kV de DAKAR - Phase 2	5 677	3 746	6 000
Acquisition disjoncteurs HTA,tp et tc HTA et installations	-	9	415
Reprise des MALT CAB	-	-	26
Acquisition Réactance à installer sur Tobène-Touba-Kaolack	5	10	1 500
plan de protection réseau Senelec		-	250
Acquisition transfo pour HTB	-	-	120
réhabilitation atelier Hann		6	
sélection consultant	-	-	50
<b>Transport (sous-total)</b>	<b>5 683</b>	<b>3 770</b>	<b>8 361</b>
<b>EXTENSIONS TELECOM/TELECONDUITE</b>			
acquisition sous stations mobiles secours			200
plan directeur télécom (N)		-	-
intégration de nouveaux postes 225 kV (N)		-	360
upgrade plateforme TOIP en version 9			75
intégration postes de Matam et Dagana dans le scada du BCC et du dispatching			40
réalisation redondance HIS et extension des FEP a Mbao et Hann			72
remplacement onduleurs dispatching			50
acquisition cartes optiques pour téléconduite Dagana et Matam			110
acquisition et intégration de système d'exploitation RCVD			50
Dorsale en fibre optique pour voix de données (CGFO)	-	-	25
Intégration au Réseau Voix et données des Régions (RCVD)	-	200	90
réalisation Bureau Central de Conduite sud	-	-	-
équipement divers télécom	-	80	50
SWAPP du RCCD, acquisition de liaison Airmu 400	-	-	90
Extension GIS Bel-air	-	300	1 200
Stabilisation des alimentations électriques par acquisition d'onduleurs	-	-	63
réhabilitation CPL	-	-	75
Extension réseau radio TEE au nord sur FO	-	100	-
extension vidéo surveillance des postes HT	-	-	50
<b>Transport (sous-total)</b>	<b>-</b>	<b>680</b>	<b>2 600</b>
<b>EXTENTIONS(ordinaire)</b>			
achats de condensateurs pour postes HT		-	431
inductances ligne TTK			360
tonalite d'occupation IP			-
comptabilité énergétique de postes MT/BT			-
Passage en 225 kV boucle Mbour-Sendou-Kounoune-Tobène (BOAD+SENELEC)	3 651	600	6 808
MALT SOCOCIM MBOUR			31
Boucle 225 kv Phase 1 études	22		582
Protection hydrophobe élastomère du poste Sococim et ligne 90 kV adjacente			144
Acquisition de pylonnes de rechange			40
Acquisition de 3 Dijoncteurs HTB (Remplacement Dijoncteurs défectueux Someta, TAG 4 et Stock de sécurité)			150
Réhabilitation des régulateurs de tous les transformateurs des st/stations			250
Réparation d'un transformateur de 40 MVA au Cap des Biches			100
Réhabilitation des cellules de la sous station de Kaolack			80
Remplacement des isolateurs par des silicoles sur les tronçons TOBENE-TAIBA-ICS			250
Reactance de mise à la terre du poste 90/30kv de hann			50
Remise en état du système de contrôle commande des postes hann-kounoune et cap des biches			80
Remise en état du système de contrôle commande des postes Touba et Kaolack			70
Mise en service de l'appareil d'analyse chromatographique			10
<b>Transport (sous total)</b>	<b>3 673</b>	<b>600</b>	<b>9 436</b>
<b>EXTENTIONS total</b>	<b>3 673</b>	<b>1 280</b>	<b>12 036</b>
<b>TOTAL TRANSPORT</b>	<b>9 355</b>	<b>5 050</b>	<b>20 397</b>

**INVESTISSEMENTS DISTRIBUTION**

<b>PROJETS DISTRIBUTION</b>	<b>real 2011</b>	<b>real 2012</b>	<b>2 013</b>
<b>Renouvellements Réhabilitations</b>			
<b>Distribution (sous-total)</b>			
<b>Extensions</b>			
<b>Télécommande de 40 postes MT/BT &amp; Sous Stations</b>	<b>746</b>	<b>56</b>	<b>122</b>
compteurs frontières phase 1	59	34	212
compteurs frontières phase 2	-	34	136
Extension Réseau Dakar et Régions	905	332	1 000
<b>Extension de Réseaux à Dakar et dans les Régions BOAD</b>	<b>1 091</b>	<b>9</b>	<b>80</b>
Extension Mbour et Touba	-	282	-
alimentation AIDB	260	105	-
<b>Distribution (sous-total)</b>	<b>3 061</b>	<b>851</b>	<b>1 550</b>
<b>EXTENSIONS (ordinaire)</b>			
Renforcement réseau de Distribution de Dakar: Programme Chinois	5 905	1 106	21 950
<b>Distribution (sous total)</b>	<b>5 905</b>	<b>1 106</b>	<b>21 950</b>
<b>Investissements pour remplir obligations d'électrification</b>			
<b>Evènements religieux</b>	<b>821</b>	<b>302</b>	<b>958</b>
Délocalisation poste Doumassou à Kolda			20
Remplacement poste Niety Kadd			11
Nouveau poste MT à Mékhé			11
Remplacement du poste de Petit Palais			50
Remplacement réseau BT nu en préassemblé Kaolack			20
Remplacement réseau BT nu en préassemblé Fatick			10
Remplacement réseau BT nu en préassemblé Tamba			10
Création poste bas RPLT H61 Ndong			5
Renouvellement et déplacement du poste en T NOIROT embranchement Feeder Nioro			5
Renouvellement et déplacement du poste Ndangane 30KV Feeder Kaolack			5
Renouvellement et déplacement des postes Reboisement et PA 2 Feeder SENEBAI			5
Remplacement isolateur VHT37 par du composite (1000) Feeder Ranérou			5
Création du poste en croix à Missirah Feeder Kaffrine			10
Création du poste en croix à Passy Feeder Nioro			5
Création du poste en croix à Kawil Feeder Nioro			5
Création LIAISON 30KV BONDJI SAMBA/DIAKHAO SALOUM Feeder Geo DN			30
Création poste en croix à Gniy Feeder Géo DN			15
Création poste en T à Mbar Feeder Geo DN			10
Création poste à Gossas en remplacement H61 DVF Feeder Geo DN			5
Pose de trois IACM à Dahra 4, antenne de Mboss ET Dahra Lagane Feeder Geo DN			3
Création du poste de manœuvre à Ndiosmone en T Feeder Fatick			10
Création liaison 30KV Manael/Touabou Feeder Ranérou			15
Modernisation des équipements de protection des sous stations régionales (St Louis, Louga, Kaolack)			100
Acquisition des chargeurs 127VDC,48VDC et 24VDC pour les sous stations et les postes protégés			6
Remplacement des batteries étanches des sous stations			10
Acquisition des appareillages électromécaniques des sous stations 30/6,6kV (disjoncteur, sectionneurs,			16
Remplacement du tableau 30kV de la sous station Kaolack			175
Rénovation des cellules 6,6kV et acquisition de deux disjoncteurs de rechange de la sous station de Kaolack			16
Rédupan dans 13 secteurs			100
Remplacement de cellules fermées dans les postes			250
Remplacement des appareils de coupure défectueux			45
Remplacement des serrures postes (postes sans serrure)			30
Coffres métalliques câbles de Gorée	-	20	
remplacement câble	-	20	
remplacement câble nu	-	20	
programme d'urgence distribution	-	1 178	822
changement de tension	33	16	75
réaménagement réseau médina en urgence	179	-	717
Obligations contractuelles 2011	243	137	500
Passage 6,6 à 30 kV sous station Centre Ville			3 000
Changement Tension ds 15 postes Dakar(CDT 11)			75
Obligations Contractuelles 2013			800
Densification du réseau dans les régions			2 000
<b>Investissements pour remplir obligations d'électrification (total)</b>	<b>1 276</b>	<b>1 692</b>	<b>9 959</b>
<b>TOTAL INVEST. DISTRIBUTION</b>	<b>10 242</b>	<b>3 649</b>	<b>33 459</b>

## **AUTRES INVESTISSEMENTS**

<b>PROJETS autres investissements</b>	<b>real 2011</b>	<b>2 012</b>	<b>2 013</b>
<b>Extensions</b>			
Génie Civil & Autres Aménagements	50	119	1 167
GC COMMERCIALE	48	3	9 556
GC PRODUCTION	19	-	42
Equipements et installations informatiques	28	4	980
Qualité, Sécurité et Environnement (DQSE)	126	152	1 909
CPL	12	37	901
<b>Autres investissements (sous-total)</b>	<b>283</b>	<b>316</b>	<b>14 555</b>



## ***Annexe 4 : Formule de contrôle des revenus***

## FORMULE DE CONTROLE 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 :

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

Ce montant  $RMA_t$  comprend trois parties :

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

La présentation complète de la formule est donnée en **Annexe 4**.

### Partie régulée

Cette partie comprend un élément fixe ( $A_t$ ) et un élément variable ( $B_t$ ) qui évolue en fonction des ventes d'électricité par niveau de tension. Ces deux éléments sont indexés chaque année en fonction d'un index d'inflation ( $\Pi_t$ ) permettant de protéger Senelec contre l'évolution de son environnement qu'elle ne peut influencer. Tous surcoûts sont ainsi répartis entre l'entreprise et les consommateurs qui ne supportent que ceux créés par des événements sur lesquels Senelec n'a pas d'influence notamment l'inflation et l'évolution de la demande.

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

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

#### avec :

$t$  : année de détermination des revenus autorisés;

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

- 0,71 pour l'année 2011 ;
- 0,68 pour l'année 2012 ;
- 0,68 pour l'année 2013.

$A_t$  : 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 2010 pour les ventes de référence, fixé à :

- 314 708 000 000 FCFA pour l'année 2011;
- 320 084 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 339 165 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

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

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

dans laquelle l'indice composite d'inflation  $CI_t$  est déterminé selon la formule ci-après :

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

avec :

**$IHPC_t$**  : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par le Ministère chargé des finances 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 98,7552 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 119,7592 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 du fuel oil 380, 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 ;

**$IFO_0$**  : Valeur de référence du prix du fuel oil 380 fixée à 283 924 ;

**$IDO_t$**  : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du diesel oil, 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 ;

**IDO<sub>0</sub>** : Valeur de référence du prix du diesel oil, fixée à 423 278 ;

**IGN<sub>t</sub>** : 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<sub>0</sub>** : Valeur de référence du prix du gaz naturel fixée à 120 000 ;

**α** : Facteur de pondération de l'inflation locale fixé à :

- 0,32 pour l'année 2011 ;
- 0,37 pour l'année 2012 ;
- 0,37 pour l'année 2013.

**β** : Facteur de pondération de l'inflation étrangère fixé à :

- 0,15 pour l'année 2011 ;
- 0,15 pour l'année 2012 ;
- 0,15 pour l'année 2013.

**γ** : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible fixé à :

- 0,53 pour l'année 2011 ;
- 0,48 pour l'année 2012 ;
- 0,48 pour l'année 2013.

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

- 0,63 pour l'année 2011 ;
- 0,87 pour l'année 2012 ;
- 0,89 pour l'année 2013.

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

- 0,35 pour l'année 2011 ;
- 0,06 pour l'année 2012 ;
- 0,04 pour l'année 2013.

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

- 0,02 pour l'année 2011 ;
- 0,07 pour l'année 2012 ;
- 0,07 pour l'année 2013.

**X<sub>t</sub>** : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) pour la période 2011-2013.

**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'index d'inflation, tel que déterminé ci-dessus

$B_t^0$  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 :

**$B_0(BT)$**  : Revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence en Basse Tension fixés à :

- 210 910 000 000 FCFA pour l'année 2011 ;
- 211 724 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 221 508 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

**$B_0(MT)$**  : Revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence en Moyenne Tension fixés à :

- 91 621 000 000 FCFA pour l'année 2011 ;
- 95 723 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 100 702 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

**$B_0(HT)$**  : Revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence en Haute Tension fixés à :

- 12 177 000 000 FCFA pour l'année 2011 ;
- 12 637 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 16 955 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

**$D_t(BT)$**  : 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 ;

**$D_0(BT)$**  : Ventes de référence en Basse Tension fixée à :

- 1 528,61 GWh pour l'année 2011 ;
- 1 628,39 GWh pour l'année 2012 ;
- 1 743,66 GWh pour l'année 2013 ;

**$D_t(MT)$**  : 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 ;

**$D_0(MT)$**  : Ventes de référence en Moyenne Tension fixée à :

- 696,45 GWh pour l'année 2011 ;
- 772,14 GWh pour l'année 2012 ;
- 831,39 GWh pour l'année 2013 ;

**$D_t(HT)$**  : 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  $t$  ;

**$D_0(HT)$**  : Ventes de référence en Haute Tension fixée à :

- 131,16 GWh pour l'année 2011 ;
- 144,45 GWh pour l'année 2012 ;
- 198,36 GWh pour l'année 2013 ;

### **Partie Redevances**

Elle est constituée par :

**$RTS_t$**  : Redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTS).

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

Les montants de ces redevances sont intégrés à la formule, tels qu'ils devraient être supportés par Senelec (éléments de « pass-through ») en accord avec les règles de calcul prédéfinies.

### **Partie Pénalités et Corrections**

Elle comprend :

- L'incitation contractuelle ( $Pt-1$ ) exigible à Senelec pour manquement aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie) durant l'année précédente;
- Un facteur de correction ( $K_t$ ) de la différence entre les revenus perçus par Senelec au titre de la vente au détail d'énergie électrique des usagers et/ou du Gouvernement pour une compensation de revenus ( $R_{t-1}$ ) et le revenu maximum autorisé ( $RMA_{t-1}$ ), durant l'année  $t-1$ . Il est défini selon la formule suivante :

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

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

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'escompte normal de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest à l'année  $t-1$  majoré de la marge bancaire + deux pour cent (2%).

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

**$RI_t$**  : Egal à 6 907 000 000 FCFA pour chaque année de la période 2011-2013. Cette valeur peut varier à l'issue d'une révision intérimaire de la Formule de contrôle de revenus.

***Annexe 5 : Normes et Obligations applicables  
pour la période 2014-2016***



## REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC

### NORMES ET OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION FIXEES A SENELEC POUR LA PERIODE 2014-2016

Pour la période triennale 2011-2013, les données de 2011 et les estimations de 2012 figurant dans le bilan fourni par Senelec indiquent que le nombre d'abonnés domestiques supplémentaires, visé sur la période, tant en milieu urbain qu'en milieu rural, ne sera pas atteint.

En effet, Senelec a raccordé dans la période sous revue :

- **En zone urbaine:** 54 610 nouveaux clients domestiques pour une cible de 116 471 clients, soit un taux de réalisation de 47% par rapport à l'objectif visé ;
- **En zone rurale:** 32 093 nouveaux clients domestiques pour une cible de 54 940 clients, soit un taux de réalisation de 58 % par rapport à l'objectif visé.

En moyenne, le nombre moyen de ménages raccordés par an sur la période est de 18 203 en zone urbaine et de 10 697 en zone rurale.

Le taux d'électrification urbaine devrait se situer, à la fin de l'année 2012, à 89% ; alors que le taux d'électrification rurale dans la concession de Senelec se situerait à 22 %.

Dans la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE), datée d'octobre 2012, **le Gouvernement ambitionne d'atteindre en 2017, des taux d'électrification de 70% au niveau national correspondant à 50% en milieu rural et 95% en milieu urbain.**

Pour le milieu rural où les besoins sont plus accentués, cet objectif correspond à assurer l'accès à l'électricité à 397 943 ménages contre 170 810 présentement.

Pour atteindre cet objectif, le Ministre chargé de l'Energie compte s'appuyer sur les trois principaux leviers suivants:

- les obligations d'électrification fixées à Senelec ;
- la mise en œuvre effective des concessions d'électrification rurale dont six déjà attribuées, pour une prévision de raccordement, d'ici 3 ans, de 106 601 abonnés, à savoir celles de:
  - Dagana-Podor-Saint-Louis ;
  - Louga-Kébémér-Linguère;
  - Mbour;
  - Kolda-Vélingara ;
  - Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas;
  - Kaffrine-Tambacounda -Kédougou;
- La mise en œuvre des projets d'électrification rurale d'initiative locale (Projets ERIL).

Pour ce qui est des obligations d'électrification fixées à Senelec pour la prochaine période triennale 2014-2016, un accent particulier sera mis sur la correction des déséquilibres entre les régions.

Aussi, ces obligations devront se traduire au niveau de Senelec par la mise en œuvre, dans chacune des régions, de programmes permettant de développer les réseaux de distribution par extension vers des zones de lotissement de nouveaux quartiers et des localités figurant dans son périmètre ainsi que par la densification dans les localités déjà électrifiées, tout enlevant les contraintes expliquant la non atteinte des objectifs dans la période en cours.

Ainsi, les obligations d'électrification fixées à SENELEC sur la période 2014-2016 consistent à raccorder **105 506 et 54 534 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zone urbaine et rurale.**

**En d'autres termes, SENELEC devra, sur la période 2014-2016, raccorder au moins 160 000 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.**

Le nombre important d'abonnés potentiels dans le périmètre de Senelec, d'une part, et la mise en œuvre des ambitieux programmes d'extension et de densification de réseaux MT et BT, aussi bien en zones urbaines qu'en zones rurales, d'autre part, devraient permettre d'atteindre cet objectif.

En ce qui concerne les normes imposées à Senelec vis-à-vis de ses clients finaux ; le bilan fourni par cette dernière sur la période 2010-2012, n'est pas suffisamment renseigné pour permettre, à part la norme relative à l'énergie non fournie, une appréciation objective pour des réajustements éventuels. Ainsi, à défaut de disposer d'un bilan satisfaisant, ces normes sur la période 2010-2012 seront reconduites pour la prochaine période. Il en sera de même pour les incitations contractuelles qui étaient suspendues dans la période sous revue, à l'exception de celle relative à l'énergie non fournie dont la reconduction est prévue en 2016.

Cette reconduction, motivée par l'amélioration notée dans la qualité de service, qui sera consolidée par la réduction progressive du déficit structurel entre l'offre et la demande en énergie électrique, est aussi un moyen d'engager Senelec à améliorer sa performance à l'endroit de sa clientèle afin de restaurer la relation de confiance devant exister entre eux. De même, les mesures de restructuration opérationnelle et financière en cours de mise en œuvre au niveau de Senelec, notamment l'allègement de la dette, l'amélioration de la Gestion financière, comptable et commerciale, le renforcement du contrôle interne et l'augmentation des fonds propres de l'entreprise qui comprend, entre autres mesures, la comptabilisation du montant important des investissements réalisés par l'Etat en subvention d'investissement, militent en faveur de cette reconduction.

Par ailleurs, les normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, qui sont annexés aux différentes conventions de fourniture d'électricité que Senelec a signé avec ces derniers, sont reconduites, ainsi que les incitations

contractuelles y relatives, en attendant leur évaluation lorsque les différentes concessions d'électrification rurale déjà attribuées seront opérationnelles.

En raison des insuffisances notées au titre du reporting relatif aux normes imposées à Senelec vis-à-vis de ses clients finaux ; Senelec, en rapport avec le Ministère chargé de l'Énergie et la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie, mettra en place, dans le cadre de la restructuration opérationnelle, une procédure de reporting appropriée.

Le détail des obligations d'électrification et des normes fixées à Senelec pour la période 2014-2016 est présenté ci-après.

# 1. Obligations d'électrification fixées à Senelec:

## 1.1 Zones urbaines des régions

<i>Zones urbaines des régions</i>	<i>Nombre de ménages en 2012*</i>	<i>Nombre de clients UD en 2012**</i>	<i>Taux électrification en 2012***</i>	<i>Nombre de ménages en 2016*</i>	<i>Taux d'électrification cible en 2016***</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2016</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016</i>
Dakar****	364 550	368 537	100%	396 744	100%	396 744	28 207
Thiès	91 805	67 468	73%	114 750	88%	100 980	33 512
Fatick	11 377	8 940	79%	12 933	90%	11 640	2 700
Kolda	15 082	9 699	64%	17 327	74%	12 822	3 123
Sédhiou	6 377	3 794	59%	7 161	70%	5 013	1 219
Tambacounda	17 488	12 975	74%	19 693	83%	16 345	3 370
Kédougou	3 488	2 076	60%	3 929	70%	2 750	674
Kaolack	29 839	29 168	98%	33 469	100%	33 469	4 301
Kaffrine	7 780	5 546	71%	8 727	82%	7 156	1 610
Diourbel	23 452	19 301	82%	26 527	95%	25 201	5 900
Louga	17 355	18 239	100%	19 489	100%	19 489	1 250
Saint louis	49 494	32 819	66%	55 800	78%	43 524	10 705
Matam	9 812	5 961	61%	11 039	72%	7 948	1 987
Ziguinchor	33 607	21 195	63%	37 030	76%	28 143	6 948
<b>SENEGAL</b>	<b>681 506</b>	<b>605 718</b>	<b>89%</b>	<b>764 618</b>	<b>93%</b>	<b>711 224</b>	<b>105 506</b>

3. \* Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

\*\* Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

\*\*\* Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

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

## 1.2 Zones rurales des régions

<i>Zones rurales des régions</i>	<i>Nombre de ménages en 2012*</i>	<i>Nombre de clients UD en 2012**</i>	<i>Taux électrification en 2012***</i>	<i>Nombre de ménages en 2016*</i>	<i>Taux d'électrification cible en 2016***</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2016</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016</i>
Thiès	89 937	38 342	43%	100 027	47%	47 013	8 671
Fatick	49 065	7 937	16%	52 608	20%	10 522	2 585
Kolda	47 021	1 440	3%	52 478	8%	4 198	2 758
Sédhiou	29 173	2 033	7%	32 760	12%	3 931	1 898
Tambacounda	49 095	3 926	8%	55 288	13%	7 187	3 261
Kédougou	11 249	69	1%	12 670	6%	760	691
Kaolack	51 892	4 605	9%	58 213	14%	8 150	3 545
Kaffrine	47 286	945	2%	53 046	7%	3 713	2 768
Diourbel	117 833	53 802	46%	133 266	50%	66 633	12 831
Iouga	68 639	12 360	18%	76 955	23%	17 700	5 340
Saint louis	64 292	13 670	21%	72 477	24%	17 394	3 724
Matam	47 324	10 952	23%	53 234	27%	14 373	3 421

Ziguinchor	38 901	6 819	18%	42 864	23%	9 859	3 040
<b>SENEGAL</b>	<b>711 707</b>	<b>156 900</b>	<b>22%</b>	<b>795 887</b>	<b>26,6%</b>	<b>211 434</b>	<b>54 534</b>

\* Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

\*\* Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

\*\*\* Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

## 2. Normes relatives aux clients finaux

### 2.1 Normes D'APPROBATION

	<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles*</b>	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un producteur indépendant ou d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que SENELEC</i>	10	10	-	6200 F CFA par jour de retard
<i>Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC</i>	10	10	-	6200 F CFA par jour de retard

\*Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par rapport à 2013.

### 2.2 NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)

	<b>Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)</b>		<b>Incitations contractuelles*</b>	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Année 1</b>	0,3%	0,3%	-	-
<b>Année 2</b>	0,3%	0,3%	-	-
<b>Année 3</b>	0,3%	0,3%	-	1331 FCFA/kWh

\* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

## 2.3 NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE

	<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles</b>	
	Période	Période	Période	Période
	2011-2013	2014-2016		
<b>Emission première facture (non estimée)</b>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	6200 F CFA
<b>Edition factures bimestrielles</b>	2 factures estimées consécutives  3 factures estimées par an	2 factures estimées consécutives  3 factures estimées par an	-	15% facture estimée concernée
<b>Réponses aux réclamations concernant les factures*</b>	10	10	-	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
<b>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</b>	3	3	-	-
<b>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement**</b>	24 heures	24 heures	-	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

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

## 2.4 NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS

	<b>Normes</b>				<b>Incitations contractuelles* (F CFA)</b>	
	Période		Période		Période	Période
	2011-2013		2014-2016			
	<b>Milieu urbain</b>	<b>Milieu rural</b>	<b>Milieu urbain</b>	<b>Milieu rural</b>		
<b>Prise de rendez vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**</b>	10	15	10	15	-	6656

\* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013.

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

## 2.5 NORMES SUR LES COMPTEURS APREPAIEMENT

### 2.5.1 Distance d'un point de vente par rapport à un abonné

			<b>Normes</b> <i>(rayon en km par rapport à un abonné)</i>	
			Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Lieu de vente des cartes à prépaiement</b>	Milieu urbain	Année 1	5	5
		Année 2	5	5
		Année 3	5	5
	Milieu rural	Année 1	10	10
		Année 2	10	10
		Année 3	10	10

### 2.5.2 Nombre d'abonnés par point de vente

			<b>Normes</b>	
			<b>(nombre d'abonnés)</b>	
			Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Un point de vente des cartes à prépaiement</b>	Milieu urbain	Année 1	1000	1000
		Année 2	1000	1000
		Année 3	1000	1000
	Milieu rural	Année 1	2000	2000
		Année 2	2000	2000
		Année 3	2000	2000

### 2.5.3 Jours et heures ouvrables des points de vente

		<b>Normes</b>	
		<b>(jours et heures ouvrables)</b>	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Point de vente des cartes à prépaiement</b>	Milieu urbain	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
	Milieu rural	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures

### 2.6 NORMES DE QUALITE DU COURANT

SENELEC doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		<b>Normes</b>	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Fréquence</b>		50 Hz $\pm$ 5%	50 Hz $\pm$ 5%
<b>Tension</b>	Basse tension	127/220V ou 220/380V $\pm$ 10%	127/220V ou 220/380V $\pm$ 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%

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

		<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles* (F CFA)</b>	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Fournir des explications sans effectuer de visite**</b>	Milieu urbain	5	5	-	6656 FCFA
	Milieu rural	7	7		
<b>Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai**</b>	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	7	7		

\* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013.

\*\* le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

## **2.7 NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION**

### **2.7.1 Sans modification du Réseau existant**

		<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles*</b>	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Visite à une personne ayant fait une demande de branchement</b>		5	5	-	2 fois les coûts de 1 <sup>er</sup> établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
<b>Travaux de branchement**</b>	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	10	10		
<b>Déplacement de compteur**</b>	Milieu urbain	3	3		
	Milieu rural	5	5		

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

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

## 2.7.2 Avec modification du Réseau existant

		<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles*</b>	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Réponse à une demande de branchement**</b>	Milieu urbain	10	10	-	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Milieu rural	15	15		
<b>Travaux de branchements**</b>	Milieu urbain	30	30		
	Milieu rural	60	60		

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

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

## 3. NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE

### 3.1 NORMES d'approbation

	<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles</b>	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
<b>Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire</b>	15	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

### 3.2 NORMES DE QUALITE DU COURANT

SENELEC doit livrer l'électricité à une fréquence de 50 Hz +/- 5% et à la tension nominale +/- 5%.

Si un concessionnaire estime recevoir de l'énergie électrique en dehors des limites autorisées, SENELEC devra fournir des explications sur le problème et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre.

	<b>Normes Période 2011-2013</b>	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2011-2013</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>
<b>Fournir une explication au concessionnaire</b>	7 jours ouvrables	7 jours ouvrables	5723 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6200 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
<b>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</b>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	5723 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6200 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

<b>Apporter solution</b>	<b>une</b>	90 jours	90 jours	<p>Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.</p>	<p>Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale.</p> <p>Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.</p>
--------------------------	------------	----------	----------	--	--

**N.B :**

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

### **3.3 NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)**

	<b>Normes Période 2011-2013</b>	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2011-2013</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>
<b>Durée de défaillance au cours d'un mois</b>	12 heures	12 heures	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.

<b>Nombre de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</b>	10	10	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.
---	----	----	--	--

**N.B :**

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

### **3.4 NORMES LIEES AUX RELATIONS COMMERCIALES**

#### **3.4.1 NORMES DE FACTURATION**

	<b>Normes Période 2011-2013</b>	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles* Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles* Période 2014-2016</b>
<b>Emission première facture (non estimée)</b>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
<b>Edition factures bimestrielles</b>	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
<b>Réponses aux réclamations concernant les factures*</b>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

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

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

### 3.4.2 NORMES DE PREAVIS D'INTERRUPTION PROGRAMMEE DU SERVICE

	<b>Normes Période 2011-2013</b>	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2011-2013</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>
<b>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</b>	15 jours	15 jours	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai
<b>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*</b>	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

### 3.4.3 NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS

	<b>Normes Période 2011-2013</b>	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2011-2013</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>
<b>Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*</b>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	10.000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**	10.000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**

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

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