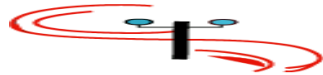




*République du Sénégal*



**Commission de régulation  
du secteur de l'électricité**

---

# **Révision des conditions tarifaires de la SENELEC**

**Période tarifaire 2010-2014**

## **Première consultation publique**

Document de consultation

---

Novembre 2009

# SOMMAIRE

Synthèse du bilan de SENELEC .....	4
1. Situation de la Production .....	4
1.1. L'évolution de la capacité .....	4
1.2. La disponibilité et l'utilisation .....	6
1.3. L'évolution de la production d'électricité.....	6
1.4. L'évolution des charges de combustibles .....	7
2. Situation du Transport.....	8
3. Situation de la Distribution .....	9
4. Situation des Ventes.....	10
4.1. L'évolution des ventes .....	10
4.2. L'évolution du rendement.....	11
4.3. L'évolution de la clientèle.....	11
4.4. L'évolution des revenus .....	12
5. Situation de la Qualité du Service.....	12
6. Situation des Investissements.....	12
7. Situation Financière .....	13
8. Appréciation de SENELEC de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus.....	17
Suivi des Normes et Obligations 2005-2009 .....	18
1. Suivi des normes .....	18
2. Suivi des obligations d'électrification.....	20
Conditions tarifaires actuelles .....	22
1. Présentation.....	22
2. Application.....	25
3. Réflexions sur la formule de contrôle des revenus .....	27
Nouvelles Normes et Obligations 2010-2014.....	29
1. Obligations d'électrification .....	29
1.1. Zones urbaines .....	29
1.2. Zones rurales .....	30
2. Normes et incitations contractuelles .....	30
2.1. Normes relatives aux clients finaux .....	30
2.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale.....	33
Méthodologie de revision.....	36
1. Détermination du profil des revenus et des tarifs plafonds.....	36
2. Définition et paramétrage d'une formule d'indexation.....	38
Annexes.....	39
1. Annexe 1 : Calendrier révisé (version du 19 octobre 2009) .....	40
1. Annexe 2 : Obligations d'électrification et normes pour la période 2010-2014.....	44
2. Annexe 3 : Bilan soumis par SENELEC .....	60

# INTRODUCTION

La loi n°98-29 du 14 avril 1998, modifiée par la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002, notamment son article 28-alinéa 3, 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 la SENELEC signé le 31 mars 1999, en son article 36 – alinéa 4 et le cahier de charges annexé, en son article 10, ont défini une formule de contrôle des revenus et fixé la durée de validité de ladite formule à cinq (5) années. A l'issue de cette période, la formule doit être révisée par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité après consultation notamment, de la SENELEC.

Ainsi, au terme de la période initiale 1999-2004, les conditions tarifaires définies dans son Contrat de Concession ont été révisées par Décision n°2005-02 du 10 août 2005, à la fin d'un processus ayant intégré deux consultations publiques. Ces nouvelles conditions tarifaires étant définies pour la période 2005-2009, elles cessent d'être applicables à la fin de l'année 2009.

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 dispose d'une procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires qui 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 décembre 2008, pour arriver à la formulation de nouvelles conditions tarifaires à la fin de l'année 2009.

La révision des conditions tarifaires de SENELEC se déroulent dans un contexte d'évolution institutionnelle qui prévoit d'importants changements au niveau de l'entreprise avec la création de trois filiales (Production, Transport, Distribution) dans le cadre d'une Holding.

Les Conditions tarifaires issues de la présente révision seront applicables à la SENELEC dans sa configuration actuelle d'entreprise intégrée. Elles pourront être appliquées à la filiale de SENELEC issue de la réforme qui sera chargée de la vente au détail exclusive de l'électricité. Au besoin, une révision intérimaire permettrait d'ajuster ces conditions tarifaires à la nouvelle configuration de l'entreprise.

Dans le cadre du processus, SENELEC a soumis un rapport quinquennal présentant le bilan de son exploitation sur la période 2005-2009 et son appréciation de l'adéquation de la formule actuelle de contrôle des revenus (confère annexe 3).

Le Ministre de l'Energie a publié un document fixant les normes et obligations d'électrification de la SENELEC pour la période 2010-2014, ainsi que les incitations contractuelles exigibles à celle-ci en cas de non-respect de ces normes (confère annexe 2).

L'objet du présent rapport qui constitue le document de base pour la première consultation publique prévue dans le cadre du processus de révision, est de présenter une synthèse du bilan soumis par la SENELEC, ainsi que le suivi de ses obligations contractuelles sur la période 2005-2009. Il résume également les nouvelles normes et obligations fixées à la SENELEC par le Ministre chargé de l'énergie pour la période 2010-2014, et présente la méthodologie que la CRSE compte utiliser pour réviser les conditions tarifaires actuelles de la SENELEC.

**Les observations, avis et recommandations sur les éléments contenus dans ce document de consultation et/ou pour la définition de nouvelles conditions tarifaires peuvent être adressées au Président de la CRSE jusqu'au 27 novembre 2009 à 18 heures.**

# SYNTHESE DU BILAN DE SENELEC

Le bilan soumis par la SENELEC fait ressortir que son exploitation sur la période 2005-2009 est marquée par une situation déficitaire aussi bien sur le plan technique que sur le plan financier, en dépit de réalisations fort appréciables en termes d'investissements. Cette situation découle d'un contexte difficile marqué par un retard important dans la mise en service des équipements de production privée indépendante et une forte inflation, surtout sur les prix des produits pétroliers.

## 1. Situation de la Production

A l'exception de la centrale hydroélectrique de MANANTALI dont 33% de l'énergie productible est réservé à la SENELEC, la production d'énergie électrique au Sénégal est aujourd'hui assurée par des moyens thermiques alimentés essentiellement par des hydrocarbures liquides importés.

### 1.1. L'évolution de la capacité

La capacité nominale du parc de production a évolué de 514 MW à 685 MW sur la période 2005-2009, soit une croissance globale de 33% correspondant à une croissance moyenne annuelle de 5,91% contre 6,67% par an sur la période 1999-2004 Cette évolution s'explique par :

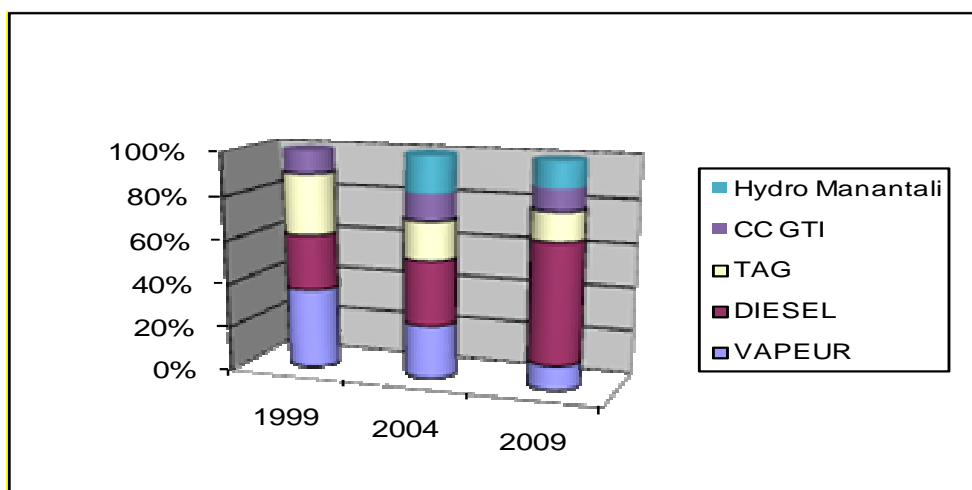
- la mise en service de la nouvelle centrale diesel de bel air en 2006 pour une puissance de 64 MW ;
- Le retrait en 2006 d'une partie de la centrale vapeur de bel air pour 25,6 MW et de la turbine à gaz n°1 de Cap des biches d'une puissance de 16,5 MW ;
- La mise en service en 2007 de la centrale de production indépendante de Kounoune pour une puissance de 67,5 MW ;
- l'installation en 2008 de la nouvelle centrale de Kahône 2 d'une puissance de 64 MW.
- la location de capacités qui ont atteint 57,6 MW en 2006 et qui ont été retirées du réseau interconnecté à hauteur de 3,6 MW en 2007, 23,2 MW en 2008 et 30,8 MW en début 2009
- le renforcement des centrales de Ziguinchor et de Tambacounda.

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 6,15% contre 4,39% sur la période 1999-2004.

Les nouvelles mises en service ont permis de poursuivre la mise à niveau de la structure du parc de production du pays, entamée durant la période 1999-2004, tant au niveau des types d'équipements, qu'en termes d'âge des équipements.

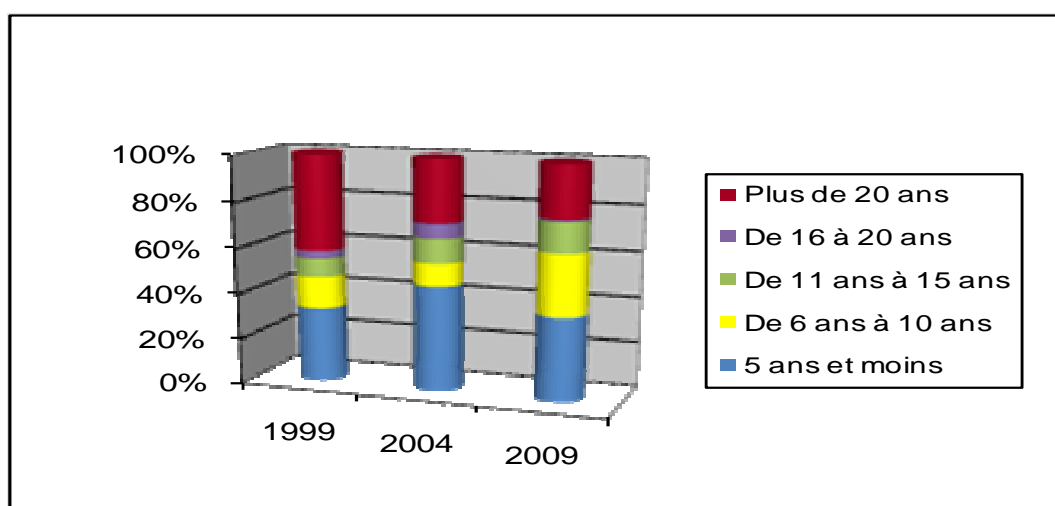
En effet, comme en atteste le graphique 1, la part des équipements de pointe (TAG) sur la capacité globale du réseau interconnecté qui englobe 95% du système, a baissé de 38% en 1999 à 18% en 2004 et 13% en 2008. Cette évolution s'est faite au profit des équipements de base beaucoup plus performants

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



Dans le même temps, la part des équipements de plus de 15 ans d'âge a baissé de 45% en 1999 à 33% en 2004 et 23% en 2008.

**Figure 2 : Evolution de la structure du parc de production selon l'âge des équipements**



Toutefois, un retard de 20,4 MW est noté à l'échéance 2009 par rapport à la puissance assignée projetée par SENELEC au début de période, alors que la puissance installée dépasse les projections de 28,6 MW.

**Tableau 1 : Evolution des puissances projetées et réalisées**

PRODUCTION		2005	2006	2007	2008	2009
Puissance installée	Prévues	550,65	581,95	640,95	640,95	655,95
	Réalisées	554,95	591,45	657,55	698,35	684,55
	Ecart	4,30	9,50	16,60	57,40	28,60
Puissance assignée	Prévues	456,85	528,85	581,45	581,45	596,45
	Réalisés	455,45	519,35	583,25	595,35	576,05
	Ecart	- 1,40	- 9,50	1,80	13,90	- 20,40

## 1.2. La disponibilité et l'utilisation

Si la capacité de production a connu une évolution favorable durant la période 2005-2009, la tendance observée entre 1999 et 2004 sur la disponibilité de cette capacité s'est inversée sur les dernières années de la période subséquente baissant de 80% en 2005 à 68% en 2009. Cette situation s'explique en grande partie par le long arrêt de la centrale GTI dont la disponibilité est passée de 86% en 2005 à 5% en 2009, mais également par la baisse sensible de la disponibilité de la centrale vapeur du Cap des Biches, en attente de réhabilitation, qui baisse de 84% à 55% et celle des turbines à gaz.

L'utilisation optimale de la capacité disponible reste également à améliorer, car si le taux global s'est amélioré, celui des équipements de base (moins chers) qui devait avoisiner les 100% dans une exploitation normale reste aux environs de 90%

Les mêmes tendances sont observées en comparant les taux de disponibilité et d'utilisation réalisés durant la période 2005-2009, aux projections reçues de SENELEC en début de période. La disponibilité accuse un retard de 20 points en 2009, alors que l'utilisation de la puissance disponible s'est améliorée de 13% en 2009.

**Tableau 2 : Evolution des taux de disponibilité et d'utilisation**

PRODUCTION		2005	2006	2007	2008	2009
Coefficient de disponibilité (1)	Prévues	87,56%	87,87%	87,87%	88,25%	88,65%
	Réalisées	80,38%	74,51%	80,06%	67,95%	68,06%
	Ecart	-7,18%	-13,36%	-7,80%	-20,30%	-20,60%
Coefficient d'utilisation (2)	Prévus	61,55%	60,22%	57,03%	59,38%	60,57%
	Réalisés	69,08%	65,65%	57,02%	68,30%	73,59%
	Ecart	7,52%	5,43%	0,00%	8,92%	13,02%

(1) De la puissance assignée

(2) De la puissance assignée disponible

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

La production nette du système, énergie livrée au réseau, a connu une croissance moyenne annuelle de 3,8%, en passant de 2.107 GWh en 2005 à 2.450 GWh en 2009. Celle-ci découle d'une augmentation de 7,65% de la production des équipements propres de SENELEC, alors que les achats d'énergie auprès des producteurs privés indépendants baissent de 3,8% en moyenne par année.

L'augmentation de la production de SENELEC résulte essentiellement de la hausse de la production des centrales Diesel, avec la mise en service de la centrale C6 de Bel air. Par contre, la production des centrales à vapeur et des turbines à gaz baisse considérablement avec les limitations notées au niveau de la centrale C3 de Cap des Biches, le retrait d'exploitation de la centrale C2 de Bel air et la longue indisponibilité des turbines à gaz TAG2 et TAG3.

Concernant les achats d'énergie, l'arrivée d'un nouveau producteur indépendant, Kounoune, a comblé partiellement la baisse de la production de la centrale de GTI à l'arrêt depuis juin 2008.

**Tableau 3 : Evolution de la production et des achats d'énergie**

PRODUCTION NETTE	2005		2009		TCMA **
	GWh	%	GWh	%	
<b>Réseau Interconnecté</b>	<b>2 019</b>	<b>95,8%</b>	<b>2 360</b>	<b>96,3%</b>	<b>3,97%</b>
SENELEC	1 298	61,6%	1 742	71,1%	7,65%
Vapeur	529	25,1%	258	10,5%	-16,42%
Diesel	640	30,4%	1 419	57,9%	22,04%
TAG	129	6,1%	65	2,7%	-15,56%
ACHATS	722	34,2%	617	25,2%	-3,83%
<b>Réseau Non Interconnecté</b>	<b>88</b>	<b>4,2%</b>	<b>90</b>	<b>3,7%</b>	<b>0,60%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2 107</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 450</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,84%</b>

\*\* TCMA : Taux de croissance moyen annuel

Par rapport aux projections initiales soumises par SENELEC pour cette période quinquennale, la production nette de SENELEC a dépassé les prévisions de 514 GWh, ce qui a permis de compenser une partie du déficit sur les achats d'énergie qui est de 1.413 GWh.

**Tableau 4 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production et des achats d'énergie**

PRODUCTION		2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
Production nette SENELEC	Prévues	1 400,69	1 692,79	1 260,65	1 350,88	1 389,04	7 094
	Réalisées	1 385,52	1 387,16	1 528,82	1 473,80	1 832,40	7 608
	Ecart	- 15,17	- 305,63	268,16	122,92	443,35	514
Achats d'énergie	Prévues	587,47	666,51	1 232,75	1 242,52	1 337,15	5 066
	Réalisées	721,59	743,12	709,20	861,97	617,33	3 653
	Ecart	134,12	76,61	- 523,55	- 380,55	- 719,81	- 1 413
TOTAL	Prévu	1 988,16	2 359,30	2 493,41	2 593,40	2 726,19	12 160
	Réalisé	2 107,11	2 130,27	2 238,02	2 335,77	2 449,73	11 261
	Ecart	118,95	- 229,02	- 255,39	- 257,63	- 276,46	- 900

## 1.4. L'évolution des charges de combustibles

Les charges en combustible constituent l'une des principales charges d'exploitation de SENELEC. Au total, elles ont évolué de 88,402 milliards de FCFA en 2005 à 121,417 milliards de FCFA de prévisions en 2009, après avoir atteint une pointe de 168,023 milliards en 2008.

La part des charges en fuel lourd (FO380), principal combustible de SENELEC, qui représentait 51 % des charges totales en combustible en 2005, devrait être portée à 88 % en 2009, ce qui contribue à limiter les charges globales, toutes choses égales par ailleurs, avec le prix du FO380 qui est moins élevé. Dans le même temps, la part du diesel dans les charges de combustible évolue de 28 % en 2005 à 12 % en 2009.

**Tableau 5 : Evolution des charges de combustibles**

DEPENSES COMBUSTIBLES	2005		2009		TCMA **
	MFCFA	%	MFCFA	%	
Fuel lourd (FO380)	44 838	50,72%	106 400	87,63%	24,11%
Diesel oil	24 681	27,92%	14 310	11,79%	-12,74%
Distillat (Gasoil)	16 998	19,23%	708	0,58%	-54,82%
Kérosène	2	0,00%	-	0,00%	-100,00%
Gaz Naturel	1 883	2,13%	-	0,00%	-100,00%
<b>TOTAL</b>	<b>88 402</b>	<b>100,00%</b>	<b>121 417</b>	<b>100,00%</b>	<b>8,26%</b>

\*\* TCMA : Taux de croissance moyen annuel

La forte hausse des dépenses en combustibles s'explique principalement par la flambée des prix des produits pétroliers et dans une moindre mesure par l'augmentation des quantités consommées et la substitution d'un combustible à un autre à cause de la différence des prix.

Par rapport aux projections soumises par SENELEC au début de la période quinquennale, les charges en combustibles connaissent une augmentation de 289,547 milliards sur la période 2005-2009, soit 85%. Cette évolution découle de l'augmentation des prix à hauteur de 244,155 milliards et des écarts sur les quantités consommées de 45,391 milliards de FCFA.

Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, seul l'impact de l'inflation sur les prix est répercuté sur les revenus de SENELEC, donc sur les tarifs ; les charges additionnelles étant absorbées par l'entreprise.

**Tableau 6 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des charges de combustibles**

DEPENSES COMBUSTIBLES		2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
Fuel lourd (FO380)	Prévues	34 927	50 079	53 443	57 501	59 914	255 865
	Réalisées	44 838	57 420	79 308	128 613	106 400	416 580
	Ecart	9 911	7 341	25 865	71 113	46 486	160 715
	Effet Prix	8 386	33 885	48 620	82 113	54 168	227 140
	Effet Quantité	1 525	- 26 544	- 22 755	- 11 001	- 7 682	- 66 425
Diesel oil	Prévus	9 658	8 422	5 613	6 109	6 465	36 268
	Réalisés	24 681	49 770	25 476	29 555	14 310	143 793
	Ecart	15 024	41 348	19 864	23 446	7 844	107 525
	Effet Prix	1 253	1 346	761	3 732	231	7 730
	Effet Quantité	13 771	40 001	19 103	19 714	7 613	99 795
Distillat (Gasoil)	Prévues	18 432	8 734	678	1 180	1 405	30 429
	Réalisées	16 998	15 563	19 353	8 401	708	61 024
	Ecart	- 1 434	6 830	18 676	7 221	- 697	30 595
	Effet Prix	1 532	2 139	154	567	- 16	7 968
	Effet Quantité	- 2 966	4 691	18 521	6 654	- 680	22 627
Kérosène	Prévus	1 193	693	75	155	179	2 295
	Réalisés	2	-	-	-	-	2
	Ecart	- 1 191	- 693	- 75	- 155	- 179	- 2 293
	Effet Prix	- 81	-	-	-	-	- 279
	Effet Quantité	- 1 110	- 693	- 75	- 155	- 179	- 2 014
Gaz Naturel	Prévues	1 731	2 148	1 967	1 507	7 178	14 530
	Réalisées	1 883	2 152	1 987	1 513	-	7 535
	Ecart	152	4	20	7	- 7 178	- 6 995
	Effet Prix	152	4	20	7	-	1 596
	Effet Quantité	- 0	- 0	- 0	0	- 7 178	- 8 591
TOTAL	Prévues	65 941	70 076	61 776	66 452	75 141	339 387
	Réalisées	88 402	124 906	126 125	168 083	121 417	628 933
	Ecart	22 462	54 830	64 349	101 630	46 276	289 547
	Effet Prix	11 242	37 373	49 555	86 419	54 383	244 155
	Effet Quantité	11 220	17 456	14 793	15 211	- 8 106	45 391

\*\* Effet Prix : Ecart de prix multiplié par quantité prévue

\*\*\* Effet Quantité : Ecart de quantité multiplié par prix réalisé

## 2. Situation du Transport

Alors que la période 1999- 2004 n'avait enregistré que la réalisation du réseau de Manantali dans le cadre de l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), le réseau de transport du Sénégal a sensiblement évolué durant la période en cours, passant de 244 km en 2005 à 502 km en 2008, soit une augmentation de 105%. Cette évolution qui a permis de l'étendre au centre du pays, découle de plusieurs réalisations :

- La ligne 90 kV Tobène-Mekhé de 35,79 km de long, mise en service en 2005 ;
- La ligne 225 kV Sococim-Mbour de 46,6 km, réalisée en 2006 ;
- La ligne 225 kV Tobène-Touba-Kaolack, mise en service en 2008, sur 175 km.

En même temps, la capacité de transformation a augmenté, passant de 899 MVA à 1 427 MVA. Cet accroissement est dû aux réalisations suivantes :

- La mise en service de cinq (5) nouveaux postes Haute Tension à Kounoune, Touba, Kaolack, Mbao et Mbour ;
- L'extension du poste 90/30 kV de 80 MVA à bel air pour raccorder la nouvelle centrale ;

- la création d'un nouveau poste 30 kV à Tobène ;
- Le renforcement des postes 30 kV à bel air, Hann et cap des biches par de nouvelles cellules dont des cellules blindées pour Hann où transite une grande partie de l'électricité consommée à Dakar.

Ces investissements ont entraîné une baisse substantielle des pertes transport qui sont passées de 3,11% en 2005 à 1,65% en 2008.

Ces investissements ont permis de freiner la tendance haussière enregistrée dans le nombre d'incidents et l'énergie non distribuée associée dans les réseaux haute tension de Senelec depuis 2005.

Le nombre d'interruptions de service pour incidents est passé de 150 en 2005 à 126 en 2008. Il était de 158 et 175, respectivement en 2006 et 2007.

Pour ce qui concerne l'énergie non distribuée, elle est passée de 186 MWh à 163 MWh soit une baisse de 12%. Elle était de 209 MWh en 2006 et 890 MWh en 2007.

### 3. Situation de la Distribution

Le réseau de distribution de SENELEC est constitué de 15 sous-stations MT/MT, 7 746 km de lignes moyenne tension (30 et 6.6kV), de 6 761 km de lignes basse tension et de 3 474 postes MT/BT.

Parmi les 15 sous-stations MT/MT, cinq sont installées à Dakar, les autres sont implantées dans les régions de Thiès, Kaolack, Diourbel, Saint-Louis (Richard Toll) et Ziguinchor.

Les réseaux moyenne tension de Dakar, d'une longueur de 796 km, sont essentiellement souterrains (70%) alors que ceux des régions sont aériens à plus de 98%.

40% des 3 474 postes MT/BT sont à Dakar. Les postes MT/BT permettent d'alimenter les consommateurs en basse tension en 380/220V (tension B2) et 220/127V (tension B1). Dans le cadre des opérations de changement de tension menées par SENELEC, la tension B1 est progressivement remplacée

Le réseau de distribution a enregistré durant la période quinquennale 2005-2009, les réalisations suivantes :

- Le renforcement de la capacité de la sous-station de Ziguinchor ;
- la réalisation d'extensions des réseaux de distribution publique à Dakar, sa banlieue et dans les régions.

Il faut noter que d'importants retards sont notés dans la réalisation des investissements avec comme conséquence une surcharge des câbles et des transformateurs et une augmentation substantielle des incidents. Le nombre d'incidents sur l'ensemble des réseaux de distribution est passé de 3 829 en 2005 à 6 684 en 2008. Quant à l'énergie non distribuée associée, elle est passée de 6 049 MWh à 10 210 MWh.

La construction des nouveaux postes haute tension a permis d'améliorer la qualité de la tension de desserte dans les zones de la petite côte, à Touba et dans la région de Dakar.

Le tableau qui suit donne l'évolution du nombre d'interruptions de service suite aux incidents et l'énergie non distribuée dans les réseaux 30 kV et 6,6 kV de Dakar et des régions.

**Tableau 7 : Interruptions de service suite aux incidents et Energie non distribuée (MWh)**

	2005		2006		2007		2008	
	Nbre	END	Nbre	END	Nbre	END	Nbre	END
6,6 kV Dakar	587	720	664	1 615	2 093	2 737	1 792	2 330
30 kV Dakar	1 257	2 694	1 432	2 713	1 772	5 088	2 219	4 317
<b>Sous-total Dakar</b>	<b>1 844</b>	<b>3 414</b>	<b>2 096</b>	<b>4 328</b>	<b>3 865</b>	<b>7 825</b>	<b>4 011</b>	<b>6 647</b>
6,6 kV Région	316	264	40	55	89	129	29	54
30kV Région	1 669	2 371	1 331	2 552	2 151	4 571	2 644	3 508
<b>Sous-total Région</b>	<b>1 985</b>	<b>2 635</b>	<b>1 371</b>	<b>2 607</b>	<b>2 240</b>	<b>4 699</b>	<b>2 673</b>	<b>3 563</b>
<b>Total Sénégal</b>	<b>3 829</b>	<b>6 049</b>	<b>3 467</b>	<b>6 935</b>	<b>6 105</b>	<b>12 524</b>	<b>6 684</b>	<b>10 210</b>

## 4. Situation des Ventes

### 4.1. L'évolution des ventes

Entre 2005 et 2009, Les ventes d'électricité ont connu une évolution moyenne annuelle de 4,33% contre 7,5% par an en moyenne sur la période 1999-2004. Cette situation cache des évolutions diverses :

- la Basse Tension (BT), avec une croissance moyenne de 6,31% par an renforce sa part dans les ventes globales, qui représente 66% en 2009, alors qu'elle était de 61% en 2005 ;
- la Moyenne Tension (MT) enregistre une évolution de 4,3% par an et se stabilise à 29% des ventes globales ;
- les ventes Haute Tension (HT) qui avaient amorcé une baisse durant la période 1999-2004 avec une évolution moyenne de -1% par an, ont fortement chuté durant la période en cours avec une baisse de 10,73% en moyenne par année. Ainsi, sa part dans les ventes globales évolue de 10% en 2005 à 5% en 2009.

**Tableau 8 : Evolution des ventes**

VENTES	2005		2009		TCMA
	GWh	%	GWh	%	
Basse Tension	1 028	61%	1 313	66%	6,31%
Moyenne Tension	490	29%	580	29%	4,30%
Haute Tension	172	10%	109	5%	-10,73%
<b>TOTAL</b>	<b>1 690</b>	<b>100%</b>	<b>2 002</b>	<b>100%</b>	<b>4,33%</b>

Par rapport aux projections soumises par SENELEC au début de la période, un écart négatif de 1.220 GWh a été noté sur la période, soit -11,83% des prévisions. Cette situation provient presque exclusivement des ventes MT qui se situent à 1.195 GWh des projections.

**Tableau 9 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes**

VENTES		2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
BASSE TENSION	Prévues	975	1 073	1 159	1 247	1 343	5 798
	Réalisées	1 028	1 087	1 173	1 226	1 313	5 827
	<b>Ecart</b>	<b>53</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>- 21</b>	<b>- 30</b>	<b>29</b>
MOYENNE TENSION	Prévues	536	756	806	829	875	3 802
	Réalisées	490	503	491	542	580	2 607
	<b>Ecart</b>	<b>- 46</b>	<b>- 253</b>	<b>- 314</b>	<b>- 287</b>	<b>- 295</b>	<b>- 1 195</b>
HAUTE TENSION	Prévues	143	143	143	143	143	715
	Réalisées	172	158	122	100	109	661
	<b>Ecart</b>	<b>29</b>	<b>15</b>	<b>- 21</b>	<b>- 43</b>	<b>- 34</b>	<b>- 54</b>
VENTES GLOBALES	Prévues	1 654	1 972	2 108	2 219	2 361	10 315
	Réalisées	1 690	1 748	1 786	1 868	2 002	9 094
	<b>Ecart</b>	<b>36</b>	<b>- 225</b>	<b>- 322</b>	<b>- 351</b>	<b>- 359</b>	<b>- 1 220</b>

## 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 la SENELEC (Ventes sur la somme de la production SENELEC et des achats d'énergie) qui évolue de 77,81% en 2005 à 77,86% en 2008, avec une prévision de 79,96% en 2009

Toutefois, le rendement se situe à près de 6% en deçà des projections en 2008 ; le rendement prévu était de 83,51%.

**Tableau 10 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement**

PRODUCTION		2005	2006	2007	2008	2009
Rendement global	Prévues	80,10%	80,74%	82,59%	83,51%	84,54%
	Réalisées	77,81%	79,72%	77,46%	77,86%	79,96%
	Ecart	-2,29%	-1,02%	-5,13%	-5,65%	-4,58%

Ce retard sur le rendement implique, sur la période, 440,56 GWh que SENELEC aurait pu vendre 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 46 milliards sur la période 2005-2009.

**Tableau 11 : Impact de la baisse du rendement**

IMPACT BAISSSE RENDEMENT	2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
Manque à gagner ventes (GWh)	- 49,65	- 22,28	- 118,31	- 135,51	- 114,81	- 440,56
Prix unitaire vente (FCFA/kWh)	79,62	89,94	101,09	112,26	116,91	
Manque à gagner recettes (MFCFA)	- 3 953,26	- 2 003,44	- 11 960,23	- 15 212,91	- 13 422,22	- 46 552,05

L'impact du retard sur le rendement n'est pas compensé par l'indexation des revenus de SENELEC et des tarifs.

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 a connu une évolution moyenne de 8,66% par année, essentiellement tirée par la clientèle Basse Tension qui a augmenté de 8,67% alors que la clientèle Moyenne Tension a évolué de 4,79% par an.

**Tableau 12 : Evolution de la clientèle**

CLIENTELE	2005		2009		TCMA
	Nombre	%	Nombre	%	
Basse Tension	597 326	99,8%	832 994	99,8%	8,67%
Moyenne Tension	1 107	0,2%	1 335	0,2%	4,79%
Haute Tension	3	0,0%	3	0,0%	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>598 436</b>	<b>100,0%</b>	<b>834 332</b>	<b>100,0%</b>	<b>8,66%</b>

Avec une augmentation de la clientèle plus rapide que celle des ventes, la consommation unitaire connaît une baisse sensible sur la période. Pour la clientèle Basse Tension, la quantité d'énergie consommée par client connaît une baisse de 2,17% en moyenne par année, passant de 1,721 MWh/client en 2005 à 1,576 MWh/client en 2009. Sur la période 1999-2004 une augmentation de près de 5% par an avait été notée.

Au niveau de la Moyenne Tension, l'évolution est de -0,47% par an avec une consommation moyenne de 442,8 MWh/client en 2005 et 434,6 MWh/client prévue en 2009, contre une hausse de 2% par an sur la période précédente.

Pour la Haute Tension, la baisse de la consommation unitaire, notée sur la période 1999-2004, s'est poursuivie en évoluant de 57,4 GWh/client en 2005 à 36,4 GWh/client en 2009

## 4.4. L'évolution des revenus

L'évolution de la clientèle et les différents ajustements de tarifs ont entraîné une augmentation sensible des revenus facturés par SENELEC à la clientèle, qui sont passés de 134,583 milliards en 2005 à 209,926 milliards en 2008 ; les projections de 2009 étant de 233,520 milliards.

Ainsi, SENELEC devrait percevoir de ses clients sur la période 2005-2009, au titre de la vente d'électricité, des revenus de 915,556 milliards de FCFA, auxquels s'ajoutent 139,984 milliards de FCFA perçus du Gouvernement au titre de la compensation de revenus pour limiter les ajustements des tarifs.

**Tableau 13 : Evolution des revenus**

(en millions de FCFA)	2005	2006	2007	2008	2009 **	2005-2009
Revenus perçus des ventes	134 583	157 183	180 526	209 744	233 520	915 556
Compensations reçues	16 007	42 053	34 924	47 000	0	139 984
<b>TOTAL</b>	<b>150 590</b>	<b>199 236</b>	<b>215 450</b>	<b>256 744</b>	<b>233 520</b>	<b>1 055 540</b>

\*\* Projections

## 5. Situation de la Qualité du Service

La qualité de la fourniture d'électricité a connu une dégradation continue, en dépit des investissements notables réalisés sur la période au niveau de tous les segments du système. En effet, la demande non satisfaite (énergie non fournie) globale est passée de 29,74 GWh en 2005 à 104,27 GWh en 2008 ; la norme assignée à la SENELEC en la matière n'a jamais pu être respectée.

Cette évolution défavorable découle de la recrudescence des délestages à la suite de l'insuffisance de production, due essentiellement à l'indisponibilité des turbines à gaz de SENELEC et de la centrale de GTI, du retard dans la mise en service de Kounoune et des difficultés accrues dans l'approvisionnement en combustibles.

La demande non satisfaite suite à des incidents sur les réseaux de transport et de distribution, ont également augmenté, passant de 6,236 GWh en 2005 à 10,372 GWh en 2008. En nombre, les incidents ont évolué de 3.979 à 6.810 sur la même période, toutes tensions confondues. Cette situation est la conséquence du retard sur les investissements au niveau des réseaux de distribution.

La qualité du service commercial ne peut être appréciée, en l'absence de statistiques nécessaires pour le suivi du respect des normes commerciales (délais de branchement, conditions de facturation, etc.).

## 6. Situation des Investissements

Globalement, 130 milliards de FCFA ont été investis sur la période 2005-2008, soit une moyenne annuelle de 32,5 milliards contre 6,5 Milliards par année sur la période précédente. 83% de ces investissements, soit 109 milliards ont concerné la production, principalement la centrale C6 de Bel air et la centrale privée de Kounoune 1.

Sur l'année 2009, un investissement de 39 milliards est projeté, ce qui porte son niveau à 170 milliards de FCFA sur la période quinquennale en cours, 2005-2009, dont les 128 milliards (75%) directement réalisés par SENELEC et 42 milliards par un opérateur privé, Kounoune Power. L'investissement direct de SENELEC a concerné la production pour 67 milliards, les réseaux pour 59 milliards et l'immobilier pour près de 2 milliards.

Dans ses projections qui ont été utilisées pour déterminer la base tarifaire à rémunérer par les tarifs, SENELEC avait prévu un investissement direct de 162 milliards, dont 56 milliards pour la production, 96 milliards pour les réseaux (74 sur les réseaux de transport et 22 milliards sur les réseaux de distribution) et 10 milliards pour les autres investissements.

Ainsi SENELEC accuse un retard de près de 35 milliards, soit 21%, par rapport à ses projections d'investissement.

**Tableau 14 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements**

(Montants en millions de FCFA)	Réalizations	Projections	Ecart	
			(MFCFA)	(%)
<b>Production</b>	66.518	56.265	+10.253	+18%
<b>Réseaux</b>	59.175	95.767	-36.592	-38%
<b>Autres</b>	1.835	10.017	-8.182	-81%
<b>Total</b>	<b>127.528</b>	<b>162.049</b>	<b>-34.521</b>	<b>-21%</b>

## 7. Situation Financière

La situation financière de SENELEC est caractérisée durant la période 2005-2009 par :

- un résultat d'exploitation déficitaire sur toute la période, avec un « pic » de 23 907 millions F CFA en 2006 ;
- des pertes nettes cumulées élevées qui ont contribué à l'érosion continue des capitaux propres qui sont devenus inférieurs au niveau réglementaire minimum de 50% du capital social à la fin de l'exercice 2006 ;
- un déficit de trésorerie structurel ayant pour effets l'accumulation d'importants arriérés de règlement envers, notamment, les fournisseurs d'exploitation et l'Etat.

En 2007, face à la situation financière difficile de la société, des mesures ont été prises par l'Etat, unique actionnaire, pour la restauration des capitaux propres au niveau réglementaire requis ainsi que le rétablissement de l'équilibre financier de SENELEC. Ces opérations concernent :

- une première augmentation du capital social en numéraire pour 65 000 millions F CFA en 2007 ;
- une deuxième augmentation du capital social en numéraire pour 44 000 millions F CFA en 2008, dont 37 899 millions F CFA appelés et versés en 2008 et le reliquat à appeler en 2009.

L'analyse des charges d'exploitation et des produits d'exploitation fait ressortir les observations suivantes :

- **Charges d'exploitation**

Les charges d'exploitation ont augmenté de 18% sur la période passant de 207 785 millions F CFA en 2005 à 245 912 millions F CFA en 2009, avec une pointe de 284 733 millions de FCFA en 2008. Il est à noter que l'évolution a été plus importante au moment où de fortes fluctuations ont été notées sur le prix des produits pétroliers. Ainsi, les charges d'exploitation ont progressé de 31% entre 2005 et 2006 et de 21% entre 2007 et 2008.

L'évolution sur la période 2005-2009 des charges d'exploitation est présentée dans le tableau suivant :

**Tableau 15 : Evolution des charges d'exploitation**

Charges d'exploitation (millions FCFA)	2005	2006	2007	2008	2009 **	2005-2009
Combustibles	88 402	124 933	126 125	168 083	121 417	628 960
- SENELEC	71 404	109 370	106 772	159 682	120 710	567 938
- GTI	16 998	15 563	19 353	8 401	708	61 023
Achats d'énergie	6 454	5 909	4 564	6 997	6 692	30 616
Charges du personnel	19 106	20 912	23 067	22 779	23 090	108 954
Consommations directes	8 698	7 475	8 238	6 864	10 487	41 762
Additifs, huile, eau	2 361	3 780	13 457	6 688	4 524	30 810
Transports consommés	1 425	1 537	1 075	1 064	1 029	6 130
Services extérieurs	40 525	76 920	26 449	40 839	39 144	223 877
Charges et pertes diverses	4 373	1 397	3 661	2 477	7 309	19 217
Impôts et taxes	4 443	5 210	4 935	4 210	5 966	24 764
Redevances RTS et CRSE	243	339	928	2 319	3 801	7 630
Dotations aux amortissements	19 567	18 406	19 781	17 801	21 030	96 585
Autres charges	12 188	6 044	2 464	4 612	1 423	26 731
<b>Totaux coûts d'exploitation</b>	<b>207 785</b>	<b>272 862</b>	<b>234 744</b>	<b>284 733</b>	<b>245 912</b>	<b>1 246 036</b>

L'analyse du tableau ci-dessus permet de faire, pour les principaux postes de charge, les observations suivantes :

- les dépenses de combustible sont passées de 88 402 millions F CFA en 2005 à 121 417 millions F CFA en 2009, correspondant à un accroissement de 37%. Toutefois, l'évolution constatée ne reflète pas les différentes variations relevées durant la période. En effet, les dépenses de combustible ont augmenté de 41% entre 2005 et 2006 et de 33% entre 2007 et 2008;
- les services extérieurs d'un montant de 39 145 millions F CFA en 2009 restent quasiment stables par rapport à 2005 où ils se chiffraient à 40 525 millions F CFA. Toutefois, ils ont fortement augmenté de 90% entre 2005 et 2006 et de 54% entre 2007 et 2008 à cause de plusieurs facteurs dont notamment la hausse des frais de capacité consécutifs de la location de groupes Aggreko en 2006 ainsi que la mise en service de la centrale de Kounoune en 2008.
- les charges de personnel ont augmenté de 21% sur la période, pour atteindre 23 090 millions F CFA en 2009, alors que les effectifs de la société ont progressé de 10% entre 2005 et 2009, passant de 2 328 à 2 563 agents.
- les dotations aux amortissements ont évolué de 7% entre 2005 et 2009, passant de 19 567 à 21 030 millions FCFA ;

Ainsi, la part des différents postes de charge, par rapport aux coûts totaux d'exploitation, a fortement évolué d'une année à l'autre. Comme en atteste le tableau ci-dessous, les combustibles ont constitué la part prépondérante avec une moyenne de 50% sur la période et une pointe de 59% en 2008 suite au renchérissement des prix des produits pétroliers lorsque le cours du baril a atteint près de 150 dollars.

Les services extérieurs ont représenté en moyenne 18% des charges d'exploitation sur la période, alors que la part des charges de personnel a été de 9%.

**Tableau 16 : Répartition des charges d'exploitation**

Part / coûts d'exploitation	2005	2006	2007	2008	2009 **	2005-2009
Combustibles	42,54%	45,79%	53,73%	59,03%	49,37%	50,48%
- SENELEC	34,36%	40,08%	45,48%	56,08%	49,09%	45,58%
- GTI	8,18%	5,70%	8,24%	2,95%	0,29%	4,90%
Achats d'énergie	3,11%	2,17%	1,94%	2,46%	2,72%	2,46%
Charges du personnel	9,20%	7,66%	9,83%	8,00%	9,39%	8,74%
Consommations directes	4,19%	2,74%	3,51%	2,41%	4,26%	3,35%
Additifs, huile, eau	1,14%	1,39%	5,73%	2,35%	1,84%	2,47%
Transports consommés	0,69%	0,56%	0,46%	0,37%	0,42%	0,49%
Services extérieurs	19,50%	28,19%	11,27%	14,34%	15,92%	17,97%
Charges et pertes diverses	2,10%	0,51%	1,56%	0,87%	2,97%	1,54%
Impôts et taxes	2,14%	1,91%	2,10%	1,48%	2,43%	1,99%
Redevances RTS et CRSE	0,12%	0,12%	0,40%	0,81%	1,55%	0,61%
Dotations aux amortissements	9,42%	6,75%	8,43%	6,25%	8,55%	7,75%
Autres charges	5,87%	2,22%	1,05%	1,62%	0,58%	2,15%
<b>Totaux coûts d'exploitation</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

▪ **Produits d'exploitation**

Les produits d'exploitation se chiffrent à 242 471 millions F CFA en 2009, soit une progression de 21% par rapport à 2005. Sur la période 2005-2009, les produits d'exploitation se détaillent comme indiqué par le tableau ci-après.

**Tableau 17 : Evolution des produits d'exploitation**

Produits d'exploitation (millions de FCFA)	2005	2006	2007	2008	2009 **	2005-2009
Production vendue	134 583	157 183	180 526	209 744	233 520	915 556
Autres produits ***	39 454	58 891	12 323	13 022	8 951	132 641
Subventions d'exploitation	25 921	32 881	37 339	60 000	-	156 141
<b>Totaux produits d'exploitation</b>	<b>199 958</b>	<b>248 955</b>	<b>230 188</b>	<b>282 766</b>	<b>242 471</b>	<b>1 204 338</b>

\*\* Projections

\*\*\* Ils intègrent les travaux et services vendus, les produits accessoires et la production immobilisée

Il ressort de l'analyse de ces produits d'exploitation que :

- Les revenus tirés des ventes d'électricité connaissent une croissance globale de 74% entre 2005 et 2009, correspondant à une moyenne annuelle de 15% sur la période, alors que les ventes en volume d'énergie augmentent de 4% en moyenne par année au cours de la même période. Cette situation s'explique en partie par les différents ajustements tarifaires intervenus.
- Les autres produits évoluent de 39 454 millions de FCFA en 2005 à 8 951 millions de FCFA en 2009. Il convient de noter que la valeur de la production immobilisée des exercices 2005 et 2006 a été prise en compte dans les autres produits pour des montants respectifs de 17 705 millions F CFA et 49 877 millions F CFA.
- Les subventions d'exploitation, qui comprennent les compensations par l'Etat du manque à gagner entre le revenu maximum autorisé et le revenu perçu par SENELEC, ont augmenté de 131% entre 2005 et 2008, aucune subvention d'exploitation n'est prévue en 2009. Il y a lieu de noter que le montant de la subvention comptabilisée en 2008 correspond au montant arrêté pour la compensation 2008 de 47 000 millions FCFA et à des régularisations comptables de 13 000 millions F CFA.

Ainsi, comme le montre le tableau ci-après, la part des revenus tirés de la vente d'électricité passe de 67% des produits d'exploitation en 2005 à 96% en 2009, du fait de l'absence de subvention d'exploitation en 2009. Les autres produits évoluent de 20% des produits d'exploitation en 2005 à 4% en 2009, alors que les subventions d'exploitation qui représentaient 13% des produits d'exploitation en 2005 atteignent 21% en 2008 avant de s'annuler en 2009.

**Tableau 18 : Répartition des produits d'exploitation**

Part / produits d'exploitation	2005	2006	2007	2008	2009 **	2005-2009
Production vendue	67,31%	63,14%	78,43%	74,18%	96,31%	76,02%
Autres produits ***	19,73%	23,66%	5,35%	4,61%	3,69%	11,01%
Subventions d'exploitation	12,96%	13,21%	16,22%	21,22%	0,00%	12,96%
<b>Totaux produits d'exploitation</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

\*\* Projections

\*\*\* Ils intègrent les travaux et services vendus, les produits accessoires et la production immobilisée

## 8. Appréciation de SENELEC 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 du quinquennat 2005-2009 marqué par le retard d'investissements au niveau de la production et la flambée des cours mondiaux des produits pétroliers.

SENELEC analyse par la suite l'application de la formule durant la période 2005-2009, avant de faire, pour la nouvelle formule, des suggestions dont les suivantes concernent directement les conditions tarifaires :

- Prévoir la possibilité de prendre en compte les charges additionnelles exceptionnelles au cours de la période (locations de groupes, redevance CRSE et patente GTI, etc.) ;
- Prévoir la possibilité d'ajuster les paramètres de la formule en cas d'évolution exceptionnelle (modification du plan de production, programme d'investissement, etc.) ;
- Déclencher les révisions exceptionnelles dès que l'indice composite d'inflation atteint +/-15% au lieu de +/-30% actuellement ;
- Prévoir un facteur bonus en cas de dépassement des normes et obligations définies ;
- Considérer les ventes aux concessionnaires d'électrification rurale dans la stratification des ventes d'énergie comme une autre catégorie de ventes MT ;
- Corriger les distorsions entre les revenus requis et ceux issus de la formule résultant du choix de ventes moyennes de la période comme ventes de référence ;
- Mieux rémunérer la base tarifaire en augmentant le taux de rémunération des fonds propres et en prenant en compte le besoin de fonds de roulement ;
- Prendre en compte dans la correction du revenu, les conséquences liées éventuellement à la loi à promulguer sur les énergies nouvelles et renouvelables qui viendrait obliger Senelec à acheter l'énergie de ces IPP particuliers.

# SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2005-2009

Pour la période quinquennale 2005-2009, le Ministre chargé de l'énergie avait fixé à la 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 si ces normes ne sont pas respectées.

## 1. Suivi des normes

Les normes contractuelles pour la période 2005-2009 concernent :

- ❖ Les Normes relatives aux clients finaux ;
  - Normes d'approbation ;
  - Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)
  - Normes liées à la vérification des compteurs ;
  - Normes liées aux relations avec la clientèle ;
  - Normes de branchement basse tension
  - Normes de qualité de courant
  - Normes liées aux relations commerciales
    - Normes de facturation
    - Normes de préavis d'interruption programmée du service
    - Normes de vérification des compteurs
- ❖ Les Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale
  - Normes d'approbation
  - Normes de sécurité et de disponibilité
  - Normes de qualité de courant
  - Les Normes liées aux relations commerciales
    - Normes de facturation
    - Normes de préavis d'interruption programmée du service
    - Normes de vérification des compteurs

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 de branchement 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 paiement des frais de premier établissement et de réception des informations demandées. Par la suite, SENELEC doit fournir le branchement dans un délai de cinq (5) jours ouvrables en milieu urbain et de dix (10) jours ouvrables en milieu rural.

A défaut, SENELEC doit verser à l'utilisateur concerné, pour chaque jour ouvrable de retard, une pénalité dont le montant est limité au double des coûts de 1er établissement.

Sur la période 2005-2008, le délai de visite n'a pas été respecté pour 70.262 demandes en milieu urbain et 109.230 demandes en milieu rural. Pour le délai de branchement, SENELEC a dépassé le délai fixé pour 128.941 demandes en milieu urbain et 5.533 demandes en milieu rural.

**Tableau 19 : Suivi des normes de branchement Basse Tension**

<b>En milieu urbain</b>	2005	2006	2007	2008	2005-2008
Nombre moyen de jours pour rendre visite à une personne ayant fait une demande de branchement	-	7,10	6,30	6,60	
Nombre de visites ayant pris plus de 5 jours	2 700	19 914	25 265	22 383	<b>70 262</b>
Nombre moyen de jours pour fournir un branchement	-	14,00	10,40	10,80	
Nombre de branchements ayant pris plus de 5 jours	15 031	38 268	43 190	32 452	<b>128 941</b>

<b>En milieu rural</b>	2005	2006	2007	2008	2005-2008
Nombre moyen de jours pour rendre visite à une personne ayant fait une demande de branchement	-	-	-	-	
Nombre de visites ayant pris plus de 5 jours	1 371	36 314	34 243	37 302	<b>109 230</b>
Nombre moyen de jours pour fournir un branchement	-	-	-	-	
Nombre de branchements ayant pris plus de 10 jours	617	2 061	1 222	1 633	<b>5 533</b>

### **1.2 - Normes de sécurité et de disponibilité (ENF)**

SENELEC a l'obligation de satisfaire la demande des clients en limitant la quantité non satisfaite (Energie non fournie) à un certain pourcentage de ses ventes, fixé à 0,5% des ventes pour les années 2005 et 2006, à 0,4% pour 2007 et à 0,3% pour la période 2008-2009. A défaut, il lui est appliqué une pénalité 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 2005-2008, comme le montre le tableau ci-après, une pénalité de 13,641 milliards a été appliquée à SENELEC et retournée aux clients par le biais des tarifs. En 2009, une pénalité maximale de 4,670 milliards pourrait être infligée si la norme de 5,99 GWh de

demande non satisfaite n'est pas respectée. Ces pénalités viendraient alors en déduction des revenus autorisés à SENELEC en 2010.

**Tableau 20 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité**

	2005	2006	2007	2008	2009	2005-2008
Norme ENF(GWh)	8,45	8,71	6,94	5,60	5,99	29,70
ENF réalisée (GWh)	30,43	86,70	58,26	104,30		279,69
Pénalités supportées (MFCFA)	2 692	3 144	3 611	4 195	Max 4670 **	13 641
Pénalité unitaire (FCFA/kWh)	88,45	36,26	61,97	40,22		48,77

\*\* Sur la base de 2% du chiffre d'affaires de l'année (233 520)

### 1.3 - Normes de facturation

Suite au raccordement d'un nouveau client, SENELEC a l'obligation de lui transmettre sa première facture dans un délai de trois(3) mois. A défaut, une pénalité de 5000 FCFA doit être versée au client concerné.

Globalement cette norme a été respectée puisque le nombre moyen de jours pour émettre une première facture a été limitée à 67 jours. Toutefois, le délai de 3 mois a été dépassé pour 4.994 usagers sur la période 2005-2008.

**Tableau 21 : Suivi des normes de facturation**

	2005	2006	2007	2008	2005-2008
Nombre moyen de jours pour émettre une première facture (non estimée)	-	67,20	67,00	66,40	
Nombre de premières factures (non estimées) émises après 3 mois	915	1 304	1 335	1 440	4 994

## 2. Suivi des obligations d'électrification

L'objectif du Gouvernement était de porter la contribution de SENELEC au taux d'électrification du pays de 35% en 2004 à 41% en 2009. Cela devait se traduire par le raccordement, durant cette période, de 146.502 nouveaux abonnés domestiques (115.217 en zone urbaine et 31.286 en zone rurale).

### Zones urbaines

SENELEC prévoit pour 2009 un taux de réalisation de ses obligations d'électrification dans les zones urbaines à 114%. Déjà en 2008 les objectifs sont globalement atteints ; seule la commune de Ziguinchor accuse un léger retard par rapport à l'objectif. Ainsi, le taux d'électrification en milieu urbain, sur la base du nombre de ménages projeté lors de la fixation de ces obligations, devrait atteindre 91% à la fin de l'année 2009.

Pour quatre communes (Thiès, Tivaouane, Louga et Saint Louis), le taux d'électrification est supérieur à 100%. Cette situation pourrait découler de problèmes liés au nouveau découpage administratif ou à l'existence de plusieurs compteurs dans certains ménages.

**Tableau 22 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain**

Communes	Objectifs 2009			Projections 2009		
	Nbre ménages	T.Electrif.	Nbre clients	Nbre clients	Taux réal.	T.électrif.
Dakar et Banlieue	343 751	85%	292 188	330 445	113%	96%
Thiès	31 289	91%	28 473	31 856	112%	102%
Tivaouane	5 047	100%	5 047	6 214	123%	123%
Mbour	20 864	75%	15 648	16 042	103%	77%
Fatick	3 631	75%	2 723	2 862	105%	79%
Kolda	7 713	65%	5 014	5 381	107%	70%
Tamba	11 207	65%	7 284	7 787	107%	69%
Kaolack	23 119	86%	19 883	21 499	108%	93%
Diourbel	11 314	75%	8 486	9 255	109%	82%
Mbacké	6 361	83%	5 279	6 233	118%	98%
Louga	8 045	95%	7 828	10 368	132%	129%
Saint-Louis	18 906	97%	18 338	21 925	120%	116%
Matam	1 568	75%	1 176	1 359	116%	87%
Ziguinchor	26 334	60%	15 801	15 263	97%	58%
Autres communes	85 398	60%	51 239	64 620	126%	76%
<b>TOTAL</b>	<b>604 547</b>	<b>80%</b>	<b>484 407</b>	<b>551 109</b>	<b>114%</b>	<b>91%</b>

**Zones rurales**

Pour les localités rurales également, l'objectif d'électrification fixé à SENELEC est largement dépassé, avec un taux de réalisation de 133% attendu à la fin de l'année 2009 ; ce qui permettra de porter la participation de SENELEC au taux d'électrification rurale à 16% sur la base du découpage administratif au moment de la fixation des obligations (2004). Toutefois, si les objectifs sont atteints pour les localités rurales de toutes les régions, des contrastes sont notées pour le taux d'électrification avec les régions de Fatick, Kolda, Tambacounda et Kaolack qui n'atteignent pas les 10%.

**Tableau 23 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural**

Régions	Objectifs 2009			Projections 2009		
	Nbre ménages	T.Electrif.	Nbre clients	Nbre clients	Taux réal.	T.électrif.
Ziguinchor	40 259	17%	6 849	9 536	139%	24%
Matam		4%	1 800		119%	16%
				9 368		
				4 309		
			7 845			
		13%			239%	10%
<b>TOTAL</b>	<b>59 027</b>		<b>789 341</b>			<b>10%</b>

# CONDITIONS TARIFAIRES ACTUELLES

## 1. Présentation

En définissant les conditions tarifaires actuellement en vigueur, la Commission a fixé le revenu à percevoir par SENELEC durant la période 2005-2009 à 931,285 milliards, aux conditions économiques prévues sur la période correspondant à 828,665 milliards de FCFA de 2004, pour 10.315 GWh de ventes prévues, soit un tarif plafond de 80,34 FCFA/kWh aux conditions économiques de référence.

Sur cette base, le revenu maximum autorisé au cours d'une année a été fixé à 165,733 en FCFA de 2004, pour 2.063 GWh de ventes. Ce revenu devait être indexé périodiquement, avec une formule de contrôle des revenus, tenant compte de l'inflation constatée durant les douze mois précédant la date d'indexation et de l'évolution de la demande par rapport aux ventes de référence.

L'indexation qui était trimestrielle durant la période 2005-2006, a été ramenée à un pas mensuel sur la période 2007-2009. Les ajustements de tarifs sont autorisés sur la base du revenu maximum autorisé indexé aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> janvier, du 1<sup>er</sup> avril, du 1<sup>er</sup> juillet et du 1<sup>er</sup> octobre. Pour les trois dernières indexations, l'ajustement est autorisé quand l'évolution induite est supérieure à 3% (en plus ou en moins).

Ainsi, la SENELEC peut demander un ajustement des ses tarifs à condition qu'en fixant ses tarifs de vente, elle ne dépasse pas un prix plafond découlant du montant maximum de revenus ( $MR_t$ ) résultant de l'application de la formule de contrôle des revenus définie par la Décision de la CRSE n° 2005-02 du 10 août 2005 modifiée par la Décision n°2007-01 du 31 janvier 2007 et la Décision n°2008-01 du 13 juin 2008, de la manière suivante :

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

Ce montant  $MR_t$  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  $K_t - P_{t-1} + RI_t$ .

### 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 la SENELEC contre l'évolution de son environnement qu'elle ne peut influencer. Les risques sont ainsi répartis entre les consommateurs qui n'absorbent que les surcoûts créés par des événements sur lesquels SENELEC n'a pas d'influence et l'entreprise qui supporte les surcoûts résiduels.

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

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

où

$A_0$  est le montant du revenu requis à l'année t, aux conditions économiques de 2004, pour les ventes de référence, fixé à 165.733.000.000 FCFA ;

et

$B_t^0$  est le montant du revenu requis l'année t sans économie d'échelle, aux conditions économiques de 2004, pour les ventes prévues, 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

$B_0(BT)$  : Revenu requis aux conditions économiques de 2004 pour les ventes de référence en Basse Tension, fixé à 99.250.000.000 FCFA ;

$B_0(MT)$  : Revenu requis aux conditions économiques de 2004 pour les ventes de référence en Moyenne Tension, fixé à 58.310.000.000 FCFA ;

$B_0(HT)$  : Revenu requis aux conditions économiques de 2004 pour les ventes de référence en Haute Tension, fixé à 8.173.000.000 FCFA ;

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

$D_0(BT)$  : Ventes de référence en Basse Tension, fixée à 1.160 GWh ;

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

$D_0(MT)$  : Ventes de référence en Moyenne Tension, fixée à 760 GWh ;

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

$D_0(HT)$  : Ventes de référence en Haute Tension, fixée à 143 GWh.

Les éléments fixe ( $A_t$ ) et variable ( $B_t$ ) sont pondérés par le facteur  $\theta$  qui reflète la part de variation des ventes de SENELEC par rapport aux ventes de référence, en raison des économies d'échelle et/ou des coûts irréversibles.

La structure de coûts projetés par SENELEC faisant ressortir que ses coûts augmentaient de 79% quand les ventes augmentaient de 100%, le facteur d'économie d'échelle a été fixé à 0,79 pour la période 2005-2009

L'index d'inflation ( $\Pi_t$ ) appliqué aux éléments A et B est égal à l'indice composite de l'inflation ( $CI_t$ ) sur les douze mois précédant la date d'indexation, déterminé selon la formule suivante :

$$CI_t = \left( \alpha * IHPC_t + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{TC_o} + \gamma * IPF_t \right)$$

avec

**IHPC<sub>t</sub>** : 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 précédant la date d'indexation, recalibrée pour être égale à 1,0000 en 2004;

**IPC<sub>t</sub>** : 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 précédant la date d'indexation, recalibrée pour être égale à 1,0000 en 2004 ;

**TC<sub>t</sub>** : 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 précédant la date d'indexation ;

**TC<sub>0</sub>** : La parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO durant l'année 2004, à savoir 655,957 ;

**IPF<sub>t</sub>** : Indice d'inflation des combustibles, déterminé par la formule suivante :

$$IPF_t = a * IFO_t + b * IDO_t$$

avec

**IFO<sub>t</sub>** : Moyenne arithmétique, au dix millième 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'énergie durant les douze mois précédant la date d'indexation, recalibrée pour être égale à 1,0000 en 2004 ;

**IDO<sub>t</sub>** : Moyenne arithmétique, au dix millième près, du prix du diesel oil, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'énergie durant les douze mois précédant la date d'indexation, recalibrée pour être égale à 1,0000 en 2004 ;

**a** : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380, fixé à 0,77 sur la période 2005-2006 et à 0,84 sur la période 2007-2009 ;

**b** : Facteur de pondération de l'inflation sur le diesel oil, fixé à 0,23 durant la période 2005-2006 et à 0,16 sur la période 2007-2009 ;

**α** : Facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à 0,31 sur la période 2005-2006 et à 0,25 sur la période 2007-2009 ;

**β** : Facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à 0,35 sur la période 2005-2006 et à 0,28 sur la période 2007-2009 ;

**γ** : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible, fixé à 0,34 sur la période 2005-2006 et à 0,47 sur la période 2007-2009 ;

## **Partie Redevances**

Elle est constituée par :

- La redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (**RTS<sub>t</sub>**) ;
- La redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (**RR<sub>t</sub>**).

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 la SENELEC pour manquement durant l'année précédente, aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie);
- Un facteur de correction ( $K_t$ ) de la différence entre les revenus perçus par la 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. Il est défini selon la formule suivante :

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

dans laquelle

$I_{t-1}$  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 et d'une marge de deux pour cent (2%).

Ce facteur est important pour corriger la différence entre les revenus effectivement perçus et les revenus autorisés, les tarifs étant déterminés à l'avance.

- Un facteur de correction ( $RI_t$ ) égal à zéro la première année et dont le montant pouvait varier à l'issue d'une révision intérimaire de la formule de contrôle de revenus.

## **2. Application**

Durant la période 2005-2009, une forte inflation a été notée par rapport aux conditions économiques de référence, surtout sur les prix des produits pétroliers pour lesquels le Fuel lourd (combustible principal de SENELEC) a connu une augmentation de prix de 181% en 2008 et le diesel oil de 127%. Le tableau ci-après résume les différents indices d'inflation utilisés pour indexer les tarifs de référence.

**Tableau 24 : Evolution de l'inflation**

Année	2005	2006	2007	2008	2009**
Inflation locale	1,0103	1,0352	1,0940	1,1097	1,1651
Inflation étrangère	1,0136	1,0339	1,0482	1,0551	1,0801
Fuel Oil 380 (FCFA/tonne) ****	134 336	187 165	219 196	275 215	228 318
	37%	91%	124%	181%	133%
Diesel Oil (FCFA/tonne) ****	291 209	359 692	384 164	493 909	383 676
	34%	65%	77%	127%	76%

\*\* Aux conditions économiques du 1er septembre

\*\*\*\* Les taux représentent l'évolution des prix par rapport à ceux de 2004

Sur cette base, SENELEC a demandé plusieurs ajustements de ses tarifs sur la période quinquennale, dont seuls six (6) ont été autorisés (5 ajustements à la hausse et 1 ajustement à la baisse) :

- + 10% en moyenne à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2005 ;
- +15% en moyenne à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2006 ;
- +6% en moyenne à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2007 ;
- +17% en moyenne à compter du 1<sup>er</sup> août 2008 ;
- -12% uniforme à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 ;
- +8% uniforme à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009.

Par ailleurs, suite à l'accord sur l'élargissement de la 1<sup>ère</sup> tranche de consommation pour les clients Usage Domestique Petite Puissance (UDPP) de 50 kWh à 150 kWh par mois, SENELEC a été autorisé à ajuster les tarifs des 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> tranches de ces clients, de +3% à compter du 1<sup>er</sup> août pour compenser le manque à gagner découlant de la mesure.

Au total, les conditions tarifaires actuelles autorisent à SENELEC, sur la base de l'inflation constatée jusqu'aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> septembre 2009, un revenu maximum de 1.141,275 milliards de FCFA sur la période 2005-2009, pour les 9.089 GWh de ventes projetées, soit un prix moyen plafond de 125,36 FCFA/kWh.

Cependant, des pénalités cumulées d'un montant de 16,128 milliards ont été déduites de ce revenu maximum autorisé, au titre des manquements de SENELEC à la norme de sécurité et de disponibilité (demande non satisfaite suite aux délestages et incidents).

Le Gouvernement a également versé à SENELEC une compensation de revenus de 139,984 milliards sur la période pour limiter les ajustements des tarifs devant découler de l'inflation constatée.

Par ailleurs, SENELEC a renoncé à 39,829 milliards de revenus en 2008, correspondant à la différence entre le revenu maximum autorisé et le revenu perçu à partir des tarifs et de la compensation. De ce fait, ce manque à gagner n'a pas été ajouté au revenu autorisé de 2009 en guise de correction comme prévu par les conditions tarifaires actuelles.

Sur l'année 2009, une différence de revenus de 27,694 milliards est notée avec les niveaux d'ajustements de tarifs demandés par SENELEC

En conséquence, le revenu global à percevoir par SENELEC auprès de sa clientèle sur la période 2005-2009, est estimé à 915,556 milliards de FCFA pour les 9.089 GWh de vente, soit un prix moyen de 100,73 FCFA/kWh.

L'évolution de ces revenus et pénalité est résumé par le tableau ci-après.

**Tableau 25 : Evolution des revenus autorisés et perçus**

Année	2005	2006	2007	2008	2009**	2005-2009
Ventes d'électricité (GWh)	1 690	1 748	1 786	1 868	1 998	<b>9 089</b>
Revenu maximum autorisé (millions de FCFA) ***	155 280	192 484	231 032	297 071	265 409	<b>1 141 275</b>
Prix moyen de l'électricité maximum autorisé (FCFA/kWh) ***	91,87	110,14	129,37	159,01	132,87	<b>125,56</b>
Pénalités appliquées (millions de FCFA)	2 487	2 692	3 144	3 611	4 195	<b>16 128</b>
Compensations versées par l'Etat (millions de FCFA)	16 007	42 053	34 924	47 000	0	<b>139 984</b>
Renonciation SENELEC (MFCFA)				39 829		<b>39 829</b>
Déficit de revenus à corriger (MFCFA)					27 694	<b>27 694</b>
Revenus perçus avec les tarifs (millions de FCFA)	134 583	157 183	180 526	209 744	233 520	<b>915 556</b>
Prix moyen de l'électricité appliqué (FCFA/kWh)	79,62	89,94	101,09	112,26	116,91	<b>100,73</b>

\*\* Aux conditions économiques du 1er septembre

\*\*\* Avant pénalités et correction des revenus de l'année antérieure

### 3. Réflexions sur la formule de contrôle des revenus

Durant la période initiale 1999-2004, deux problèmes majeurs ont été notés en ce qui concerne la formule de contrôle des revenus ou formule d'indexation. Le premier portait sur l'inadéquation de la périodicité d'ajustement des tarifs de l'électricité (une fois par année) par rapport à celle de la fixation des prix des produits pétroliers (toutes les quatre semaines), dans un contexte de forte volatilité de ces prix. Le second était relatif à l'absence de prise en compte de la structure réelle des ventes (Basse Tension, Moyenne Tension, Haute Tension) par rapport aux ventes de référence, alors que leurs tarifs sont différents.

Des corrections ont été apportées, pour les conditions tarifaires actuelles, à la périodicité d'indexation des revenus qui a été ramenée à trois mois, puis à un mois et à la période d'ajustement des tarifs à trois mois. De plus, une révision exceptionnelle de la formule de contrôle des revenus est prévue dans le cas d'une forte inflation (plus de 30%) sur une longue période (12 mois), afin de corriger les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation qui deviennent alors inadaptés.

Sur la période en cours, 2005-2009, d'autres interrogations ont été soulevées, dont certaines par SENELEC dans son appréciation de la formule. Il s'agit principalement :

1. de la fixation d'un tarif de référence unique utilisé sur toute la période, sur la base d'un revenu et des ventes annuels considérés comme des moyennes obtenues en divisant les montants globaux sur la période par cinq (5). Cette option visait à répartir les effets des nouveaux investissements sur toute la période et éviter les changements brusques des tarifs liés à la mise en service d'une nouvelle unité de production. Elle a comme conséquence que pour les trois premières années de la période, le revenu autorisé par les conditions tarifaires est inférieur au revenu requis

pour couvrir totalement les charges et rémunérer la base tarifaire. Sur les deux dernières années, la situation est inversée pour équilibrer le système sur la période. Avec l'augmentation brusque des prix des produits pétroliers et la révision exceptionnelle de la formule de contrôle des revenus qui en a suivi, l'écart entre ces revenus s'est fortement amplifié

2. de l'indice d'inflation utilisée pour l'indexation des revenus, déterminé en considérant la moyenne de l'inflation constatée sur les douze mois précédant la date d'indexation ; ceci dans le but d'éviter les évolutions erratiques des tarifs de l'électricité sur la base du marché du pétrole. Cette option a été à l'origine de l'incompréhension des consommateurs qui voient les prix des produits pétroliers baisser sans que cela ne soit répercuté sur les tarifs de l'électricité à cause de l'effet des prix des mois antérieurs. De même, des fortes tensions de trésorerie sont constatées pour SENELEC quand les prix du pétrole augmentent brusquement et qu'il faut attendre plusieurs mois pour que son effet soit sensible sur les tarifs.
3. du biais induit par l'indice composite d'inflation égal à la moyenne pondérée des inflations sectorielles (locale, étrangère et combustibles) avec des facteurs de pondération calculés sur la base de la répartition par groupes homogènes des dépenses prévues aux conditions économiques de référence. A partir d'un certain niveau d'inflation, les facteurs de pondération ne reflètent plus la répartition réelle des charges de l'entreprise et l'inflation composite qui en découle (qui sert à indexer les revenus de SENELEC) s'éloigne de l'inflation réellement subie par l'entreprise. Pour y remédier, une révision exceptionnelle est prévue en cours de période, mais à la pratique, celle-ci a montré quelques limites que certains lient au seuil de déclenchement (niveau d'inflation et durée) et à l'absence de prise en compte l'évolution du programme d'investissement et du schéma d'exploitation.
4. du facteur d'économie d'échelle ( $\theta$ ) souvent critiqué par SENELEC et certains partenaires. Ce facteur représente le rapport entre le taux de progression des dépenses globales sur la période et le taux de progression des ventes. Il vise à neutraliser le risque sur la demande et a été fixé à 0,79 à partir des projections soumises par SENELEC. Ainsi une augmentation ou une baisse des ventes par rapport aux ventes de référence annuelles (2.063 GWh) n'aura d'impact que sur 79% des revenus de référence, les 21% n'évoluant que par rapport à l'inflation ; ceci pour garantir à l'entreprise ses charges irréversibles et faire bénéficier à la clientèle les économies d'échelle découlant d'un niveau de demande supérieur à la référence. En dépit des critiques, ce facteur a été favorable à SENELEC sur la période quinquennale puisque les ventes réelles sont restées inférieures aux ventes de référence sur toute la période. Si le facteur était égal à 1, SENELEC aurait été autorisé à percevoir 26,794 milliards de moins sur la période 2005-2009 qu'avec le facteur d'économie d'échelle fixé à 0,79.

**Tableau 26 : Impact du facteur d'économie d'échelle**

		2005	2006	2007	2008	2009 **	2005-2009
Ventes (GWh)		1 690	1 748	1 786	1 868	1 998	9 089
Revenu autorisé *** (MFCFA)	$\theta = 0,79$	155 280	192 484	231 032	297 071	265 409	1 141 275
	$\theta = 1$	148 434	185 617	224 367	291 682	264 381	1 114 481
	<b>Ecart</b>	<b>-6 846</b>	<b>-6 867</b>	<b>-6 665</b>	<b>-5 389</b>	<b>-1 028</b>	<b>-26 794</b>

\*\* Aux conditions économiques du 1er septembre

\*\*\* Hors pénalités et corrections

# NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS 2010-2014

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 l'objectif d'électrification de 75% en 2012 (50% dans les zones rurales et 95% dans les zones urbaines) visé par la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) de février 2007

Par ailleurs, il a maintenu pour la période 2010-2014, les normes de service et les incitations contractuelles qui en découlent à leur niveau actuel. De nouvelles normes relatives aux points de ventes des cartes à prépaiement ont été introduites.

## 1. Obligations d'électrification

La contribution de SENELEC au taux d'électrification du pays est fixée à 61% en 2012 et 62% en 2014, correspondant à 256 635 nouveaux abonnés domestiques à raccorder sur la période 2010-2014 : 160 882 dans les localités urbaines et 95 753 nouveaux abonnés dans les localités rurales.

### 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 27 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu urbain**

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2009**	Nombre de clients UD cible en 2012	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012	Nombre de clients UD cible en 2014	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014
Dakar	330 801	364 550	33 749	384 557	53 756
Thiès	71 878	91 805	19 927	96 496	24 618
Fatick	8 144	11 036	2 892	12 073	3 929
Kolda	7 396	13 121	5 725	14 789	7 393
Sédhiou	2 408	5 229	2 821	5 721	3 313
Tambacounda	10 284	16 089	5 805	17 927	7 642
Kédougou	1 648	3 035	1 387	3 391	1 743
Kaolack	26 379	29 839	3 460	31 480	5 101
Kaffrine	2 309	5 991	3 682	6 731	4 423
Diourbel	17 823	21 576	3 753	23 996	6 173
Louga	15 592	17 355	1 763	18 319	2 727
Saint louis	32 016	48 009	15 993	52 332	20 316
Matam	5 345	9 027	3 682	10 054	4 709
Ziguinchor	19 084	30 918	11 834	34 124	15 039
<b>SENEGAL</b>	<b>551 108</b>	<b>667 580</b>	<b>116 471</b>	<b>711 990</b>	<b>160 882</b>

## 1.2. Zones rurales

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

**Tableau 28 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural**

Zones rurales des régions	Nombre de clients UD en 2009**	Nombre de clients UD cible en 2012	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012	Nombre de clients UD cible en 2014	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014
Thiès	20 717	26 981	6 264	32 395	11 679
Fatick	6 541	9 813	3 272	14 092	7 551
Kolda	1 825	7 053	5 228	9 461	7 637
Sédhiou	2 342	4 376	2 034	5 319	2 978
Tambacounda	4 345	7 364	3 019	9 844	5 498
Kédougou	200	1 687	1 488	2 192	1 992
Kaolack	4 394	7 784	3 390	9 480	5 086
Kaffrine	3 194	7 093	3 899	9 726	6 532
Diourbel	46 783	58 917	12 134	65 876	19 094
Louga	11 255	15 787	4 531	19 801	8 545
Saint louis	9 368	13 501	4 134	17 806	8 438
Matam	9 536	12 777	3 242	15 712	6 176
Ziguinchor	4 309	6 613	2 305	8 856	4 548
<b>SENEGAL</b>	<b>124 807</b>	<b>179 747</b>	<b>54 940</b>	<b>220 561</b>	<b>95 753</b>

## 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

	Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles*
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	10	5 723 FCFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	5 723 FCFA par jour de retard

\*Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009

### 2.1.2 - NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)

	<i>Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)</i>	<i>Incitations contractuelles *</i>
2010	0,3%	1 229 FCFA/kWh
2011	0,3%	
2012	0,3%	
2013	0,3%	
2014	0,3%	

\* Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

### 2.1.3 - NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE

	<i>Normes (jours ouvrables)</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	5 723 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 VERIFICATION DES COMPTEURS

	<i>Normes</i>		<i>Incitations contractuelles* (F CFA)</i>
	<i>Milieu urbain</i>	<i>Milieu rural</i>	
<i>Prise de rendez vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**</i>	10	15	6 144

\* Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009

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

## 2.1.5 - NORMES SUR LES COMPTEURS A PREPAIEMENT

### 2.1.5 1 - Distance d'un point de vente par rapport à un abonné

			<i>Normes</i> (rayon en km par rapport à un abonné)
<i>Lieu de ventes des cartes à prépaiement</i>	Milieu urbain	2010	5
		2011	5
		2012	5
		2013	2
		2014	2
	Milieu rural	2010	10
		2011	10
		2012	10
		2013	5
		2014	5

### 2.1.5 2 - Nombre d'abonnés par point de vente

			<i>Normes</i> (Nombre d'abonnés)
<i>Un point de vente des cartes à paiement</i>	Milieu urbain	2010	1 000
		2011	1 000
		2012	1 000
		2013	500
		2014	500
	Milieu rural	2010	2 000
		2011	2 000
		2012	2 000
		2013	1 000
		2014	1 000

### 2.1.5 3 - Jours et heures d'ouverture des points de vente

		<i>Normes</i> (jours et heures ouvrables)
<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
	Milieu rural	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures

## 2.1.6 - NORMES DE QUALITE DU COURANT

SENELEC doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		<i>Normes</i>
<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.

		Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles* (F CFA)
Fournir des explications sans effectuer de visite**	Milieu urbain	5	6 144 FCFA
	Milieu rural	7	
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai**	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	7	

\* Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009

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

## 2.1.7 - NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION

### 2.1.7.1 - Sans modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles*
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		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
Travaux de branchement**	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	10	
Déplacement de compteur**	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.

### 2.1.7.2 - Avec modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles*
Réponse à une demande de branchement**	Milieu urbain	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Milieu rural	15	
Travaux de branchements**	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

	Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles
Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

## 2.2.2 - 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.

	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
<i>Fournir une explication au concessionnaire</i>	7 jours ouvrables	5.723 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.
<i>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</i>	10 jours ouvrables	5.723 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.
<i>Apporter une solution</i>	90 jours	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 SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)

	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
<i>Durée de défaillance au cours d'un mois</i>	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.
<i>Nombre de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</i>	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.

**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 LIEES AUX RELATIONS COMMERCIALES**

### **2.2.4.1 - NORMES DE FACTURATION**

	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles*</i>
<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.

### **2.2.4.2 - NORMES DE PREAVIS D'INTERRUPTION PROGRAMMEE DU SERVICE**

	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
<i>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</i>	15 jours	5.000 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

### **2.2.4.3 - NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS**

	<i>Normes</i>	<i>Incitations contractuelles</i>
<i>Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*</i>	10 jours ouvrables	10.000 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, actuellement 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 et de son cahier de charges annexés ;
- des Décisions de la Commission relatives aux conditions tarifaires de SENELEC, notamment les Décisions n° 2005-02 du 10 août 2005, n°2007-01 du 31 janvier 2007 et n°2008-01 du 13 juin 2008.

Les nouvelles conditions tarifaires devront permettre à SENELEC de couvrir ses charges d'exploitation projetées, incluant les droits 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 la SENELEC consistera, dans un premier, à déterminer un profil de revenus et de prix plafonds pour la période 2010-2014, 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 au mieux sur ce profil de tarifs de référence, l'impact des fluctuations de l'environnement économique que pourrait subir la 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 la SENELEC sur la période 2010-2014 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 :

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

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 ;
- K<sub>i</sub>* : 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 la SENELEC sur la période 2010-2014 aux conditions économiques de référence (en FCFA de 2009) et aux niveaux de ventes prévues. Ce profil de prix plafonds de référence sera linéaire si l'option de lissage adoptée pour la période en cours est reconduite. Dans le cas contraire, des prix de référence annuels seront obtenus 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 2010-2014 sera déterminée à partir de la base tarifaire à la fin de l'année 2009 et des projections de dépenses d'investissement et des amortissements sur la période.

La base tarifaire à la fin de l'année 2009 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 la SENELEC sur la période 1999-2009, 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 2010-2014 sera considéré égal au coût réel du capital avant impôt sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de la 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 2010-2014 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<sub>s</sub>* : taux d'imposition des intérêts sur la période 2010-2014 ;
- T<sub>c</sub>* : Taux d'imposition des bénéfices des entreprises sur la période 2010-2014 ;
- g* : ratio dette / capital, fixé à 45% ;
- R<sub>d</sub>* : Coût estimé de la dette après impôts ;
- R<sub>e</sub>* : Coût estimé des fonds propres.

Le coût des fonds propres (*R<sub>e</sub>*) 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 2010-2014. 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 2010-2014. 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 ensuite 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 la SENELEC sur la période 2010-2014.

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 la 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 2010-2014. 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 la 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 la SENELEC sur la période 2010-2014 rapporté au taux d'évolution des ventes sur la même période, doit être définie. A défaut, un mécanisme devra être défini pour répercuter aux usagers les économies d'échelle découlant d'un accroissement plus rapide des ventes par rapport au niveau de référence prévu par les projections. 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 2010-2014 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 2005-2009 ; ceci conformément à la loi. Les entreprises retenues pour cette estimation seront celles régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de la SENELEC.

# ANNEXES

# **1. Annexe 1 : Calendrier révisé (version du 19 octobre 2009)**

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Échéances		Observations
			Nouvelle	Ancienne	
<b>Lancement officiel</b>	<b>Commission</b>	<b>Publication calendrier</b>	<b>28 janvier 2009</b>		
Bilan de la période 2005-2009	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission, d'un rapport présentant le bilan de la période 2005-2009 et l'appréciation de SENELEC de l'adéquation de la Formule de contrôle de revenus.	<b>10 juin 2009</b>	(18 février 2009)	Le format des informations à fournir est donné par la Commission qui s'assurera du caractère exhaustif des données.
Définition des objectifs de la période 2010-2014	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 2010-2014	<b>14 octobre 2009</b>	(4 mars 2009)	
Lancement de la première consultation publique	Commission	Résumé du bilan de la période 2005-2009 et établissement de la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus. Publication du document de consultation.	<b>10 novembre 2009</b>	(1er avril 2009)	
Projections pour la période 2010-2014	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission, d'un document présentant les projections pour la période 2010-2014	<b>20 novembre 2009</b>	(15 avril 2009)	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 consultation	Commission	Publication de la clôture par tous moyens appropriés	<b>27 novembre 2009</b>	(29 avril 2009)	La Commission établit par la suite des projections de revenus permettant à la SENELEC de réaliser sur la période 2010-2014 un taux de rendement normal et définit une nouvelle Formule de contrôle des revenus de SENELEC
Premières conclusions et lancement de la deuxième consultation publique	Commission	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires. Publication du fait que la Formule de contrôle des revenus de la SENELEC sera révisée. Publication de la durée de la consultation publique	<b>5 janvier 2010</b>	(3 juin 2009)	Le rapport évalue les propositions de SENELEC au regard des orientations du Ministre chargé de l'Energie.

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Échéances		Observations
			Nouvelle	Ancienne	
Clôture de la seconde phase de consultation	Commission	Publication de la décision de clôture	<b>22 janvier 2010</b>	(3 juillet 2009)	Tout avis reçu après la clôture ne sera pas pris en considération. La Commission mettra les résultats bruts à la disposition du public dans les meilleurs délais.
<i>Eventuellement</i> Ajustement des objectifs	Ministère chargé de l'Energie	Publication de nouvelles orientations	<b>29 janvier 2010</b>	(31 juillet 2009)	
<i>Eventuellement</i> Révisions des projections pour la période 2010-2014	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission, des projections révisées sur la base des nouvelles orientations	<b>12 février 2010</b>	(28 août 2009)	
Projet de décisions	Commission	Publication d'un projet de décisions relatif aux conditions tarifaires retenues pour la période 2010-2014	<b>19 février 2010</b>	30 octobre 2009	Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.
<i>Eventuellement</i> Contestation du projet de décisions	SENELEC	Communication au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission de la contestation	<b>26 février 2010</b>	13 novembre 2009	
<i>Eventuellement</i> 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	<b>12 mars 2010</b>	27 novembre 2009	
<i>Eventuellement</i> Conclusions de l'Expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC	<b>2 avril 2010</b>	18 décembre 2009	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	<b>20 avril 2010</b>	(31 décembre 2009)	
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Commission	Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de qualité et du montant des incitations contractuelles. Modification de la Formule de contrôle des revenus.	Publication d'une annonce de la modification du contrat de concession et cahier de charges de SENELEC		Les projections des coûts et revenus autorisés de SENELEC seront publiés en annexe.
			<b>21 avril 2010</b>	(01 janvier 2010)	

Rubrique	Responsable	Actions à mener	Échéances		Observations
			Nouvelle	Ancienne	
Nouvelle grille tarifaire	SENELEC	Publication grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus	Un (1) mois après l'entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires		
			<b>21 mai 2010</b>	(01 février 2010)	

# **1. Annexe 2 : Obligations d'électrification et normes pour la période 2010-2014**

-----

**MINISTRE DE L'ENERGIE**

**REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE LA SENELEC**

**NORMES ET OBLIGATIONS POUR LA PERIODE 2010-2014**

Pour la période quinquennale 2005-2009, le bilan fourni par Senelec a permis de noter que le nombre d'abonnés domestiques supplémentaires visé sur la période, que se soit en milieu urbain ou rural, sera atteint, selon les données de 2008 et les estimations de 2009

Ainsi, Senelec a raccordé :

- **En zone urbaine** : 181 918 nouveaux clients domestiques pour une cible de 115 217 clients ;
- **En zone rurale** : 62 236 nouveaux clients domestiques pour une cible de 31 286 clients.

En moyenne, le nombre moyen de ménages raccordés par an sur la période est de 36 423 en zone urbaine et de 13 243 en zone rurale.

Le taux d'électrification urbaine devrait se situer, à la fin 2009, à 88 % ; alors que celui en milieu rural va tourner aux environs de 19 %, compte non tenu des clients gérés par l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER).

Dans la nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) datée de février 2007, le Gouvernement ambitionne d'atteindre en 2012, des taux d'électrification de 75 % au niveau national, 50 % en milieu rural, et 95 % en milieu urbain.

Pour l'électrification rurale où les besoins sont plus accentués, cet objectif correspond à assurer l'accès à l'électricité à 355 854 ménages ruraux contre 137 157 d'ici fin 2009.

A cet effet, le Ministère de l'Energie compte s'appuyer sur trois leviers :

- les obligations d'électrification fixées à Senelec ;
- le projet DASER (Diffusion de l'Accès aux Services Electriques Ruraux): exécuté par l'ASER avec l'appui des partenaires au développement (Banque Mondiale, BAD, KFW, AFD, etc) et qui repose sur une approche planifiée de mise en œuvre de concessions d'électrification rurale couvrant toute l'étendue du territoire nationale ;

- les programmes d'urgences : financés sur budget propre de l'Etat sous l'initiative du Ministère de l'Energie, qui en confie la maîtrise d'ouvrage délégué pour leur exécution, soit à l'ASER soit à la SENELEC.

Pour ce qui est des obligations d'électrification fixées à Senelec pour la prochaine période quinquennale 2010-2014, un accent particulier sera mis pour corriger les déséquilibres régionaux.

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, la contribution de SENELEC au taux d'électrification du pays de **53 % en 2009** doit passer en :

- **2012 à 61 %** : Soit un taux moyen d'électrification des localités urbaines de 98% et un taux moyen des localités rurales de 25%, correspondant respectivement au raccordement de 116 471 et 54 940 nouveaux abonnés domestiques.
- **2014 à 62 %** : Soit un taux moyen d'électrification des localités urbaines de 99% et un taux moyen des localités rurales de 28%, correspondant respectivement au raccordement de 160 882 et 95 753 nouveaux abonnés domestiques.

**SENELEC devra, sur la période 2010-2014, raccorder près de 256 635 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.**

Si en milieu urbain, l'objectif peut être atteint sans grande difficulté ; en milieu rural par contre, l'atteinte de l'objectif devrait être accompagné de la mobilisation de ressources financières additionnelles pour étendre le réseau dans les villages du périmètre de Senelec (densification). En effet, les plus gros villages déjà électrifiés sont dans ce périmètre avec un nombre important d'abonnés potentiels, qui ne demande qu'à être raccordé sur le réseau. Cela aura pour avantage de « booster » de façon considérable le taux d'électrification rurale.

En ce qui concerne les normes imposées à Senelec sur la période 2005-2009; à défaut de disposer d'un bilan satisfaisant, elles seront reconduites pour la prochaine période. Tout au plus, les incitations contractuelles qui l'exigent seront indexées sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

Par ailleurs, compte tenu de la vulgarisation prochaine des compteurs à prépaiement que Senelec commercialise sous le nom de «Woyofal», et qui fait

partie d'une directive du Conseil interministériel du 15 décembre 2008, une norme relative aux points de vente des cartes à prépaiement, recommandée par l'AFUR (African Forum for Utility Regulators), a été introduite, sans incitations contractuelles dans un premier temps (voir section 2.5).

# 1. Situation actuelle et objectifs du gouvernement

## 1.1 Zones urbaines des régions

Zones urbaines des régions	Nombre de ménages en 2009*	Nombre de clients UD en 2009**	Taux d'électrification en 2009***	Nombre de ménages en 2012*	Taux d'électrification cible en 2012***	Nombre de clients UD cible en 2012	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012	Nombre de ménages en 2014*	Taux d'électrification cible en 2014	Nombre de clients UD cible en 2014	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014
Dakar****	342 131	330 801	97%	364 550	100%	364 550	33 749	384 557	100%	384 557	53 756
Thiès	77 661	71 878	93%	91 805	100%	91 805	19 927	96 496	100%	96 496	24 618
Fatick	10 334	8 144	79%	11 377	97%	11 036	2 892	12 073	100%	12 073	3 929
Kolda	13 591	7 396	54%	15 082	87%	13 121	5 725	16 075	92%	14 789	7 393
Sédhiou	5 846	2 408	41%	6 377	82%	5 229	2 821	6 731	85%	5 721	3 313
Tambacounda	15 998	10 284	64%	17 488	92%	16 089	5 805	18 481	97%	17 927	7 642
Kédougou	3 190	1 648	52%	3 488	87%	3 035	1 387	3 686	92%	3 391	1 743
Kaolack	27 377	26 379	96%	29 839	100%	29 839	3 460	31 480	100%	31 480	5 101
Kaffrine	7 138	2 309	32%	7 780	77%	5 991	3 682	8 209	82%	6 731	4 423
Diourbel	21 382	17 823	83%	23 452	92%	21 576	3 753	24 738	97%	23 996	6 173
Louga	15 909	15 592	98%	17 355	100%	17 355	1 763	18 319	100%	18 319	2 727
Saint louis	45 237	32 016	71%	49 494	97%	48 009	15 993	52 332	100%	52 332	20 316
Matam	8 982	5 345	60%	9 812	92%	9 027	3 682	10 365	97%	10 054	4 709
Ziguinchor	31 249	19 084	61%	33 607	92%	30 918	11 834	35 179	97%	34 124	15 039
<b>SENEGAL</b>	<b>626 025</b>	<b>551 108</b>	<b>88%</b>	<b>681 506</b>	<b>98%</b>	<b>667 580</b>	<b>116 471</b>	<b>718 721</b>	<b>99%</b>	<b>711 990</b>	<b>160 882</b>

\* Données fournies par l'ANSD

\*\* Estimations à fin 2009 fournis 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 2009*</i>	<i>Nombre de clients UD en 2009**</i>	<i>Taux d'électrification en 2009***</i>	<i>Nombre de ménages en 2012*</i>	<i>Taux d'électrification cible en 2012***</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2012</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012</i>	<i>Nombre de ménages en 2014*</i>	<i>Taux d'électrification cible en 2014</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2014</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014</i>
Thiès	83 043	20 717	25%	89 937	30%	26 981	6 264	98 168	33%	32 395	11 679
Fatick	46 565	6 541	14%	49 065	20%	9 813	3 272	61 270	23%	14 092	7 551
Kolda	43 304	1 825	4%	47 021	15%	7 053	5 228	52 563	18%	9 461	7 637
Sédhiou	26 743	2 342	9%	29 173	15%	4 376	2 034	29 551	18%	5 319	2 978
Tambacounda	44 910	4 345	10%	49 095	15%	7 364	3 019	54 688	18%	9 844	5 498
Kédougou	10 289	200	2%	11 249	15%	1 687	1 488	12 177	18%	2 192	1 992
Kaolack	47 606	4 394	9%	51 892	15%	7 784	3 390	52 666	18%	9 480	5 086
Kaffrine	43 380	3 194	7%	47 286	15%	7 093	3 899	54 033	18%	9 726	6 532
Diourbel	107 443	46 783	44%	117 833	50%	58 917	12 134	124 295	53%	65 876	19 094
Iouga	62 997	11 255	18%	68 639	23%	15 787	4 531	76 156	26%	19 801	8 545
Saint louis	58 766	9 368	16%	64 292	21%	13 501	4 134	74 191	24%	17 806	8 438
Matam	43 326	9536	22%	47 324	27%	12 777	3 242	52 373	30%	15 712	6 176
Ziguinchor	36 171	4 309	12%	38 901	17%	6 613	2 305	44 282	20%	8 856	4 548
<b>SENEGAL</b>	<b>654 543</b>	<b>124 807</b>	<b>19%</b>	<b>711 707</b>	<b>25%</b>	<b>179 747</b>	<b>54 940</b>	<b>786 413</b>	<b>28%</b>	<b>220 561</b>	<b>95 753</b>

\* Données fournies par l'ANSD

\*\* Estimations à fin 2009 fournis 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

	Normes (jours ouvrables)		Incitations contractuelles*	
	2005-2009	2010-2014	2005-2009	2010-2014
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	10	10	5000 F CFA par jour de retard	5723 F CFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	10	5000 F CFA par jour de retard	5723 F CFA par jour de retard

\*Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009

### 2.2 NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)

	Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)		Incitations contractuelles *	
	2005-2009	2010-2014	2005-2009	2010-2014
Année 1	0,5%	0,3%	1074 FCFA/kWh	1229 FCFA/kWh
Année 2	0,5%	0,3%		
Année 3	0,4%	0,3%		
Année 4	0,3%	0,3%		
Année 5	0,3%	0,3%		

\* Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009. 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>	
	<b>2005-2009</b>	<b>2010-2014</b>	<b>2005-2009</b>	<b>2010-2014</b>
	<b>Emission première facture (non estimée)</b>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	5000 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	15% facture estimée concernée
<b>Réponses aux réclamations concernant les factures*</b>	10	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	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	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>	
	<b>2005-2009</b>		<b>2010-2014</b>		<b>2005-2009</b>	<b>2010-2014</b>
	<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	5368	6144

\* Le montant s'applique pour l'année 2010, 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 2009

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

## 2.5 NORMES SUR LES COMPTEURS A PREPAIEMENT

### 2.5.1 Distance d'un point de vente par rapport à un abonné

			<b>Normes (rayon en km par rapport à un abonné)</b>	
			Période 2005-2009	Période 2010-2014
<b>Lieu de vente des cartes à prépaiement</b>	Milieu urbain	Année 1	-	5
		Année 2	-	5
		Année 3	-	5
		Année 4	-	2
		Année 5	-	2
	Milieu rural	Année 1	-	10
		Année 2	-	10
		Année 3	-	10
		Année 4	-	5
		Année 5	-	5

### 2.5.2 Nombre d'abonnés par point de vente

			<b>Normes (nombre d'abonnés)</b>	
			Période 2005-2009	Période 2010-2014
<b>Un point de vente des cartes à prépaiement</b>	Milieu urbain	Année 1	-	1000
		Année 2	-	1000
		Année 3	-	1000
		Année 4	-	500
		Année 5	-	500
	Milieu rural	Année 1	-	2000
		Année 2	-	2000
		Année 3	-	2000
		Année 4	-	1000
		Année 5	-	1000

### 2.5.3 Jours et heures ouvrables des points de vente

		<b>Normes (jours et heures ouvrables)</b>	
		Période 2005-2009	Période 2010-2014
<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
	Milieu rural	-	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 2005-2009	Période 2010-2014
<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 2005-2009	Période 2010-2014	Période 2005-2009	Période 2010-2014
<b>Fournir des explications sans effectuer de visite**</b>	Milieu urbain	5	5	5368 FCFA	6144 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 2010, 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 2009

\*\* 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>	
		2005-2009	2010-2014	Période 2005-2009	Période 2010-2014
<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	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>	
		2005-2009	2010-2014	1999-2004	2010-2014
<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	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

	<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles</i>	
	<i>Période 2005-2009</i>	<i>Période 2010-2014</i>	<i>Période 2005-2009</i>	<i>Période 2010-2014</i>
<i>Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire</i>	15	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

#### 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.

	<i>Normes Période 2005-2009</i>	<i>Normes Période 2010-2014</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2005-2009</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2010-2014</i>
<i>Fournir une explication au concessionnaire</i>	7 jours ouvrables	7 jours ouvrables	5000 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.	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.
<i>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</i>	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	5000 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.	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.

<p><b>Apporter solution</b></p>	<p><i>une</i></p> <p>90 jours</p>	<p>90 jours</p>	<p>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.</p>	<p>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.</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)

	<i>Normes Période 2005-2009</i>	<i>Normes Période 2010-2014</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2005-2009</i>	<i>Incitations contractuelles Période 2010-2014</i>
<i>Durée de défaillance au cours d'un mois</i>	12 heures	12 heures	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.
<i>Nombre de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</i>	10	10	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

**N.B :**

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

### 3.4 NORMES LIEES AUX RELATIONS COMMERCIALES

#### 3.4.1 NORMES DE FACTURATION

	<i>Normes Période 2005- 2009</i>	<i>Normes Période 2010- 2014</i>	<i>Incitations contractuelles* période2005- 2009</i>	<i>Incitations contractuelles* période2010- 2014</i>
<i>Emission première facture (non estimée)</i>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-

	<b>Normes Période 2005- 2009</b>	<b>Normes Période 2010- 2014</b>	<b>Incitations contractuelles* période2005- 2009</b>	<b>Incitations contractuelles* période2010- 2014</b>
<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 2005-2009</b>	<b>Normes Période 2010-2014</b>	<b>Incitations contractuelles période2005-2009</b>	<b>Incitations contractuelles période2010-2014</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 2005-2009</b>	<b>Normes Période 2010-2014</b>	<b>Incitations contractuelles période2005-2009</b>	<b>Incitations contractuelles période2010-2014</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.

## **2. Annexe 3 : Bilan soumis par SENELEC**



**DIRECTION DES ETUDES GENERALES**

# **Rapport Quinquennal des Activités de SENELEC 2005-2009**

NOVEMBRE 2009

## TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION .....	3
I. PRESENTATION DE SENELEC .....	3
I.1. CADRE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF .....	3
I.2. PROJET DE RESTRUCTURATION DE SENELEC.....	4
I.3. ORGANISATION DE SENELEC .....	7
I.4. LES RESSOURCES HUMAINES .....	8
I.5. RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC .....	9
I.5.1. LE PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE .....	9
I.5.1.1. EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE.....	9
I.5.1.2. EVOLUTION DE LA PUISSANCE ASSIGNEE .....	11
I.5.1.3. REPARTITION DU PARC DE PRODUCTION PAR TYPE D'EQUIPEMENT.....	12
I.5.1.4. LES CENTRALES DU RESEAU INTERCONNECTE .....	13
I.5.1.5. LE RESEAU NON INTERCONNECTE .....	15
I.5.2. LE TRANSPORT .....	16
I.5.3. LA DISTRIBUTION .....	18
I.5.3.1. RESEAUX DE DISTRIBUTION DE MOYENNE TENSION .....	19
I.5.3.2. RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION .....	20
II. ANALYSE DES ACTIVITES SUR LA PERIODE 2005-2009 .....	21
II.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE .....	21
II.1.1. EVOLUTION DE LA PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE.....	21
II.2. LES VENTES D'ENERGIE.....	24
II.2.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE.....	24
II.2.1.1. VENTES BASSE TENSION .....	24
II.2.1.2. VENTES MOYENNE TENSION.....	25
II.2.1.3. VENTES HAUTE TENSION.....	25
II.2.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC.....	26
II.2.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC.....	27
II.2.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES.....	27
II.3. QUALITE DE SERVICE.....	29
II.3.1. RESEAU DE DAKAR .....	30
II.3.2. RESEAU DES REGION.....	30
II.3.3. RESEAU HAUTE TENSION.....	30
II.4. INVESTISSEMENTS REALISES OU EN COURS .....	31
II.5. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC.....	32
II.5.1. COMPARAISON DES PRODUITS ET DES CHARGES.....	32
II.5.2. COMPOSITION ET EVOLUTION DES PRINCIPAUX POSTES DE CHARGES .....	34
II.5.3. EVOLUTION DES MARGES ET RESULTATS FINANCIERS D'EXPLOITATION .....	35
III. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT .....	36
III.1. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION.....	36
III.2. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX .....	38
IV. APPRECIATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS .....	39

# INTRODUCTION

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

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

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 est obligée de soumettre à la tutelle et à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité deux rapports portant respectivement sur le bilan de la période 2005-2009 et les projections 2010-2014.

Ainsi, le présent rapport passe en revue les réalisations durant la période 2005-2008 et les grandes tendances des activités de l'entreprise en 2009 dont les données chiffrées sont fournies en **Annexe A** et s'articule autour de trois points :

- Présentation de Senelec ;
- Analyse des activités 2005-2009 ;
- Perspectives de développement à court et moyen termes.

## I. PRESENTATION DE SENELEC

### I.1. CADRE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF

La réforme du secteur électrique a été réalisée 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 la mise en oeuvre 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 les licences et les concessions sur recommandation de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

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

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

Pour la gestion opérationnelle du secteur, Senelec dispose, au moment de la réforme, d'une concession de production, transport et 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 de la qualité d'acheteur unique en vertu de l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 pendant une durée de 10 ans à compter du 31 mars 1999. Au terme de la dite 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 donnant à Senelec la responsabilité du développement de la production, en recourant à des installations de production nouvelles qui lui sont propres ou à la production indépendante.

En dehors du périmètre de Senelec, des concessions seront données à des opérateurs privés par voie d'appel d'offres lancé par l'ASER.

## **1.2. PROJET DE RESTRUCTURATION DE SENELEC**

Dans le cadre de la mise en œuvre de la matrice de suivi des tâches de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE), un comité ad hoc (GTAH) a été mis en place pour mener la réflexion sur la restructuration de Senelec. Ainsi, le Gouvernement a retenu le dégroupage des activités de Senelec selon trois filiales Production, Transport et Distribution dans le cadre d'une Holding, avec une participation

judicieuse du privé national et étranger, des consommateurs et des travailleurs, à côté d'un partenaire technique international selon le calendrier suivant :

- ❖ filialisation en fin mars 2010 ;
- ❖ décision du Gouvernement sur la participation du secteur privé au niveau des filiales en juillet 2010 ;
- ❖ participation effective du secteur privé au niveau des trois filiales Production, Transport, Distribution en fin décembre 2010.

En vue de remplir les conditions du volet de la participation du secteur privé, il est prévu de finaliser d'ici mars 2010, la mise en œuvre des études stratégiques juridiques et organisationnelles, les mesures d'accompagnement institutionnelles, politiques et sociales, le business plan de chaque filiale, les mécanismes tarifaires appropriés, le renforcement de la Commission de Régulation de Secteur de l'Electricité etc.

## **NOUVELLE POLITIQUE ENERGETIQUE**

La loi 83-72 du 05 juillet 1983 a autorisé la création de la Société Nationale d'Electricité (Senelec) et le Cahier des Clauses et Conditions Générales (CCCG) approuvé par le décret 84-1129 du 04 octobre 1984 confie à Senelec la gestion et l'exploitation des installations existantes de génération, de transmission et de distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire de la République du Sénégal.

En application de la loi n° 98-06 du 28 janvier 1998, l'Etat du Sénégal a décidé de procéder à l'ouverture du capital de la Société par voie de cession d'actions. La Société Nationale d'Electricité Senelec a été ainsi transformée en Société anonyme à participation publique majoritaire régie par l'Acte Uniforme relatif au droit des sociétés commerciales et du groupement d'intérêt économique en date du 17 octobre 1993.

Le gouvernement du Sénégal a signé le 11 février 2008 une nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) dont les principaux axes sont les suivants :

- ❖ Le Développement et l'exploitation des potentialités énergétiques nationales notamment dans le domaine des biocarburants et des énergies renouvelables ;
- ❖ La diversification énergétique à travers la filière charbon minéral, le biocarburant, la biomasse, le solaire, l'éolienne, etc., pour la production d'électricité ;
- ❖ Le recours accru à l'hydroélectricité dans le cadre de la coopération régionale notamment au sein des organismes de bassins fluviaux et du WAPP ;
- ❖ La sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures du pays par le renforcement du raffinage local et la coopération avec des pays producteurs de pétrole ;

- ❖ L'adaptation de l'infrastructure énergétique à la demande en s'appuyant sur secteur public et sur le secteur privé
- ❖ L'accélération de l'accès à l'électricité, en particulier avec la promotion de l'électrification rurale et la développement des services énergétiques pour la satisfaction des activités productives et sociales.
- ❖ La maîtrise de la demande d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- ❖ La consolidation de la gouvernance du secteur de l'énergie
- ❖ La restructuration du sous secteur de l'électricité en vue d'une plus grande efficacité et d'une implication judicieuse du secteur privé
- ❖ La consolidation de la politique d'aménagement des ressources forestières en vue d'un approvisionnement durable des populations en combustibles domestiques

La nouvelle LPDSE inscrit aussi son action dans le cadre de l'OMVS, de l'OMVG et du WAPP qui privilégie les interconnexions des réseaux électriques et gaziers.

Par ailleurs, la LPDSE a retenu la restructuration financière de Senelec.

En effet, l'analyse de la situation financière de Senelec a fait ressortir un besoin recapitalisation de 109 Milliards de F CFA. Au regard de l'urgence de la restructuration financière de Senelec et de la situation des capitaux propres de l'entreprise, le Gouvernement a procédé à une augmentation de capital en 2007 de 65 milliards de F CFA. Le complément de 44 milliards F CFA a été obtenu avec la Banque Mondiale et l'AFD sous forme d'appui budgétaire. La Banque Mondiale a accordé 80 millions de dollars US, dont 24 milliards FCFA (70%) ont été versés le 27 septembre 2008 à l'Etat, et intégralement reversés à Senelec en octobre 2008. Dans ce même cadre, le Conseil d'Administration de l'AFD du 2 octobre 2008 a octroyé un prêt souverain de 30 millions d'euros à l'Etat dont 21 millions (70%) versés en décembre 2008. Ainsi, un montant de 37 milliards a été reçu en 2008 et le reliquat attendu en 2009-2010.

Un prêt non souverain de 7,8 millions d'euros devrait être consenti à SENELEC par l'AFD, pour la restructuration partielle de sa dette à moyen et long termes.

Aussi, un prêt subordonné de 9 milliards F CFA en 2009 et un rééchelonnement sur cinq ans des arriérés de paiement de la dette rétrocedée de 9,5 milliards F CFA au 31 décembre 2007 sont prévus par l'Etat.

### **I.3. ORGANISATION DE SENELEC**

L'organisation actuelle de Senelec est basée sur l'organigramme structurel mis en place le 25 mai 2009 suivant la note de Direction N°013/2009.

L'organigramme joint en **Annexe B** est composé des structures suivantes :

- A. Du Directeur Général adjoint et des Directions et structures qui lui sont rattachées par Délégation du Directeur Général ;
- B. Des Directions, des Délégations Régionales et Conseillers techniques directement rattachés au Directeur Général :
  - La Direction de l'Audit et du Contrôle de gestion
  - La direction des ressources humaines
  - La Direction Production
  - La Direction du Transport
  - La Direction de la Distribution
  - La Direction Commerciale et de la Clientèle
  - La Direction des Etudes Générales
  - La Direction de l'Équipement
  - La Direction des Finances et de la Comptabilité
  - La Direction de la Communication
  - La Direction Approvisionnements Combustibles et Passage au gaz
  - Les quatre Délégations Régionales
- C. Des Conseillers Techniques du Directeur Général :
  - Le Conseiller Financier
  - Le Conseiller Production Transport
  - Le Conseiller Distribution Commercial
  - Le Conseiller Energies Nouvelles et renouvelables
  - La Cellule passation des Marchés
  - Le Conseiller Coordonnateur des délégations Régionales

#### **Directeur Général Adjoint :**

Il supervise par délégation du Directeur Général les structures support suivantes :

- La Direction du Contrôle général

- La Direction de l'Administration, du Patrimoine et des approvisionnements
- La Direction des Affaires Juridiques
- La Direction des Systèmes d'information
- La Direction de la Qualité, de la sécurité, et de l'environnement
- Le projet de Gestion du Rendement Global
- Le Direction du Projet Maîtrise de la demande et Economie d'énergie
- Le Projet CPL et Innovation technologique

#### **I.4. LES RESSOURCES HUMAINES**

L'évolution des effectifs de Senelec au cours de cinq dernières années est présentée dans le tableau suivant :

Collège	2005	2006	2007	2008	2009
Exécution	891	993	978	905	942
Maîtrise	1 148	1 223	1 216	1 252	1 303
Cadres	289	294	298	306	318
Total	2 328	2 510	2 492	2 463	2 563
EVOLUTION RELATIVE %	13%	7%	-1%	-1%	5%
EVOLUTION ABSOLUE	300	182	- 18	- 29	100

L'effectif de la société a augmenté en 2005 et 2006 avec la régularisation d'agents, précédemment en contrat à durée déterminée. Depuis 2006, on note une stabilité de l'effectif. Ainsi, dans un contexte de croissance de la clientèle et des ventes, la productivité du personnel s'est nettement améliorée (voir tableau suivant).

Tableau : Evolution de la productivité du personnel

	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Clients par agents</b>	257	256	278	301	326
<b>Ventes par agents (MWh)</b>	712	687	704	753	781
<b>CA par agent (MFCFA)</b>	60	65	75	88	91

## **1.5. 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 réseaux de distribution MT/BT.

### **1.5.1. LE PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE**

La production d'énergie électrique du pays est assurée par des moyens essentiellement thermiques alimentés par des hydrocarbures importés pour la grande partie par la centrale hydroélectrique de MANANTALI (OMVS) pour laquelle le quota du Sénégal est égal à 33% de l'énergie produite livrée aux états.

Avec l'augmentation de la capacité des puits de gaz de la région de Dakar, la conversion (en dual) des installations GTI, TAG 2 et 3 qui est en cours ouvre des perspectives importantes de la réduction de la facture pétrolière.

Ces moyens de production sont regroupés en centrales en fonction de leurs sites d'exploitation, ces dernières sont classées en trois sous-ensembles en fonction du type de réseau desservi :

- centrales du réseau interconnecté
- centrales régionales
- centrales secondaires.

#### **1.5.1.1. EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE**

La puissance installée au niveau du parc de production a connu une croissance annuelle moyenne de 5,36% en passant de 554,95 MW en 2005 à 693,8 MW en 2008. Cette évolution s'explique essentiellement par :

- La mise en service de 65,8 MW (4x16,45 MW) en 2006 à la centrale C6 de Bel Air;
- L'installation et la mise en service en 2007 de la centrale de Kounoune 67,5 MW (9 x 7,5 MW) ;
- L'installation et la mise en service en 2008 de 60 MW (4x15MW) à la centrale de Kahone 2.
- La démobilisation des centrales de location Aggreko en 2008
- Le retrait du parc de la TAG1 de C3
- Le retrait de Kahone 1

Pour le reste, il faut noter le renforcement en 2006 de la centrale de Boutoute par le groupe 805 de 5 MW, le déclassement de G157 à Tambacounda et le renforcement de la centrale par plusieurs groupes cummins de 800 kW chacun.

En 2009, aucune mise en service n'est prévue au niveau du parc de production. Toutefois, il faut noter les déficits de production récurrents à Tambacounda et à Boutoute. Une augmentation significative de capacité est impérative dans ces sites pour faire face à l'évolution de la demande ou améliorer le coût de production.

Le tableau ci dessous présente les caractéristiques principales du parc de production.

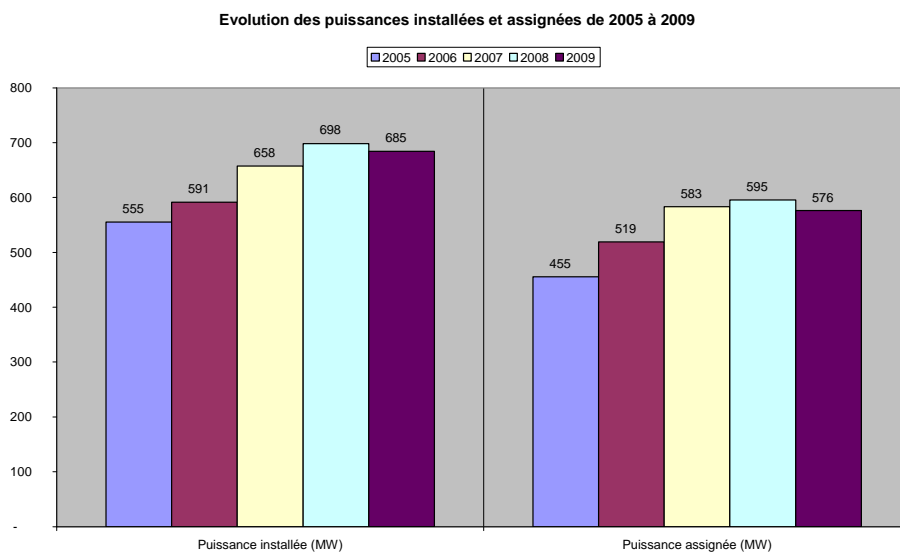
Site	Nom de la centrale	Groupes	Date d'installation	Type de combustible	P. installée (MW)	P. Assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
Manantali	MANANTALI	Manantali	2002		66	60	
Bel-air diesel	C1 DIESEL	G105	1990	Fuel	5	0	
		G106	1990	Fuel	5	4	230
	C6 Wartsila	G601	2006	Fuel	16.45	15.95	
		G602	2006	Fuel	16.45	15.95	
		G603	2006	Fuel	16.45	15.95	
Cap des biches	C4 DIESEL	G401	1989	Fuel	21	18	211
		G402	1989	Fuel	21	18	212
		G403	1997	Fuel	23	18	209
		G404	2003	Fuel	15	15	202
		G405	2003	Fuel	15	15	202
St Louis	SAINT LOUIS	G82	1979	Fuel	3	2,5	240
		G83	1979	Fuel	3	0	240
Cap des biches	C3 VAPEUR	G301	1966	Fuel	27,5	20	320
		G302	1976	Fuel	30	18	360
		G303	1978	Fuel	30	20	322
Cap des biches	C3 TAG	TAG2	1984	Diesel	20	18	380
		TAG3	1995	Kérosène	24	20	370
Bel-air	C2 TAG	TAG4	1999	Diesel	36,5	30	320
IPP Kounoune	Kounoune	KP	2007	Diesel	67.5	67.5	
Kahone	Kahone 2	G701	2008	Diesel	16.45	15	198
		G702	2008	Diesel	16.45	15	198
		G703	2008	Diesel	16.45	15	198
		G704	2008	Diesel	16.45	15	198
IPP Cap des Biches	GTI	GTI	2000	Naphta	52	50	193

Site	Groupes	Date d'installation		Puissance installée (MW)	Puissance assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
Boutoute	G125	1984	Fuel	2,20	1,3	280,0
	G126	1984	Fuel	3,30	2	280,0
	G130	1985	Fuel	3,30	2	270,0
	G804	1999	Fuel	5,00	4	265,0
	G805	2005	Fuel	5	4.5	250,0
Tamba	G128	1984	Diesel	1,20	1	245,0
	G240	2001	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G234	2000	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G236	2000	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G244	2000	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G243	2000	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G241	2000	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G248	2000	Diesel	0,80	0,70	242,0
	G250	2001	Diesel	0,80	0,70	242,0
Centres Secondaires.	C. SEC.		Diesel	15,0	10,00	295,0

### ***1.5.1.2. EVOLUTION DE LA PUISSANCE ASSIGNEE***

Avec un taux de croissance annuel moyen de 5,4 % entre 2005 et 2009, la puissance assignée des groupes a connu une évolution plus importante avec un taux de 6,0%. Cette situation résulte des efforts consistants d'investissement en moyens de production ces quatre dernières années. L'impact de ces efforts a été atténué cependant par les effets conjugués de retrait d'exploitation de certaines unités (quatre groupes VAPEUR de CII, groupes mobiles et la TAG 1) et de la dégradation des performances de certains groupes (CI diesel, les turbines à vapeur de CIII et des 4 groupes de Kahône 1).

Le graphique ci-dessous fournit l'évolution de la puissance installée et celle de la puissance assignée.



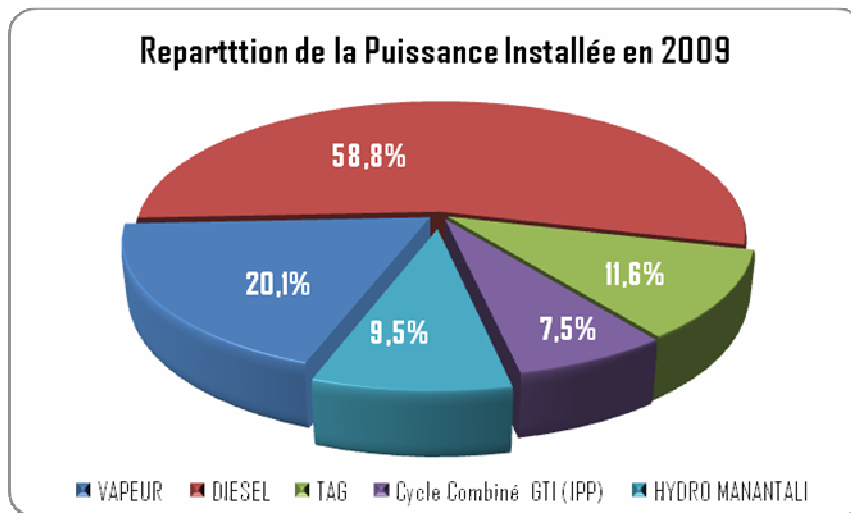
### **1.5.1.3. REPARTITION DU PARC DE PRODUCTION PAR TYPE D'EQUIPEMENT**

Le tableau ci dessous donne la répartition du parc par type d'équipement en 2005 et en 2009.

TYPE EQUIPEMENT DU PARC	2005		2009	
	MW	%	MW	%
VAPEUR	138,70	24,99%	87,5	12,6%
DIESEL	201,25	36,26%	407,85	58,8%
TAG	97,00	17,48%	80,5	11,6%
Cycle Combiné GTI (IPP)	52	9,37%	52	7,5%
Hydroélectricité MANANTALI	66	11,89%	66	9,5%

Durant La période 2005 – 2009, les puissances installées du parc de Senelec ont subi des modifications notoires dans leur répartition par type de groupes. Elle est marquée par :

- La consolidation de la production privée dont le cumul de la puissance installée représente 26,7% de l'offre ;
- La nette prédominance du Diesel dans le parc avec près 59% de la puissance installée totale ;
- Le tassement du parc vapeur qui ne représente plus que 12,6 % de la puissance installée contre 25% en 2005 ;
- La diminution très nette de la part de l'hydroélectricité (au coût nettement plus économique), elle passe de 11,9% à 9,5 %
- La diminution très nette de la part des Turbines à Gaz (au coût nettement plus cher).



#### **1.5.1.4. LES CENTRALES DU RESEAU INTERCONNECTE**

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 93,31 % de la puissance installée en 2005 ; et cette tendance est maintenue en 2009 malgré les augmentations substantielles de puissance dans le réseau interconnecté avec un taux de 93,98%.

Le parc de production du RI est actuellement composé des équipements des centrales SENELEC de Dakar (Bel Air C2, Bel air C6, Cap des Biches), de Kahone1, de Kahone 2, de Saint-Louis, des centrales de production indépendante et de la centrale hydroélectrique de Manantali pour une puissance totale installée de 706,8 MW répartie comme suit :

- Capacité propre de Senelec (476,84 MW) ;
- Centrale de production indépendante GTI et Kounoune Power (116 MW) ;
- Centrale hydroélectrique de Manantali (66 MW).

#### **La centrale diesel de Bel air (CI Diesel)**

Elle est équipée de deux unités diesel (G105, G106) de 5 MW chacune, mises en service en 1990 grâce à un financement non remboursable de la coopération japonaise. Après un fonctionnement correct pendant quelques années, l'exploitation de ces unités a connu beaucoup de perturbations entre 1997 et 1998 avec de sévères difficultés d'approvisionnement en pièces de rechange. Ces unités actuellement indisponibles ne reviendront pas en exploitation. Il est envisagé de les déclasser dès 2010.

#### **La centrale vapeur de bel air (CII Vapeur)**

Elle était équipée de quatre unités vapeur (G101, G102, G103, G104) de 12,8 MW chacune, mises en services respectivement en 1953, 1955, 1959 et 1961. Après avoir fonctionné pendant plus de quarante années avec un rendement énergétique médiocre lors des 10 dernières années, ces unités ont connu une très mauvaise disponibilité avec certaines qui étaient limitées à 5 MW. En plus, l'optimisation économique du parc pour satisfaire la demande conduisait la centrale à assurer la modulation de la charge, alors que sa

technologie n'était pas la plus appropriée pour cela. Senelec a procédé à la réhabilitation des unités de cette centrale en 1997 & 1998 afin de lever leurs limitations, d'accroître la disponibilité et d'améliorer le rendement énergétique.

Cette centrale a fonctionné jusqu'en 2007 avec deux unités limitées à 7 MW (G101 et G103) avec un rendement non amélioré par rapport à la situation d'avant réhabilitation.

La centrale n'a pas fonctionné en 2009 et son déclassement est en cours.

## **La turbine à gaz de Bel Air (TAG 4)**

Elle a été mise en service en 1999 au Sénégal avec une puissance de 32 MW exploitable sur site. Il s'agit d'une unité reconditionnée après 32 900 heures de marche. Sa première mise en service date de 1987. La TAG 4 fonctionne au diesel-oil ou au gasoil sans problème majeur.

## **La centrale vapeur du Cap des biches (CIII vapeur)**

Elle est équipée de trois unités vapeur (G301 – 27,5 MW, G302 et G303 30 MW chacune) respectivement mises en service en 1966, 1974 et 1978. Malgré leur âge assez avancé, les deux dernières unités ont fonctionné correctement après leur réhabilitation en 1995 et 1996. Cependant depuis 1998, le non respect du programme d'entretien a entraîné une altération de leurs performances. La réhabilitation de la CIII sous forme de programme de recouvrement de puissance et de fiabilisation est envisagée. Celle du groupe 302 est prévue en 2010 avec le financement de la Banque Mondiale crédit IDA13, les autres tranches suivront après le retour de cette dernière.

## **Les turbines à gaz du Cap des biches (CIII TAG)**

Sur le site du cap des biches, sont installées trois turbines à gaz (TAG1, TAG2, TAG3) de 16.5 MW, 20 MW, et 24 MW, respectivement mises en service en 1971, 1984 et 1995.

La TAG3 ayant déjà fonctionné plus de 20 années avant acquisition par Senelec, a été remise à neuf avant son installation au Cap des Biches. Conçue pour fonctionner au gaz naturel et au kérosène, celle-ci n'a jamais pu être exploitée correctement au diesel oil. C'est ainsi qu'avec la baisse de la quantité de gaz naturel disponible, cette turbine à gaz a connu beaucoup de limitations en 1999, ce qui conduit à sa transformation pour un fonctionnement au kérosène. Elle est actuellement en transformation pour revenir au gaz en fin 2009.

Depuis sa réhabilitation en 2001, la TAG2 a fonctionné de manière satisfaisante au DO. En 2008 avec l'augmentation de la capacité des puits de gaz de FORTESA, les essais de fonctionnement en continu au Gaz ont été très concluants ; mais suite à une visite IPC du groupe, une avarie a été constatée sur la directrice 2<sup>ème</sup> étage. Les travaux de remise en état et de transformation sont en cours pour un retour de TAG2 fonctionnant en dual Gaz/ Diesel Oil à partir de Juillet 2009.

## **La centrale diesel du Cap des Biches (CIV Diesel)**

Elle a été équipée initialement de trois unités (G401, G402, G403). Les deux premières de 21MW ont été mises en service en 1990 et la dernière de 23 MW en 1997. Depuis février 2003, la capacité de la CIV a été portée à 89 MW après la mise en service de deux groupes (G404 et G405) de 15 MW unitaires, très performants.

Malgré quelques difficultés d'exploitation qui ont été notées à cause de retards sur le programme d'entretien, les unités ont toujours fonctionné correctement en dehors du Gr 403 qui a enregistré des incidents majeurs tant au niveau du moteur qu'au niveau de l'alternateur.

La centrale a dans l'ensemble un bon comportement Elle demeure en termes de performances économiques la 3ème centrale la plus rentable de Senelec. Cependant Les auxiliaires et le système de contrôle commande des trois premiers groupes, qui ont entre 10 et 18 ans d'âge doivent être réhabilités.

## Les centrales diesel de Kahone

Équipée de quatre unités de 3,5 MW chacune, mises en service en deux phases en 1982 et 1988, cette centrale **kahone 1** a fonctionné avec des contraintes d'exploitation sévères qui ont conduit à une exploitation exclusive au DO en 2008 avec seulement deux groupes en exploitation.

Le site de Kahone abrite depuis novembre 2008 une centrale Diesel de 60 MW appelée Kahone 2 qui est en exploitation sur le site ; elle est gérée à travers un contrat Opération & Maintenance avec le constructeur Wartsila.

Kahone 2 a produit son premier kWh en Octobre 2008 après une phase de marche semi industrielle et industrielle entre novembre 2008 et janvier 2009, sa réception provisoire a été prononcée le 06 Février 2009. C'est pourquoi le déclassement des quatre groupes de Kahone 1 a été prononcé à partir de 2009.

## La centrale diesel de Saint-Louis

Elle est équipée de deux unités de 3,2 MW chacune mises en service en 1979. Pendant ces dernières années, le fonctionnement de cette centrale est resté très aléatoire avec des taux de disponibilité faibles. Un seul groupe G82 est actuellement en service, comme pour C2 aucune prévision n'est attachée à la centrale cette année. Le processus de son déclassement est en cours.

## Centrale de production indépendante GTI

Depuis Octobre 1999, la centrale de production indépendant 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 retour en exploitation de la centrale et sa conversion au Gaz afin d'améliorer nettement le coût de placement de cette unité prévue pour fonctionner en base.

## 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 de puis sa mise en service.

### ***1.5.1.5. LE RESEAU NON INTERCONNECTE***

Le réseau non interconnecté (RNI) comprend les centrales régionales de Tambacounda et de Boutoute (Ziguinchor) et près de 26 centres isolés répartis entre les régions de Kaolack, Tambacounda, Kolda et Ziguinchor. Le RNI dispose d'une puissance installée de 42,5 MW entièrement thermique et représentant seulement 6,01% de la puissance totale installée au niveau du pays (dont les IPP).

## Centrale régionale de Boutoute

Le site de Boutoute était équipé à l'origine de trois groupes (Gr 125, 126 et 130) de type diesel de puissances nominales respectives de 2,3 MW, 3,3 MW et 3,3 MW mis en service en 1984. En 1999 puis en 2005, sa capacité de production a été portée à 19,1 MW avec la mise en service deux unités diesel supplémentaires de 5 MW chacune, les groupes 804 et 805 respectivement. La demande au niveau

de Ziguinchor croit très fortement, aussi malgré ces acquisitions, l'équilibre l'offre - demande est très précaire. Il est indispensable de procéder au renforcement de la centrale par une capacité d'au moins 10 MW en attendant le développement de l'interconnexion sous – régionale dans le cadre de l'OMVG.

## **Le site de Tambacounda**

La zone de Tambacounda est dotée d'une centrale régionale isolée alimentant un réseau moyenne tension de 6,6 kV depuis 1984. Actuellement, la centrale est équipée de petits groupes de 800 kW (Groupes 240 et 250) acquis en 2000 et des groupes cummins de même puissance qui renforcent le groupe 128 d'une puissance de 1,2 MW. Toutes ces unités fonctionnent exclusivement au diesel-oil avec des coûts de production très élevés. Le renforcement de la centrale avec deux unités de 3 MW fonctionnant au fuel lourd afin de réduire les coûts de production et sécuriser l'alimentation électrique de Tambacounda est un impératif.

## **Centres secondaires**

Les centres secondaires exploitées par Senelec apportent environ 15 MW de puissance nominale répartie dans 26 localités. Les centres secondaires sont tous de type diesel et consomment exclusivement du diesel oil avec des coûts de production extrêmement élevés. La stratégie de Senelec est de développer les réseaux de distribution et de transport en vue de fermer la plupart de ces centres secondaires comme l'ont été récemment Ourosogui et Sédhiou.

### **1.5.2. LE 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. Senelec a réalisé et mis en service le Dispatching National sur le site de Mbao pour renforcer la coordination au niveau du réseau interconnecté et mieux les échanges internationaux. D'un coût de 7,3 milliards FCFA, il comporte un immeuble, un système SCADA-EMS (scada et outils d'aide à la décision), des équipements de téléconduite et de télécommunications (CGFO), un système d'entraînement des opérateurs (DTS) et un dispatching de repli.

#### **1.5.2.1. LES LIGNES HT**

Entre 2005 et 2008, le réseau de Transport est passé de 244 km à 501,72 km soit une évolution de 105 %. Il comprend 326,72 km de lignes 90 kV de 18 tronçons et 175 km de ligne 225 kV de 2 tronçons. La période a été marquée par les projets suivants :

- Tobène-Mékhé 90kV ;
- SOCOCIM-Mbour en 225 kV exploité actuellement en 90kV;
- Tobène-Touba 225 kV ;
- Touba-Kaolack 225 kV ;
- Le contournement du poste de Cap des Biches par une ligne reliant Kounoune à Hann avec les anciennes lignes Kounoune-Cap des Biches et Cap des Biches-Hann 4.

### Les lignes de transport

Tronçon		U nom (kV)	Longueur (km)	Année (MES)	Observations
BEL AIR	HANN	90	5,00	1978	
BEL AIR	HANN	90	5,50	1991	Double Terme
BEL AIR	HANN	90	5,50	1991	
CAP DES BICHES	HANN	90	16,15	1978	
CAP DES BICHES	HANN	90	18,19	1990	Double Terme entre Hann et CDB
CAP DES BICHES	SOCOCIM	90	6,60	1959	
CAP DES BICHES	KOUNOUNE	90	6,47	2000	
SOCOCIM	THIONA	90	35,40	1959	
SOCOCIM	MBOUR	90	46,60	2006	
THIONA	TOBENE	90	31,35	1959	
TOBENE	TAIBA	90	13,00	1993	
TOBENE	MECKHE	90	35,79	2005	
HANN	MBAO	90	10,95	1979	
HANN	KOUNOUNE	90	22,99	1989/90	Liaison entre les lignes CH94 et CK91 à partir de CDB en 2008
MBAO	CAP DES BICHES	90	7,18	1979	
KOUNOUNE	SOCOCIM	90	4,68	2000	
KOUNOUNE	TOBENE	90	55,37	1989	
TOUBA	KAOLACK	225	70	2008	
TOBENE	TOUBA	225	105	2009	
<b>TOTAL</b>			<b>501,72</b>		

### **I.5.2.2. LES POSTES HT**

Entre 2005 et 2008, de nouveaux postes Haute Tension ont été mis en service sur Réseau Interconnecté. Ils viennent s'ajouter aux six existants. Il s'agit de :

- Kounoune 90 kV ;
- Touba 225/30 kV ;
- Kaolack 225/30 kV ;
- Mbao 90/30 kV ;
- Mbour 90/30 kV ;
- Tobéne 90/30 kV
- Le poste de Bel Air a fait l'objet d'une extension comprenant 02 travées transformateur de 50 MVA destinées au raccordement de la Centrale C6 et d'un renforcement de sa puissance installée avec 02 transformateurs de 80 MVA 90/30 kV.

- A Tobène, un nouveau poste 30 kV a été aussi créé dans le cadre du projet Tobène-Touba-Kaolack.
- De plus, trois postes à Bel Air, Hann et Cap des Biches de 30 kV ont tous été remplacés par de nouvelles cellules dont des blindées au SF6 pour Hann.

Le réseau de Transport comprend ainsi onze (11) postes avec 34 transformateurs pour une puissance totale installée de 1 427 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	18	30 kV
Cap des Biches	90/30 kV	2	73	6	30 kV
	12,5/90 kV	3	102		TG 301&TG 303&TGS
	11,5/90 kV	1	27		TR TAG2
	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	9	30 kV
Mbour	90/30 kV	1	40	6	30 kV
Mbao	90/30 kV	2	80	6	30 kV
Sococim	90 kV	0	0		90 kV
Kounoune	90 kV	0	0		90 kV
Tobène	90/30 kV	1	20	2	30 kV
Touba	225/30 kV	2	80	4	30 kV
Kaolack	225/30 kV	2	80	5	30 kV
	225/15 kV	2	100		TR GR 701 et 702
<b>TOTAL</b>		<b>34</b>	<b>1427</b>	<b>80</b>	

### 1.5.3. LA DISTRIBUTION

Le réseau de distribution est constitué à fin 2008 de :

- 15 sous stations à Dakar et dans les régions contre 13 en 2005 ;
- 7 746 km de lignes MT (30 kV et 6,6 kV) contre 6 827 km en 2005 ;
- 3 474 postes MT/BT contre 3 285 en 2005 ;
- 6 761 km de lignes BT.

Ce réseau de distribution moyenne tension de 30 kV et de 6,6 kV est principalement concentré dans la région de Dakar et nécessite par conséquent un développement mieux adapté aux besoins de l'ensemble de la population et de l'économie sénégalaise.

### I.5.3.1. RESEAUX DE DISTRIBUTION DE MOYENNE TENSION

Les lignes moyenne tension sont issues des postes de transformation du réseau de haute tension 90 kV et constituent les réseaux de distribution. Les postes source et de répartition 90/30 kV délivrent l'électricité MT à la ville de Dakar, à sa région et à toutes les régions du pays exceptées celles de Ziguinchor, de Kolda et de Tambacounda qui sont alimentées par des centrales régionales et des centres secondaires.

#### Réseaux de Distribution Moyenne Tension de Dakar

En 2007 la longueur totale des lignes de distribution en moyenne tension de la région de Dakar est de 796 km dont 237 km de lignes aériennes et 556 km de lignes souterraines. Les lignes aériennes 30 kV et 6,6 kV sont réalisées avec des poutrelles en acier, des poteaux en bois ou en béton. A Dakar, un réseau de répartition 30 kV alimente cinq postes 30/6,6 kV pour distribuer l'énergie :

Sous Stations	Transformateurs installés	Nombre	Puissance Totale installée (MVA)
Centre Ville	1x 16,1MVA	2	31,1
	1x15 MVA		
Université	1x16,1 MVA	2	31,1
	1x15MVA		
Aéroport Yoff	1x7,9 MVA	2	15,8
	1x7,9 MVA		
Usine des Eaux	1x15MVA	2	30
	1x15MVA		
Thiaroye	1x20MVA	2	27,9
	1x7,9 MVA		

À Dakar le nombre de postes de transformation MT/BT est de 1409. Ces postes comprennent les postes clients (608), les postes mixtes (48) et les postes publics (753).

#### Réseaux de Distribution Moyenne Tension des Régions

Hormis la région de Dakar, les réseaux de moyenne tension sont principalement alimentés soit par les postes Haute tension de Thiès, Sakal, Dagana et Matam soit par les centrales de Kaolack, Saint Louis, Tambacounda et Ziguinchor.

Au niveau des régions, la longueur totale des lignes en 2007 est de 6756 km dont 6611 km de lignes aériennes.

Un réseau de tension 5,5 kV d'une longueur de 7,8 km existe dans la région de Saint Louis. De même qu'un réseau de tension 4,16 kV d'une longueur de 3,93 km existe encore dans la région de Thiès.

Le nombre de postes de transformation quant à lui est de 1948 répartis entre les postes clients (638), les postes mixtes (67) et les postes publics (1243).

Dans les régions, le réseau alimente les postes de transformation suivants pour distribuer l'énergie :

Sous Stations	Transformateurs installés	Nombre	Puissance Totale installée (MVA)
Thiès Aviation	1x2MVA	2	4
	1x2MVA		
Richard Toll	1x7,9MVA	1	7,9
ATR Dombe	2x10MVA en tête de bêche	2	20
Kaolack	1x5MVA	2	10
	1x5MVA		
Ziguinchor	1x10MVA	2	20
	1x10MVA		

### ***I.5.3.2. RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION***

La longueur du réseau de distribution basse tension est de 6 761 km constituée de 439 km de lignes souterraines, et de 6 322 km de lignes aériennes ainsi réparties :

- 611 km de lignes nues ;
- 5 711 km de ligne en câble pré assemblé ;

La puissance des transformateurs installés sur ces postes est comprise entre 50 kVA et 1000 kVA.

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

## II. ANALYSE DES ACTIVITES SUR LA PERIODE 2005-2009

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

#### II.1.1. EVOLUTION DE LA PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE

La production brute et les achats d'énergie électrique ont connu une croissance moyenne annuelle de 3,6% en passant de 2 172 GWh en 2005 à 2 504 GWh estimée à fin 2009. Cette période est marquée par les mises en service des centrales C6 de Bel Air (60 MW), de Kounoune (67,5 MW) et de Kahone 2 (60 MW) ; lesquelles ont respectivement fourni leurs premiers kilowattheures en juillet 2006, février 2007 et octobre 2008. Ces nouvelles unités ont permis le développement simultané des achats d'énergie (avec Kounoune) et de la production de Senelec (avec C6 et Kahone 2). Ainsi, la production brute du parc de Senelec a réalisé une hausse moyenne annuelle de 6,8% passant de 1 450 GWh en 2005 à 1 887 GWh en 2009 alors que les achats d'énergie affichent une baisse moyenne annuelle de 3,8% passant de 720 GWh en 2005 à 617 GWh en 2009 due à l'indisponibilité de GTI depuis juin 2008 et les limitations récurrentes au niveau de Kounoune.

Toutefois, les déficits de production ont connu une augmentation significative de 2005 à 2009 en passant respectivement de 1,8% à 3,1% de l'énergie vendue alors que la norme d'énergie non fournie prévoyait 0,5% en 2005 et 0,3% en 2009. Cette situation s'explique essentiellement par les indisponibilités des TAG de CIII et de GTI, le retard dans la mise en service de Kounoune et sa limitation à partir de 2009 et surtout les difficultés d'approvisionnement en combustible (qui représentent 45% du déficit de production enregistrée durant la période 2005-2008).

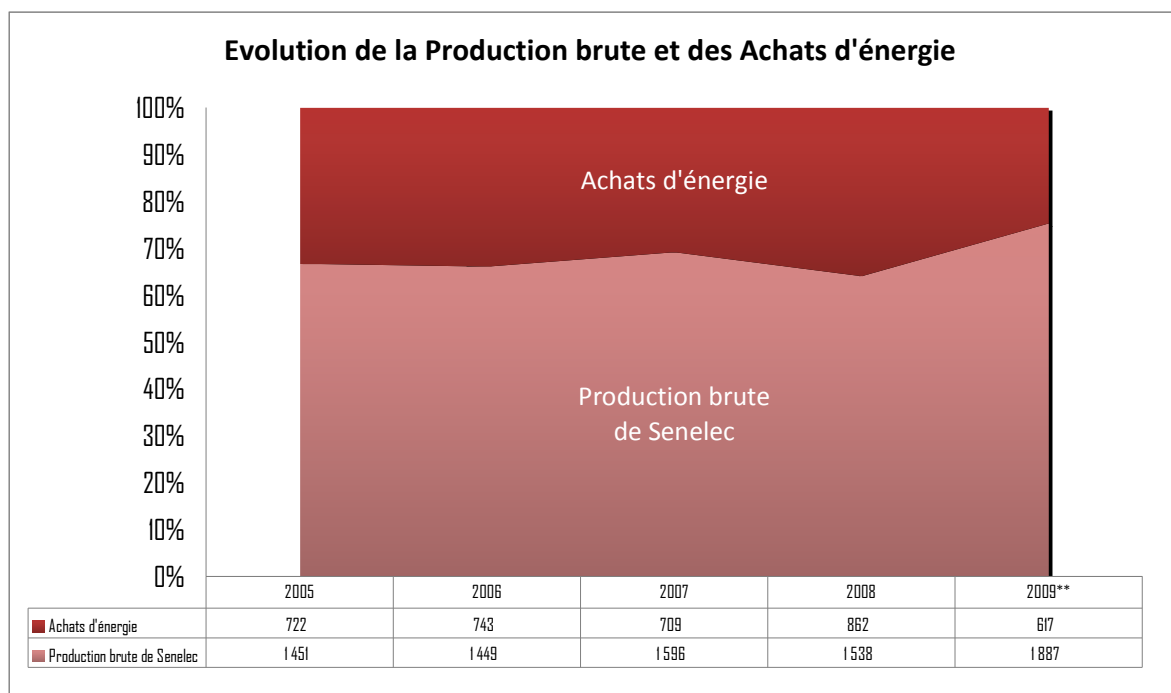
Ainsi, la production brute en 2009 et les achats d'énergie électrique devraient connaître une hausse de 4,3% par rapport à 2008. La production propre de Senelec en 2009 comparée à celle de 2008 devrait afficher une hausse de près de 23%, alors que dans le même temps, les achats baisseraient de 32%.

- **Réseau Interconnecté** : l'énergie nette livrée est passée de 2 019 à 2 334 GWh entre 2005 et 2009, soit un taux de croissance annuel moyen de 3,7%, alors que la pointe a évolué de 362 MW à 423 MW soit un taux de croissance annuel moyen de 4% sur la même période. Le facteur de charge reste quasiment stable entre de 63% et 64% en dehors de l'année 2007 où le facteur de charge du RI était de 65,6%.
- **Réseau régional de Ziguinchor** : le taux de croissance annuel moyen de l'énergie nette livrée est estimé à 6,7% sur la période 2005 – 2009, en passant de 43 GWh à

55 GWh. La pointe a évolué à un taux moyen annuel de 5,6% en passant respectivement de 9,7 MW en 2005 à 12,06 MW en 2009.

- **Réseau régional de Tambacounda** : avec un taux de croissance annuel moyen de 8,0% sur la période 2005-2009, l'énergie nette livrée au niveau de Tambacounda a évolué de 18,3 GWh à 24,9 GWh. La pointe a connu une croissance moyenne annuelle de 7,4% entre 2005 et 2009. Le facteur de charge a évolué de 58,3% à 59,7% sur la période avec un pic en 2008 (66,2%).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la production brute et des achats d'énergie électrique.



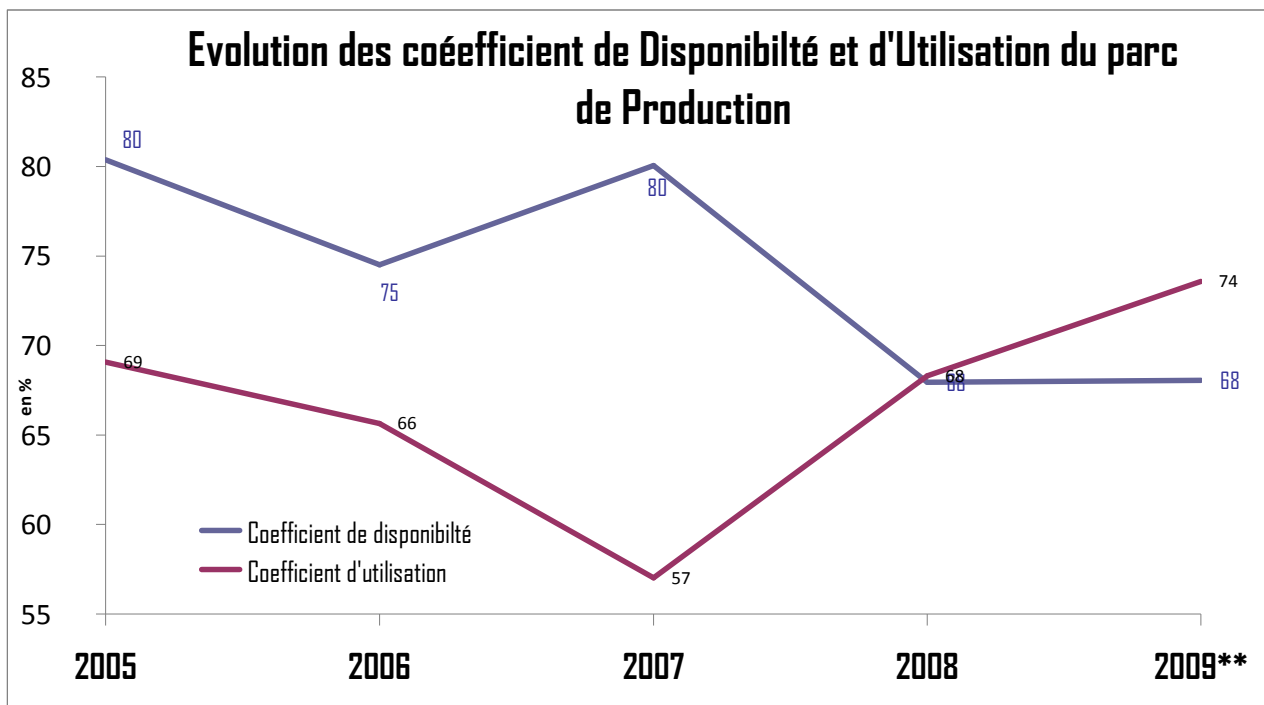
### II.1.2 EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION

De 2005 à 2009, la disponibilité du parc de production est passée de 80,4% à 68%. Cette dégradation est due essentiellement à l'indisponibilité de GTI depuis juin 2008, aux limitations de Kounoune I, aux longues indisponibilités et à la limitation des groupes de CIII Vapeur (problème de chaudière), aux perturbations des groupes de C4 (grippage piston, problème de température ou de pression), et à la baisse de disponibilité des TAG de CIII. A ces difficultés techniques, il faut ajouter le manque combustible qui a sensiblement affecté la disponibilité des groupes.

Le taux d'utilisation des groupes du RI (dont les IPP) a connu une baisse entre 2005 et 2007, passant de 70% à 57%, avant de remonter pour atteindre 74% en 2009.

Cet accroissement de l'utilisation des puissances disponibles résulte des effets conjugués de l'augmentation des indisponibilités et de la croissance de la demande.

Le graphique suivant fournit l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation du disponible (KD et KUD) entre 2005 et 2009.

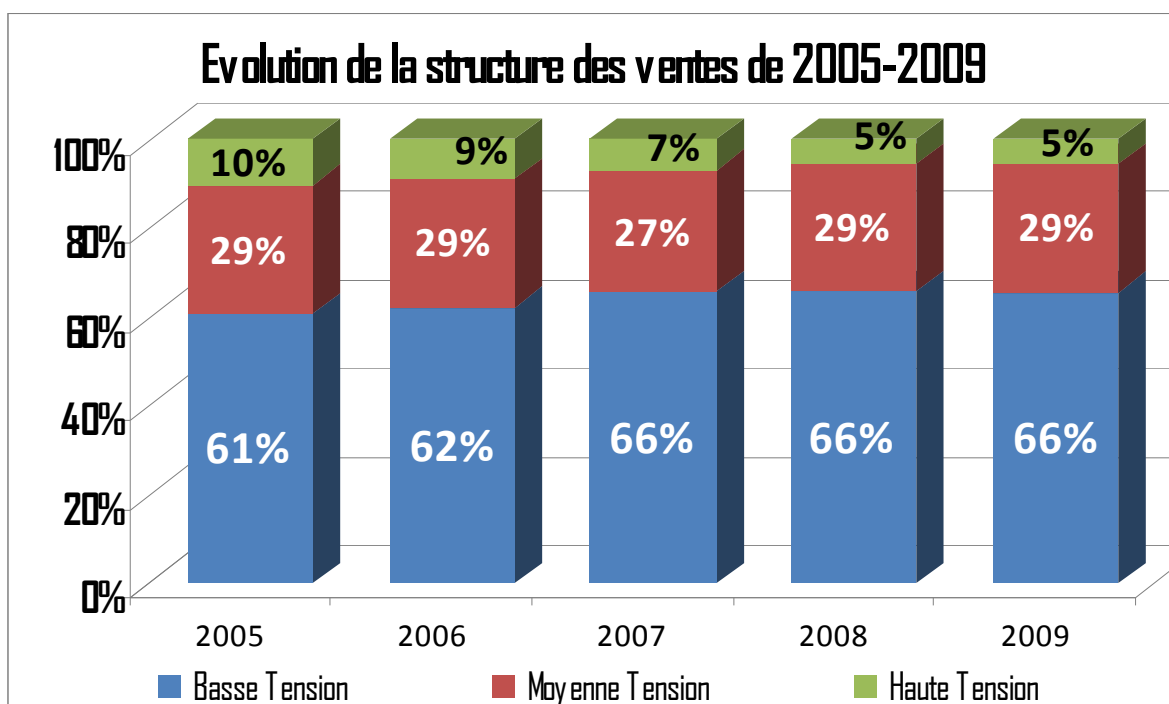


## II.2. LES VENTES D'ENERGIE

### II.2.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE

Les ventes d'énergie ont connu un taux de croissance annuel moyen de 4,3% au cours de la période 2005-2009. Toutefois, cette évolution suit des tendances différentes selon les niveaux de tension :

- La BT affiche de forts taux de croissance (6,3%) et voit sa part dans les ventes passer de 61% en 2005 à 66% depuis 2007 ;
- La part de la MT dans les ventes est stable à 29% depuis 2005 à l'exception de l'année 2007 où elle était de 27%.
- La part de la HT dans les vente continue de chuter, elle passe de 10% en 2005 à 5% depuis 2008 avec le retrait progressif de Sococim qui a mis en place une centrale de production autonome.



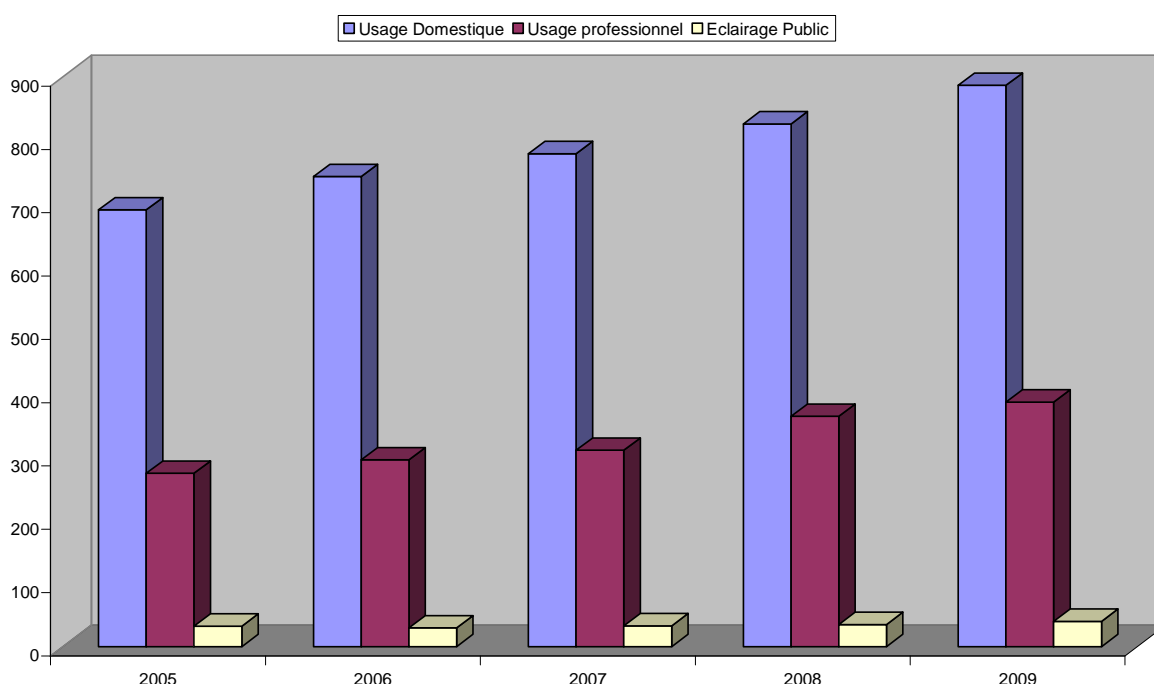
#### II.2.1.1. VENTES BASSE TENSION

Avec un taux de croissance annuel moyen de 6,3 %, la basse tension a été la locomotive des ventes d'énergie sur la période 2005-2009 qui affiche un taux global de 4,3%. Ainsi, la part de la BT dans la structure des ventes a nettement augmenté (voir graphique structure des ventes ci-dessus) en 2007 pour se stabiliser à 66%.

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

- Usage domestique : les ventes UD sont passées de 690 GWh en 2005 à un estimé de 887 GWh en 2009 soit une croissance annuelle moyenne de 6,5%.
- Usage professionnel : avec un taux de croissance annuel moyen de 9%, les ventes UP ont connu une croissance soutenue sur la période 2005-2009 et devraient atteindre 386 GWh contre 274 GWh en 2005.
- Eclairage public : la part des ventes EP reste faible au niveau de la BT avec une contribution de 3% durant la période. Le taux de croissance annuel moyen des ventes EP est estimé à 5,6% sur la période 2005-2009.

VENTES BASSE TENSION PAR USAGE DE 2005 A 2009



### **II.2.1.2. VENTES MOYENNE TENSION**

Les ventes en moyenne tension devraient connaître un taux de croissance annuel moyen estimé à 4,3% sur la période 2005-2009. La contribution des ventes MT reste stable à 29% sur la période sauf en 2007 (27%).

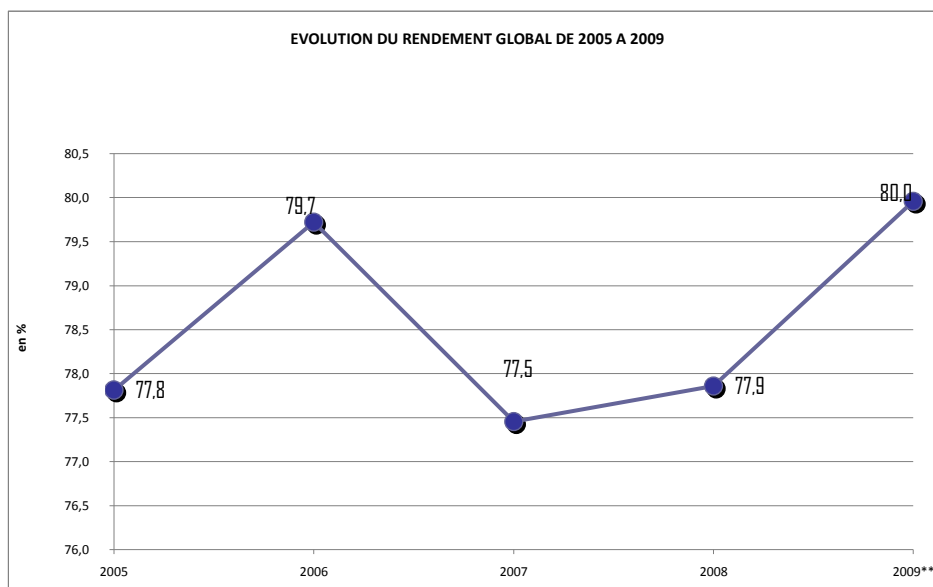
### **II.2.1.3. VENTES HAUTE TENSION**

Au niveau de la HT, les ventes enregistrent une baisse annuelle moyenne de moins 10,7% sur la période 2005-2009 passant de 172 GWh à 109 GWh en 2009. Cette situation est due en partie au retrait partiel de la SOCOCIM qui s'est dotée d'une centrale de production autonome. Ainsi, la part des ventes HT baisse de 10% en 2005 à 5% en 2008 et 2009.

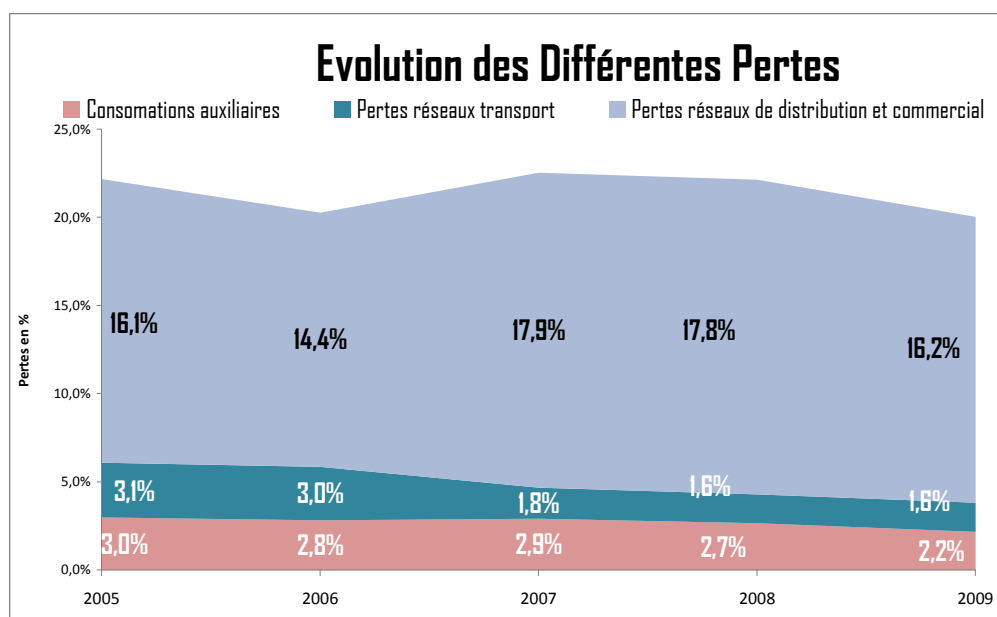
## II.2.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC

Globalement, on note une légère amélioration du rendement de Senelec qui passe de 77,8% à 80% entre 2005 et 2009.

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 sont passées de 5% en 2005 à 2% en 2008 ce qui constitue une bonne performance ; et que de façon générale les pertes distribution et commercial restent très élevées et dépassent 14% entre 2005 et 2007 sauf pour l'année 2006. Pour améliorer le rendement global, il faudra compter sur la mise en place d'un plan d'urgence de lutte contre les pertes techniques et non techniques.



### II.2.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC

Entre 2005 et 2009, le nombre de clients devrait passer de 598 436 à 834 332, soit un taux de croissance annuel moyen de 8,7%.

Le tableau ci-dessous fournit l'évolution de la clientèle durant la période.

	2005	2006	2007	2008	2009	Evolution 2005-2009
<i>Clientèle</i>	<i>598 436</i>	<i>642 457</i>	<i>693 791</i>	<i>741 968</i>	<i>834 332</i>	<i>8,7%</i>
<i>BASSE TENSION</i>	<i>597 326</i>	<i>641 292</i>	<i>692 560</i>	<i>740 677</i>	<i>832 994</i>	<i>8,7%</i>
<i>MOYENNE TENSION</i>	<i>1 107</i>	<i>1 162</i>	<i>1 228</i>	<i>1 288</i>	<i>1 335</i>	<i>4,8%</i>
<i>HAUTE TENSION</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>0,0%</i>

La clientèle BT a connu une croissance considérable avec un taux de croissance annuel moyen de 8,7% sur la période 2005-2009.

La consommation par client BT a baissé à un rythme moyen annuel de -1,4%, passant de 1 668 kWh/client /an en 2005 à 1 576 kWh/client/an en 2009.

Au niveau de l'évolution des clients MT, on enregistre une augmentation de 1 107 clients en 2005 à 1 335 clients en 2009 soit une croissance annuelle moyenne de 4,8% entre 2005 et 2009. La consommation annuelle moyenne par client baisse légèrement de 443 MWh en 2005 à 435 MWh en 2009.

Pour la HT, le nombre de clients n'a pas varié sur la période, cependant la consommation moyenne annuelle par client baisse considérablement de 57,36 GWh en 2005 à 36,43 GWh en 2009.

	2005	2006	2007	2008	2009	Evolution 2005- 2009
<i>Consommation moyenne par client et par année (MWh)</i>						
<i>BASSE TENSION</i>	<i>1,668</i>	<i>1,658</i>	<i>1,648</i>	<i>1,636</i>	<i>1,576</i>	<i>-1,4%</i>
<i>MOYENNE TENSION</i>	<i>443</i>	<i>433</i>	<i>400</i>	<i>421</i>	<i>435</i>	<i>-0,5%</i>
<i>HAUTE TENSION</i>	<i>57 368</i>	<i>52 559</i>	<i>40 621</i>	<i>33 260</i>	<i>36 427</i>	<i>-10,7%</i>

### II.2.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES

Avec un taux de croissance annuel moyen de 14%, les revenus facturés de Senelec sont passés de 134,583 Milliards en 2005 à 227,300 Milliards estimé en 2009.

Le tableau ci-dessous récapitule l'évolution du chiffre d'affaires ainsi que sa répartition par niveau de tension.

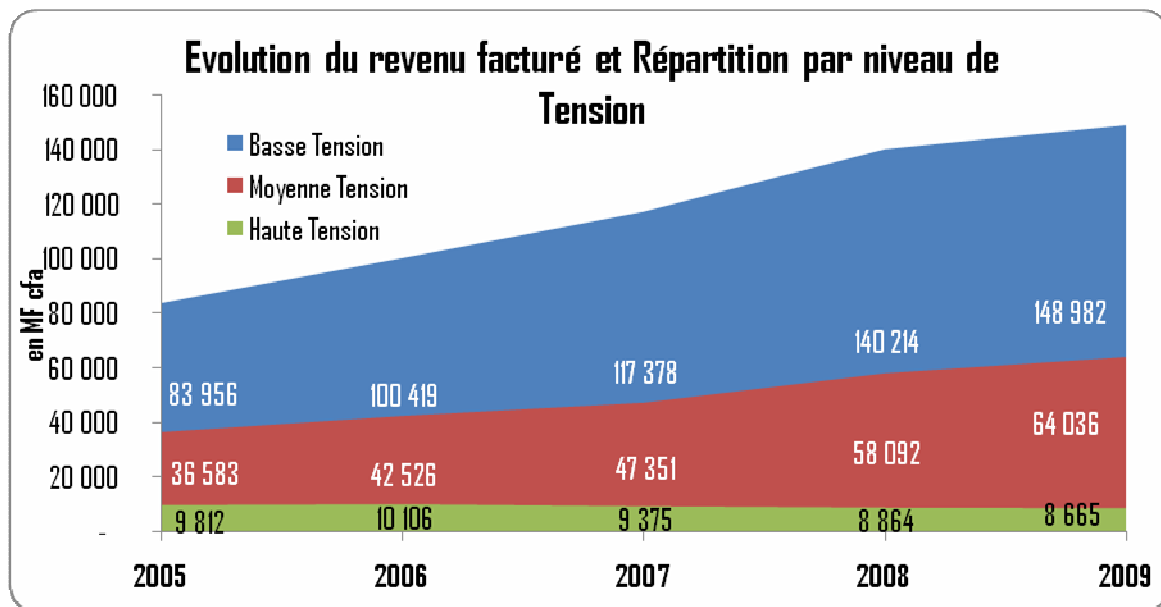
## EVOLUTION CHIFFRE D'AFFAIRES en MFCFA

	2005	2006	2007	2008	2009	
					budget	budget réajusté*
<b>Revenus facturés totaux</b>	<b>130 351</b>	<b>153 051</b>	<b>174 104</b>	<b>207 171</b>	<b>234 411</b>	<b>221 683</b>
Basse Tension	83 956	100 419	117 378	140 214	160 519	148 982
Moyenne Tension	36 583	42 526	47 351	58 092	65 480	64 036
Haute Tension	9 812	10 106	9 375	8 864	8 412	8 665

Globalement, cette croissance est tirée par la Basse Tension avec une réalisation de 13,41% sur la période 2005-2008 alors que les revenus facturés de la Moyenne Tension évoluent de 12,29% et ceux de la Haute Tension baissent de 2,51%.

La forte croissance enregistrée en 2008 par rapport à 2007 s'explique par la révision à la hausse des tarifs de 17% exécutée en août 2008, combinée à un changement de la grille tarifaire qui devient progressive.

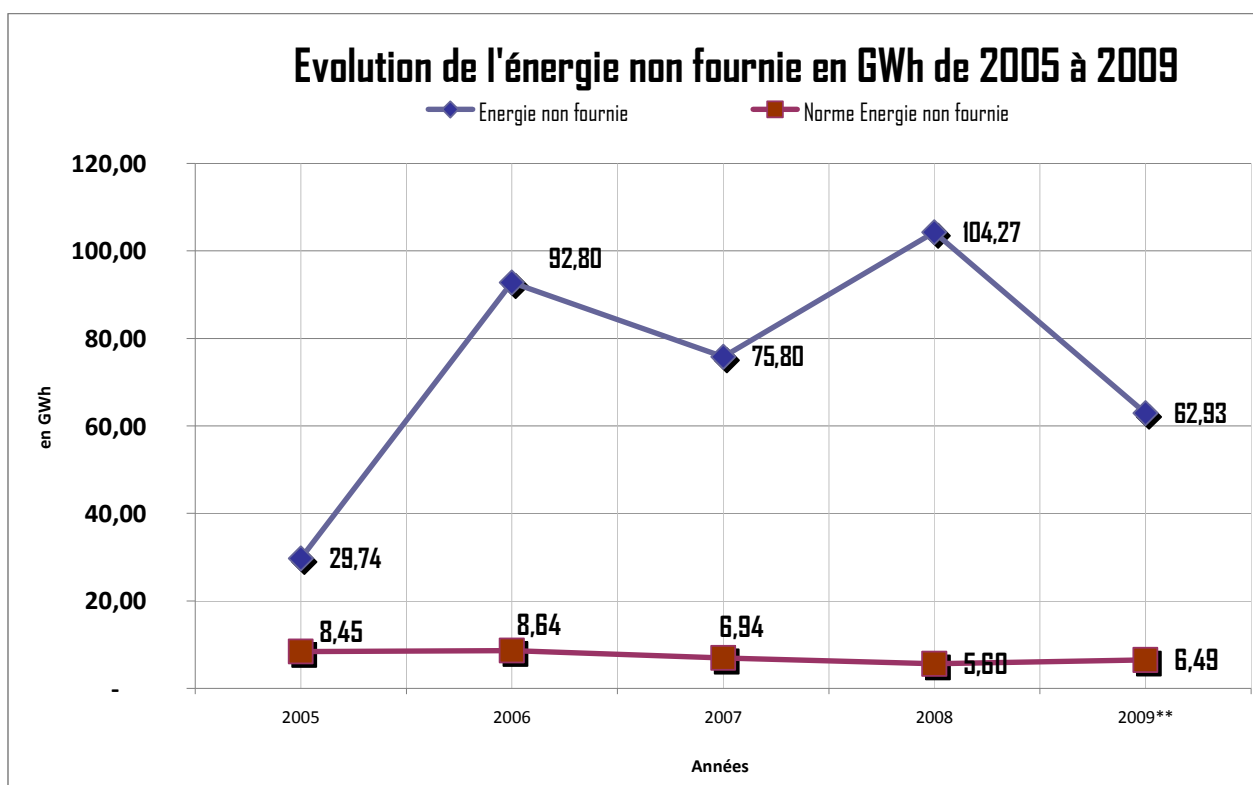
		EVOLUTION CHIFFRE D'AFFAIRES EN %				
		2005	2006	2007	2008	2009
<b>Revenus facturés totaux</b>	%	0,15	0,17	0,14	0,19	0,07
<b>Basse Tension</b>	%	0,15	0,20	0,17	0,19	0,06
<b>Moyenne Tension</b>	%	0,16	0,16	0,11	0,23	0,10
<b>Haute Tension</b>	%	0,05	0,03	- 0,07	- 0,05	- 0,02



### II.3. QUALITE DE SERVICE

De 2005 à 2009, on a enregistré une nette dégradation de la qualité de service. En effet, l'énergie globale non fournie est passée de 29,74 GWh en 2005 à 62,9 GWh en 2009 après avoir atteint un pic de 104,27 GWh en 2008. Cette situation résulte essentiellement de la recrudescence des délestages et effacements suite au déficit de production (pour les raisons citées plus haut).

Ainsi, comme le montre le graphe ci-dessous, l'énergie non fournie est restée largement supérieure à la norme imposée à Senelec durant cette période.



Pour le Transport et la Distribution la qualité de service entre 2005 et 2008 se caractérise par un accroissement du nombre d'incidents et de l'END induite. En effet le nombre d'incidents passe de 3 979 à 6 810 toutes tensions confondues affichant ainsi une hausse de 71%. Quant à l'énergie non distribuée, elle est passée de 6,236 GWh à 10,372 GWh soit un saut de 66%.

Cette situation est due aux retards d'investissement sur le réseau de distribution depuis plusieurs années, principalement à Dakar. En fait, les départs existants sont surchargés et n'arrivent plus à supporter les contraintes qui leur sont imposées ce qui entraîne les nombreux défauts constatés en période de chaleur correspondant aux jours de charge maximale.

### II.3.1. RESEAU DE DAKAR

Sur le réseau de Dakar, nous remarquons une forte dégradation de la qualité de service particulièrement sur le réseau 6,6 kV, comme pour les années précédentes, ou le nombre de perturbations dues aux incidents est passé de 587 à 1792 entre 2005 et 2008. Cette période correspond aux années de délestage important par manque de production mais également aux sollicitations répétées du réseau, notamment durant les manœuvres de recherche des défauts de câble.

Sur le réseau 30 kV, entre 2005 et 2008 le nombre d'interruptions dues aux incidents a quasiment doublé en passant de 1257 à 2219. Une part importante de ces interruptions est liée aux agressions sur les câbles occasionnés par les chantiers actuellement en cours à Dakar.

Sur le réseau 30 et 6,6 kV le nombre de panne n'a cessé de croître sauf pour le réseau 6,6 kV qui a enregistré un léger tassement en 2008. Le taux de croissance moyenne des pannes sur les réseaux 6,6 kV et 30 kV est respectivement de 16% et de 17% entre 2005 et 2008.

### II.3.2. RESEAU DES REGIONS

En ce qui concerne les réseaux des Régions, le 6,6 kV a connu une baisse de 79% de l'énergie non distribuée due aux incidents entre 2005 et 2008 tandis que le réseau 30 kV enregistre une hausse de 48%. Ce saut est imputable aux durées longues de recherche de défauts et aux temps de remise après incidents sur les lignes 30 kV reliant les régions. Le nombre d'interruptions dues aux incidents passe de 1985 en 2005 à 2673 en 2008 soit une hausse de 35%.

### II.3.3. RESEAU HAUTE TENSION

S'agissant du réseau haute tension, le nombre d'interruptions dues aux incidents passe de 150 à 126 entre 2005 et 2008 soit une baisse de 16%.

Le tableau ci-dessous fournit l'évolution des incidents entre 2005 et 2008.

**Tableau des interruptions dues aux incidents entre 2005 et 2008**

	2005		2006		2007		2008	
	Nbre	END(GWh)	Nbre	END(GWh)	Nbre	END(GWh)	Nbre	END(GWh)
6,6 Dakar	587	720	664	1 615	2 093	2 737	1 792	2 330
30 kV Dakar	1 257	2 694	1 432	2 713	1 772	5 088	2 219	4 317
Sous Total Dakar	1 844	3 414	2 096	4 328	3 865	7 825	4 011	6 647
6,6 kV Régions	316	264	40	55	89	129	29	54
30 kV Régions	1 669	2 371	1 331	2 552	2 151	4 571	2 644	3 508
Sous Total Régions	1 985	2 635	1 371	2 607	2 240	4 699	2 673	3 563
90 kV	150	186	158	209	175	890	126	163
Total	3 979	6 236	3 625	7 144	6 280	13 414	6 810	10 372

## II.4. INVESTISSEMENTS REALISES OU EN COURS

Le tableau ci-dessous fournit la synthèse des investissements réalisés sur la période 2005-2009. Globalement près de 169 milliards ont été investis dont 64,1% (108,5 milliards) en production avec en particulier la Centrale de Bel air C6, la centrale de Kounoune et la centrale de Kahone II. Ces différents investissements ont contribué à l'amélioration significative de la qualité de service notée au cours des dernières années.

En outre, Senelec réalise actuellement la Boucle 90 kV de Dakar pour un investissement estimé à 28,560 Milliards. Dans le cadre de la diversification des sources de production, Senelec a conclu avec la Compagnie Electrique du Sénégal (CES) un Contrat d'Achat d'Energie pour la réalisation à Sendou d'une tranche de 125 MW au charbon pour un montant de 120,5 Milliards.

### Investissements en Production

<b>INTITULE DU PROJET</b>	<b>MONTANT</b>	<b>ANNEE DE MISE EN SERVICE</b>
Extension Boutoute	4 156 760 720	2006
CENTRALE Bel Air C6	30 163 660 510	2006
Kounoune 1	42 000 000 000	2008
Kahone 2	32 196 525 316	2008
<b>Sous- total Production</b>	<b>108 516 946 546</b>	

### Investissements en Réseaux

<b>INTITULE DU PROJET</b>	<b>MONTANT</b>	<b>ANNEE DE REALISATION</b>
Renforcement poste HT THIONA	281 000 000	2005
Sous Station ZIGUINCHOR	446 000 000	2005
Evénements Religieux 2005	496 872 925	2005
Upgrade des SCADA du Dispatching et du BCC	467 372 814	2005
Trunk de Dakar	502 704 101	2005
<b>Sous Total 2005</b>	<b>2 193 949 840</b>	<b>2005</b>
Poste 90/30 MBAO	2 100 279 617	2006
LIAISON 90 kV SOCOCIM MBOUR	5 135 784 677	2006
Evénements Religieux 2006	244 843 377	2006
Extension réseau de distribution publique dans les régions phase 1 lot 1 et 2	459 000 000	2006
Construction d'un réseau de communication voix et données	1 405 969 038	2006
<b>Sous Total 2006</b>	<b>9 345 876 709</b>	<b>2006</b>
Renouvellement POSTE 30 kV HANN	2 982 563 283	2007
Evénements Religieux 2007	100 200 431	2007
<b>Sous Total 2007</b>	<b>3 082 763 714</b>	<b>2007</b>
Poste 90/30 BEL AIR	2 441 431 284	2008
Contournement Cap des BICHES	148 334 921	2008
Evénements Religieux 2008	257 114 366	2008
Extension réseau de distribution publique à Dakar Pikine, Guédiawaye et Rufisque lot 1,2,3 et 4	1 855 000 000	2008
Extension réseau de distribution publique dans les régions phase 2 lot 1,2,3 et 4	1 009 000 000	2008
<b>Sous Total 2008</b>	<b>5 710 880 571</b>	<b>2008</b>
Extension Réseau de Distribution TOUBA ET MBOUR (BOAD)	2 400 000 000	2008-2009
Liaison 225kV Tobene-Touba- Kaolack	19 867 845 171	2009
Renforcement MT Dakar phase 2	7 300 000 000	2009
CGFO	1 713 000 000	2009
Passage en Full IP de Vincens, Rufisque et Cinq agences de Dakar	260 000 000	2009

INTITULE DU PROJET	MONTANT	ANNEE DE REALISATION
Dispatching national	7 300 000 000	2009
<b>Sous Total 2009</b>	<b>38 840 845 171</b>	<b>2009</b>
<b>Sous- total Réseaux 2005-2009</b>	<b>59 174 316 005</b>	

## Investissements en Immobilier

INTITULE DU PROJET	MONTANT	ANNEE DE REALISATION
Extension District Commercial de Kolda	50 000 000	2005
Bureau de paiement de Cap Skirring	22 000 000	2005
<b>Sous Total 2005</b>	<b>72 000 000</b>	<b>2005</b>
Bureau Commercial de Mbacké	42 000 000	2006
Agence Principale de Ouakam	220 000 000	2006
<b>Sous Total 2006</b>	<b>262 000 000</b>	<b>2006</b>
Agence de Fatick	273 000 000	2007
Agence Rurale de Popenguine	42 000 000	2007
Aménagements sportifs au CFPP	80 000 000	2007
<b>Sous Total 2007</b>	<b>395 000 000</b>	<b>2007</b>
Agence Bourguiba	480 000 000	2008
<b>Sous Total 2008</b>	<b>480 000 000</b>	<b>2008</b>
Agence Rurale de Ndoffane	39 000 000	2009
Agence de Matam	232 000 000	2009
Agence Rurale de Foundiougne	47 000 000	2009
Construction de deux villas Chef de Poste à Tobène	45 000 000	2009
Siège de Diourbel	263 000 000	2009
<b>Sous Total 2009</b>	<b>626 000 000</b>	<b>2009</b>
<b>Sous- total Immobilier</b>	<b>1 835 000 000</b>	

## **II.5. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC**

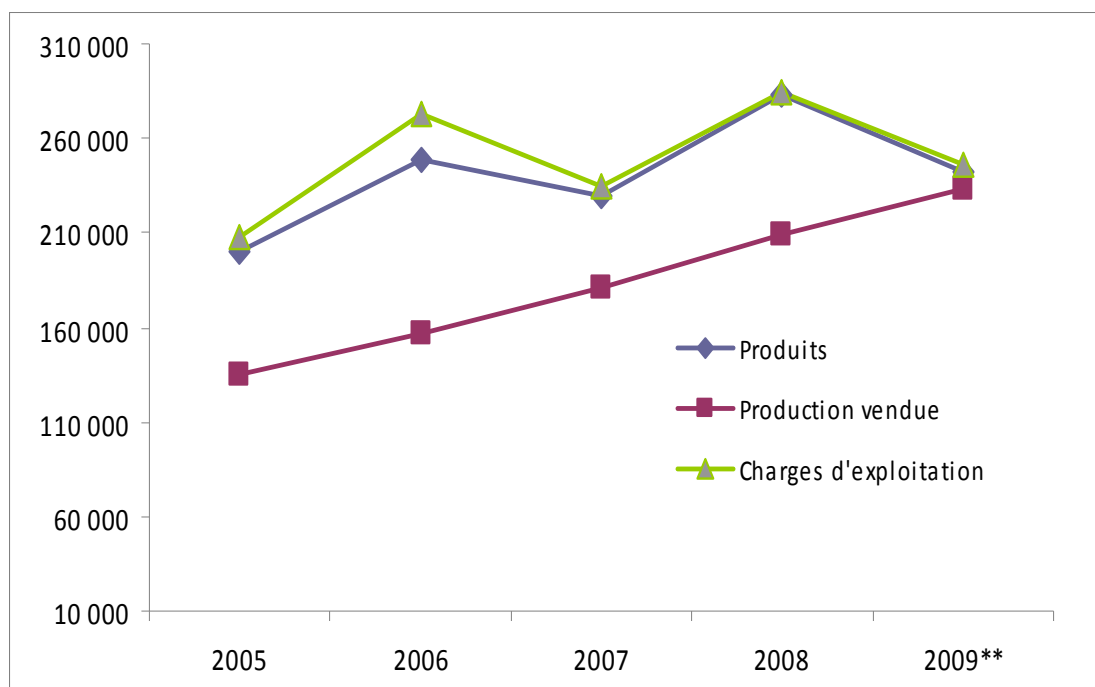
### **II.5.1. COMPARAISON DES PRODUITS ET DES CHARGES**

Le graphique et le tableau ci-dessous montrent que durant le quinquennat 2005-2009 les charges d'exploitation ont augmenté suivant un taux de croissance annuel moyen de 4,3% alors que les produits ont évolué au rythme de 4,7% sur la même période dû à l'effet combiné des subventions de l'Etat et des hausses tarifaires annuelles respectives de 10%, 15%, 6% et 17% entre 2005 et 2008. En 2009, deux ajustements tarifaires ont été noté avec une baisse de 12% en janvier et une hausse de 8% en août.

Néanmoins, les revenus ordinaires restaient inférieurs aux charges encourues durant la période qui est marquée par :

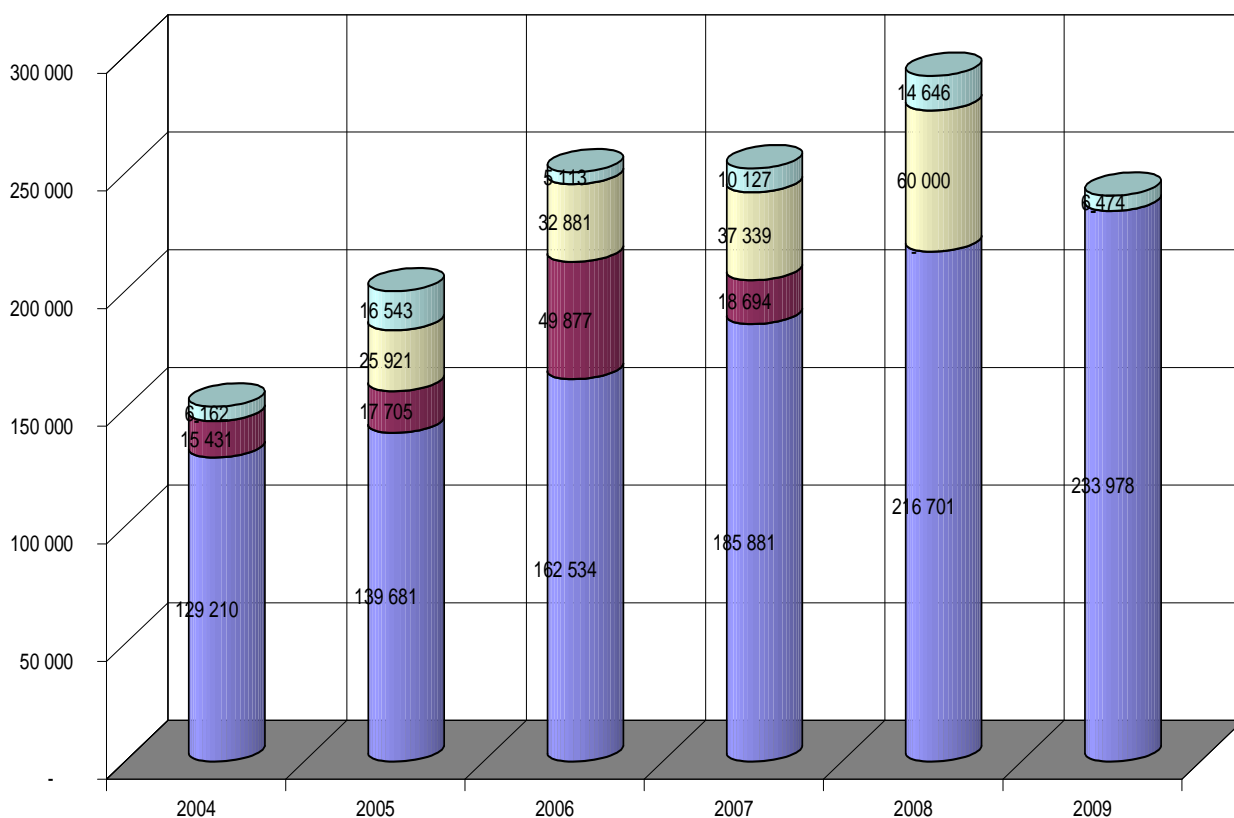
- un parc de production et un réseau de transport et de distribution vétustes ;
- une forte utilisation pendant la période 2005-2008 des groupes les plus onéreux en plus de la location des groupes Aggreko pour faire face à la demande ;
- Un renchérissement du prix des produits pétroliers avec un baril à 150 dollars en 2008.

## Evolution des revenus et charges ordinaires d'exploitation



## REPARTITION DES PRODUITS D'EXPLOITATION 2005-2009

■ Chiffre d'affaires 
 ■ Production immobilisée 
 ■ Subvention d'exploitation 
 ■ Autres produits



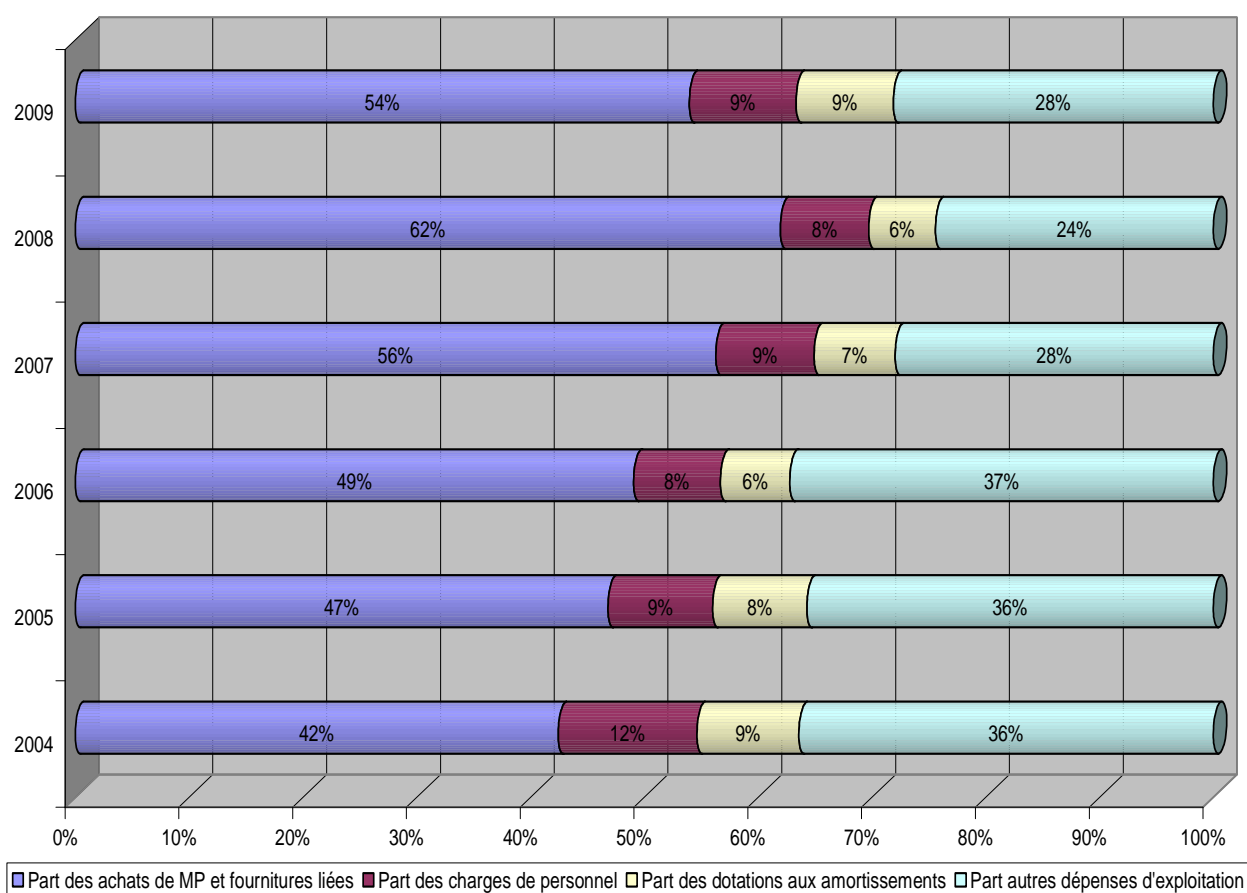
## II.5.2. COMPOSITION ET EVOLUTION DES PRINCIPAUX POSTES DE CHARGES

Le graphique ci après montre l'évolution des principaux postes de charges ordinaires sur la période 2005-2009.

La part relative moyenne des principaux postes de charges ordinaires sur la période 2005-2009, s'établit par rapport aux charges globales d'exploitation ainsi :

- le combustible représente en moyenne : 53% ;
- les autres services consommés représentent en moyenne : 18% ;
- les amortissements représentent en moyenne : 8% ;
- le personnel représente en moyenne : 9% ;
- la part variable des achats d'énergie hors combustibles représente en moyenne : 9% ;
- les consommations directes représentent en moyenne : 3% ;
- les charges diverses représentent en moyenne : 3% ;

Répartition des charges d'exploitation



## VALEUR RELATIVE DES POSTES DE CHARGES VARIABLES

		2005	2006	2007	2008	2009**
Charges d'exploitation	%	100	100	100	100	100
Combustibles		44	47	59	62	51
Achats d'énergie	%	3	2	2	2	3
Charges du personnel	%	9	8	10	8	9
Consommations directes	%	4	3	4	2	4
Transports consommés	%	1	1	0	0	0
Autres services consommés		20	29	12	15	16
Charges et pertes diverses	%	7	2	2	2	3
Impôts et taxes	%	2	2	2	1	2
Redevances RTS	%	0,09	0,05	0,05	1	1
Redevances Commission	%	0,03	0,08	0,35	0,31	0,39
Dotation aux Amortissements	%	9,42	6,75	8,43	6	9

### II.5.3. ÉVOLUTION DES MARGES ET RESULTATS FINANCIERS D'EXPLOITATION

On note que la marge d'exploitation s'est dégradée durant la période surtout en 2006 ; le résultat net suit la même tendance en passant de -4,31 milliards en 2005 à -34 milliards en 2006, puis -8, 229 milliards en 2008.

On note une évolution négative très forte des réalisations, entre les années 2005 et 2006, avec une marge d'exploitation qui s'est détériorée de -7,8 à - 23,7 milliards et un résultat net avant impôts qui suit la même tendance en passant de - 4 milliards en 2005 à -34,1 milliards en 2006. Au 31 décembre 2008, la marge d'exploitation est de -3,253 milliards et le compte de résultat affiche un résultat déficitaire de 8 229 millions de FCFA contre un résultat déficitaire à la même date de l'année 2007 de 6 347 millions de FCFA. Ce résultat face à une conjoncture plus difficile qu'en 2007, a encore subi une détérioration.

L'analyse de l'évolution de ce résultat et des soldes intermédiaires de gestion révèle une dégradation des principaux indicateurs comptables, en l'occurrence la marge sur matières, le résultat d'exploitation, le résultat financier, ainsi que le résultat net de l'exercice.

Année	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	MFCFA	MFCFA	MFCFA	MFCFA	MFCFA	MFCFA
Marge brute sur matières premières	80 934	60 032	77 619	60 335	34 052	105 394
Valeur ajoutée	32 353	27 465	13 614	36 320	36 210	38 509
EBE	14 091	8 358	- 7 297	14 204	13 430	15 418
Résultat d'exploitation	932	- 7 829	- 23 907	- 4 035	- 1 967	- 5 612
Résultat net	1 588	- 4 031	- 34 127	- 6 348	- 6 942	- 10 182

De plus, le Capital de Senelec a été ramené de 119 434 Millions de F CFA à 81 677 Millions de F Cfa à l'issue de la recapitalisation décidée par l'Assemblée Générale Extraordinaire en sa séance du 27 juillet 2007. Cette recapitalisation a consisté en un apport numéraire de 65 milliards de F CFA après imputation du report à nouveau déficitaire de 171 milliards sur les réserves de 68 milliards d'une part, et du reliquat de 103 milliards sur le capital de 119 milliards d'autre part. Le complément de recapitalisation opéré en 2008 a permis de porter le capital de Senelec à 125 677 Milliards dont 6 101 Milliards non encore appelé.

### **III. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT**

#### **III.1. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION**

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

- la mise en service en 2006 de l'extension de Boutoute (5 MW) et de la centrale C6 de Bel-air (64 MW);
- la réalisation de l'IPP Kounoune I en 2007 (67,5 MW) ; et
- la mise en service en octobre 2008 de la centrale Kahone II (64 MW) initialement prévue à Kounoune.

Senelec entend poursuivre dans cette dynamique aux fins de disposer d'un parc de production moderne et fiable avec des coûts de production réduits et une disponibilité accrue par :

- Les extensions des centrales régionales de Tambacounda (2\*3 MW) et de Ziguinchor (5MW) ;
- La réalisation à court terme (2010-2012) du programme de recouvrement de puissance et de fiabilisation (PRPF) de la C3 (87,5 MW) ;
- La mise en service au niveau du RI d'un BOO Charbon de 125 MW en 2011 suivi d'une extension de même capacité en 2012;
- Le déclassement d'unités vétustes et peu performantes au niveau du réseau interconnecté (Centrale de Saint-Louis et centrale CII vapeur de Bel-Air) ainsi que la fermeture de centres secondaires très coûteux par le développement du réseau 30 kV en particulier dans les régions de Ziguinchor, Kolda et Kaolack ; et

- Le développement des échanges d'énergie électrique avec les pays voisins à travers les projets intégrateurs de l'OMVS (Félou et Gouina) et de l'OMVG (Sambangalou et Kaléta) entre 2012 et 2015 ainsi que la réalisation de l'ambitieux volet énergie du WAPP.
- La politique énergétique de l'Etat du Sénégal prévoit, dans sa nouvelle Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LDPSE), une diversification accrue des sources de production grâce à la promotion des énergies renouvelables (solaire, éolienne, biomasse....) à travers les projets suivants :

#### Parc Eolien de Saint Louis

- Puissance installée : 15 MW dans la 1<sup>ère</sup> phase sur un potentiel de 100 MW
- Productible annuel : 29 GWh
- Coût d'investissement : 14 Milliards FCFA

#### Parc Eolien de Taïba NDiaye

- Puissance installée : 125 MW dans la 1<sup>ère</sup> phase sur un potentiel de 310 MW
- Productible annuel : 300 GWh
- Coût d'investissement : autour de 110 Milliards FCFA

#### Centrale Biomasse de Ross Béthio

- Puissance installée : 30 MW
- Productible annuel : 216 GWh
- Coût d'investissement : 57 Milliards FCFA

#### Centrale Solaire de Ziguinchor

- Puissance installée : 7,3 MWc
- Productible annuel : près de 8 GWh
- Coût d'investissement : 18,33 Milliards FCFA

### III.2. **PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX**

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

- Le bouclage du réseau 225 kV par d'une part, le passage en 225 kV des lignes Tobène-Kounoune et Kounoune-Mbour prenant en compte l'évacuation de la production des centrales à charbon de Sendou ainsi que l'alimentation de Zone Economique Spéciale Intégrée de Diass et l'Aéroport International Blaise Diagne de Diass et d'autre part la réalisation de la ligne Kaolack – Mbour.
- La ligne 30 kV Ourosogui Semme en 2010 pour améliorer la desserte de la ville de Bakel, des localités aux alentours, et des importants projets d'irrigation pour la riziculture de la SAED.
- La création de nouveaux départs 30 kV au niveau de ce poste 90/30 kV de Bel – Air permettra de reprendre des charges 6,6 kV en 30 kV pour réduire les contraintes et d'éliminer progressivement le réseau 6.6 kV. Toutes ces actions ont pour finalité l'amélioration de la qualité et l'augmentation de la fiabilité de la distribution d'énergie.
- Dans le cadre du renforcement du réseau de Dakar 3<sup>ème</sup> phase, l'extension du réseau 30 kV et la suppression progressive du 6,6 kV permettra d'améliorer la qualité de service sur les différents départs et éliminer les surcharges.

A court terme le réseau 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 entre 2010 et 2011
- Le développement des artères 30 kV autour des postes sources et le passage des postes 6,6 kV sur le réseau 30 kV à Dakar et dans les régions entre 2009 et 2013.

## IV. APPRECIATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS

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 infrastructures de production, transport et distribution. 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.

Dans l'application de la formule de contrôle des revenus durant la période passée, Senelec a noté certaines distorsions et anomalies qui méritent d'être prise en considération dans l'élaboration de nouvelles conditions tarifaires pour la période 2010-2014.

### IV.1. Contexte

Le quinquennat 2005-2009 a été marqué par les événements suivants :

- Le retard d'investissements au niveau de la production a conduit Senelec à satisfaire l'augmentation de la demande avec des unités peu performantes conçues pour fonctionner en pointe et qui ont largement été utilisées en base ; mais aussi avec des groupes de location au coût très élevé. D'une part les économies d'échelle attendues n'ont pu être réalisées, d'autre part les charges exceptionnelles liées à la location n'ont pas été prises en compte par la formule.
- La flambée des cours mondiaux des produits pétroliers a induit une augmentation du prix du fuel lourd, combustible de référence qui passe de 82 567 F Cfa la tonne en 2005 à 176 618 F Cfa la tonne en 2009 avec un pic de 337 822 F Cfa la tonne en juillet 2008. Le Diesel Oil qui est le second combustible de Senelec est passé de 247 476 F Cfa la tonne en 2005 à 300 190 F la tonne en 2009 avec un pic de 619 041 F Cfa la tonne en juillet 2008.
- Les paramètres de la formule sont calculés à partir de moyenne sur des prévisions, ce qui engendre des distorsions entre les revenus requis et ceux issus de la formule.

- L'application d'un facteur d'économie d'échelle n'est pas pertinente dans la mesure où la demande augmente rapidement dans un secteur en pleine expansion.

#### **IV.2. L'application de la formule**

Ainsi, l'application de la formule de contrôle des revenus durant la période 2005-2009 suscite plusieurs remarques et observations.

En effet, de nouveaux éléments méritent d'être pris en compte dans le paramétrage de la formule de contrôle des revenus, il s'agit :

- ✓ des éléments de coûts résultants des contrats avec les IPP (patente, redevance CRSE,) qui stipulent que toutes charges non prévues lors de la signature doivent être supportée par Senelec;
- ✓ des charges supportées du fait de la volonté de l'Etat comme le fonds de préférence doivent être considérées comme des pass trough dans la formule.
- ✓ de la prise en compte dans la rémunération des actifs du BFR lié aux intérêts supportés pour son financement.
- ✓ L'END liée au manque de combustible et à l'indisponibilité des centrales des IPP ne doit pas être comptabilisée ;
- ✓ Le coût du branchement ne doit plus être un élément du tarif pour éviter la péréquation ; le client doit payer le coût que son alimentation engendre à Senelec ;
- ✓ Le déphasage entre les périodes d'évolution des paramètres de la formule et les dates d'application des réajustements tarifaires a induit des problèmes de trésorerie pour Senelec ;
- ✓ Ajuster la base tarifaire lorsque les objectifs d'électrification sont largement dépassés et que Senelec réalise des investissements qui n'étaient pas prévus. En effet, les taux d'électrification à atteindre en 2009 en milieu rural ont été dépassés de 4% dès la fin 2008, et en milieu urbain il subsistait un gap de 1% qui sera certainement dépassé courant 2009.

#### **IV.3. SUGGESTIONS POUR LA NOUVELLE FORMULE**

Ainsi, il convient de tenir compte des dispositions suivantes dans la révision des conditions tarifaires :

- ✓ Possibilité de la prise en compte de charges additionnelles exceptionnelles au cours de la période (locations de groupes, redevance CRSE et patente GTI, etc.)

- ✓ Possibilité d'ajustement des paramètres de la formule en cas d'évolution exceptionnelle (modification du plan de production, programme d'investissement, etc...).
- ✓ Déclencher les révisions exceptionnelles dès que l'indice composite d'inflation atteint  $\pm 15\%$  et non  $\pm 30\%$  comme c'est le cas actuellement.
- ✓ Fixation à l'avance des dates de paiement des compensations pour une meilleure prise en compte dans le plan de trésorerie de Senelec.
- ✓ Nécessité d'actualiser la norme d'ENF par rapport au contexte et à la structure vu qu'il y a de plus en plus d'IPP.
- ✓ Valoriser l'énergie non fournie au coût marginal du kWh calculé par Senelec dans le cas des incitations contractuelles pour manquement à la norme de disponibilité, le prix actuel de 1074 F/kWh étant supérieur au coût marginal réel.
- ✓ Revoir le barème de calcul des pénalités liées au non respect des normes jugées trop contraignantes compte tenu des difficultés dans l'exploitation de Senelec.
- ✓ Revoir la norme d'énergie non fournie pour tenir compte dans la composition du parc de production de la part importante des producteurs indépendants.
- ✓ Réduction de la durée de validité des conditions tarifaires de 5 à 3 ans.
- ✓ Intégrer dans la formule un dispositif lorsque les objectifs d'électrification sont largement dépassés, et Senelec réalise des investissements qui ne sont pas pris en compte dans la base tarifaire. Il est donc nécessaire de prévoir un facteur bonus en cas de dépassement des normes définies.
- ✓ Les ventes d'énergie aux concessionnaires d'électrification rurale doivent être considérées comme une autre catégorie de ventes MT dans la stratification des ventes d'énergie.
- ✓ Corriger les distorsions entre les revenus requis et ceux issus de la formule résultant du choix des ventes moyennes de la période comme ventes de référence.
- ✓ Mieux rémunérer la base tarifaire en augmentant le taux de rémunération des fonds propres et en prenant en compte le besoin en fonds de roulement.
- ✓ Prendre en compte dans la correction du revenu, des conséquences liées éventuellement à la loi à promulguer sur les énergies nouvelles et renouvelables qui viendrait obliger Senelec à acheter l'énergie de ces IPP particuliers.