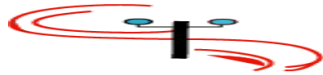




République du Sénégal



Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité

Révision intérimaire des conditions tarifaires de SENELEC

Période tarifaire 2011-2013

Document de consultation publique

Juin 2011



SOMMAIRE

Synthèse du Bilan de 2010.....	6
1. Situation de la Production.....	6
1.1. Capacité.....	6
1.2. Disponibilité et utilisation.....	6
1.3. Production d'électricité.....	7
1.4. Charges de combustibles.....	7
1.5. Autres charges d'exploitation.....	8
2. Situation du Transport.....	9
3. Situation de la Distribution.....	10
4. Situation des Ventes.....	11
4.1. Ventes d'électricité.....	11
4.2. Rendement.....	11
4.3. Clientèle.....	11
4.4. Revenus.....	12
5. Situation de la Qualité du Service.....	12
5.1. Production.....	12
5.2. Réseaux de transport et de distribution.....	13
6. Situation des Investissements.....	14
7. Situation Financière.....	15
8. Suivi des normes et obligations.....	16
8.1. Suivi des normes.....	16
8.2. Suivi des obligations d'électrification.....	17
Nouvelles Normes et Obligations.....	19
Projections de SENELEC.....	20
9. Les projections de la demande.....	20
9.1. Méthodologie et hypothèses.....	20
9.1.1. Données générales.....	20
9.1.2. Données macroéconomiques.....	21
9.1.3. Rendement.....	21
9.1.4. Facteur de charge.....	22
9.2. Prévisions de la demande.....	22
10. Les projections de dépenses d'investissement.....	24
11. Les projections de production.....	25
12. Les projections de charges d'exploitation.....	26
Méthodologie de revision de la formule.....	30
Premières conclusions de la Commission.....	32
13. Analyse des modifications demandées.....	32
13.1. Durée de validité des conditions tarifaires.....	32
13.2. Lissage des paramètres de la Formule.....	32
13.3. Période de référence de l'inflation.....	34
13.4. Périodicité d'indexation.....	36
14. Détermination des revenus requis.....	37
14.1. Données économiques.....	37
14.1.1. Inflation.....	37
14.1.2. Taux de rentabilité.....	38
14.2. Charges d'exploitation.....	38



14.3. Rémunération des capitaux investis	38
14.4. Revenus requis	39
15. Eléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus	40
15.1. Facteur d'économie d'échelle	40
15.2. Indice composite d'inflation	41
15.3. Revenus régulés requis de référence	43
15.4. Ventes de référence	43
15.5. Ecart de revenus de 2010.....	43
16. Nouvelles conditions tarifaires : Eléments du projet de décision	44
17. Résultats de l'application des nouvelles conditions tarifaires	49
17.1. Revenus autorisés.....	49
17.2. Evolution des tarifs-plafonds	49
Annexes.....	52
18. Annexe 1 : Présentation de la Formule de contrôle des revenus en vigueur	53
19. Annexe 2 : Méthodologie de paramétrage de la Formule	57
19.1. Indexation des revenus requis	57
19.2. Détermination du facteur d'économie d'échelle	59
19.3. Détermination de l'index d'inflation.....	60
20. Annexe 3 : Méthodologie de calcul du coût du capital.....	61
21. Annexe 4 : Obligations d'électrification et normes pour la période 2010-2014.....	68
21.1. Obligations d'électrification	68
21.1.1. Zones urbaines	68
21.1.2. Zones rurales	68
21.2. Normes et incitations contractuelles	69
21.2.1. Normes relatives aux clients finaux	69
21.2.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale.....	73
22. Annexe 5 : Document de SENELEC sur le bilan de l'année 2010.....	75
23. Annexe 6 : Document de SENELEC sur les projections de coûts 2011-2013	115
24. Annexe 7 : Les prochaines étapes du processus	140

INTRODUCTION

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

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de SENELEC 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 (CRSE), après consultation de SENELEC notamment.

Au terme de la seconde période tarifaire 2005-2009, la Commission a fixé par Décision n°2010-03 du 19 mai 2010, les conditions tarifaires de SENELEC de la période 2010-2014 incluant une Formule de contrôle des revenus à l'issue d'un processus comportant deux consultations publiques.

Le Contrat de Concession de SENELEC stipule en son article 36 que la Formule de contrôle des revenus de SENELEC peut être révisée exceptionnellement à tout moment en cas d'évènement imprévisible, extérieur à la volonté de SENELEC ou de la Commission, affectant un ou plusieurs éléments de la Formule et entraînant un ajustement brusque et important des tarifs de vente au détail exclusive ou rendant la Formule inadaptée.

Sur cette base, SENELEC a saisi la Commission, par lettre n°0406 du 14 février 2011, d'une requête de révision intérimaire des conditions tarifaires fixées par la Décision 2010-03 du 19 mai 2010 pour la période 2010-2014.

Parallèlement, l'Etat du Sénégal et SENELEC, en application de l'article 41 du Contrat de Concession de SENELEC, ont saisi la Commission aux fins de la modification d'un commun accord, modification visant :

- la réduction de la durée de validité des conditions tarifaires de cinq (5) à trois (3) ans ;
- le paiement trimestriel de la compensation par l'Etat ;
- le remboursement par l'Etat des frais financiers éventuels en cas de recours par Senelec à des financements relais pour disposer à bonne date des montants de la compensation due.

La Commission, après consultation publique et analyse de la requête, a émis, le 14 avril 2011, un avis favorable pour la fixation de la durée de validité des conditions tarifaires à trois ans, pour le paiement de la compensation par l'Etat selon une périodicité trimestrielle et pour la prise en charge des éventuels frais financiers encourus par Senelec.

Concernant la demande de révision intérimaire, la Commission, après examen du dossier soumis par SENELEC, a jugé la requête recevable au regard des dispositions législatives et réglementaires et des stipulations du Contrat de Concession. La demande est également fondée au vu des motifs ci-après :

- les retards dans la mise en œuvre du programme d'investissements considéré pour la fixation des conditions tarifaires 2010-2014, notamment la mise en service de la centrale au charbon initialement prévue en 2012 et reportée en 2014 ;
- la mise en œuvre des mesures décidées par le Gouvernement dans le cadre du plan de relance et de restructuration ;



- la réduction de la durée de validité des conditions tarifaires qui rend inadaptée la Formule de contrôle des revenus actuellement en vigueur.

Ainsi, le processus de révision des conditions tarifaires de SENELEC a été lancé le 14 mars 2011, date de réception des données requises, avec un objectif de la formulation de nouvelles conditions tarifaires à la fin du mois de juin 2011 au plus tard.

L'objet de la présente consultation publique est de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments contenus dans ce document qui présente une synthèse du bilan de l'exploitation de SENELEC durant l'année 2010, les nouvelles normes et obligations fixées par le Ministre de l'Energie, les projections établies par SENELEC pour la période 2011-2013, un rappel des conditions tarifaires actuellement en vigueur, la méthodologie de révision de ces conditions tarifaires et les premières conclusions de la Commission.

La consultation a lieu du 10 juin au 30 juin 2011.

La Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 30 juin 2011 à 18 heures, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

- par courrier adressé au Président de la Commission et déposé à la CRSE, Ex camp Lat Dior- Dakar ;
- par courrier électronique à l'adresse consultation@crse.sn ;
- en demandant à être entendues par la Commission, étant donné que la demande doit être faite le 23 juin 2011 au plus tard.

SYNTHESE DU BILAN DE 2010

Le bilan soumis par SENELEC fait ressortir, comme pour la période 2005-2009, une exploitation déficitaire en 2010 aussi bien sur le plan technique que sur le plan financier.

1. Situation de la Production

A l'exception de la centrale hydroélectrique de MANANTALI dont 33% de l'énergie productible est réservé à 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. Capacité

Le parc de production n'a pas connu d'évolution entre 2009 et 2010, à l'exception des 8 MW de location à Ziguinchor.

Par rapport aux projections soumises par SENELEC pour la définition des conditions tarifaires 2010-2014, la puissance installée augmente de 3,15 MW alors que la puissance assignée baisse de 12,9 MW. Cette situation s'explique par :

- la réévaluation des capacités installées et/ou assignées pour certaines centrales ;
- la non réalisation de la centrale de 35 MW devant être acquise en leasing ;
- la réintroduction de la turbine à gaz n° 3 (TAG3) pour une puissance installée de 22 MW et une puissance assignée de 18 MW ;
- la location de 8 MW à Ziguinchor.

Tableau 1 : Evolution des puissances projetées et réalisées en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Puissance installée (MW)	683,35	686,50	3,15	0,46%
Puissance assignée (MW)	553,30	540,40	-12,90	-2,33%
Rapport puissance assignée / puissance installée (%)	81%	79%	-2%	

Ainsi, le rapport entre la puissance assignée et la puissance installée se dégrade de 2 points.

1.2. Disponibilité et utilisation

En même temps que la puissance assignée, la disponibilité de cette capacité baisse de 11 points par rapport aux projections initiales, avec une indisponibilité de 8% découlant du manque de combustibles. A l'exception de la centrale vapeur du Cap des biches (C3), toutes les centrales accusent un retard.

Le taux d'utilisation de la capacité disponible progresse de 13,61 points mais l'utilisation de certains équipements de base (moins chers) reste à améliorer, notamment celles des centrales diesel de bel air (C6) et de Kounoune qui présentent des taux inférieurs à 90%.

Tableau 2 : Evolution des taux de disponibilité et d'utilisation en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart
Taux de disponibilité de la puissance assignée (%)	81,12%	69,91%	-11,20%
Taux d'utilisation de la puissance assignée disponible (%)	64,07%	77,68%	13,61%

1.3. Production d'électricité

Par rapport aux projections initiales soumises par SENELEC pour l'année 2010, l'énergie livrée aux réseaux (production nette SENELEC + achats) accuse un retard de 56 GWh, soit 2,2%. Celle-ci découle d'une baisse de 10,4% de la production des équipements propres de SENELEC et d'une hausse des achats d'énergie auprès des producteurs privés indépendants de 22,1%.

Tableau 3 : Evolution de la production et des achats d'énergie en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Production brute (GWh)	2 007,22	1 805,83	-201,39	-10,03%
Production nette (GWh)	1 941,24	1 738,38	-202,85	-10,45%
Achats d'énergie (GWh)	665,15	811,95	146,80	22,07%
Energie nette livrée au réseau (GWh)	2 606,38	2 550,33	-56,05	-2,15%

En considérant l'énergie non fournie en 2010 de 177 GWh, uniquement sur le réseau interconnecté, il apparaît que SENELEC aurait dépassé les prévisions d'énergie nette avec une meilleure disponibilité de ses équipements.

1.4. Charges de combustibles

Les dépenses en combustibles, principales charges d'exploitation de SENELEC, évoluent de 56,685 milliards de FCFA par rapport aux projections, soit 40%.

Tableau 4 : Evolution des charges de combustibles en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Dépenses en fuel lourd (MFCFA)	123 178	152 953	29 775	24,2%
Dépenses en diesel oil (MFCFA)	9 686	27 642	17 955	185,4%
Dépenses en distillat - gasoil	4 460	17 981	13 521	303,2%
Dépenses en gaz naturel (MFCFA)	4 649	82	-4 566	-98,2%
Dépenses totales en combustibles (MFCFA)	141 973	198 658	56 685	39,9%

La part des charges en fuel lourd (FO380) et en gaz naturel, combustibles les moins chers, qui devait représenter 90 % des charges totales en combustibles, est de 77 % alors que celle du diesel oil et du gasoil, combustibles plus nobles, atteint 23% des charges contre une prévision de 10%.

Tableau 5 : Evolution de la structure des charges de combustibles en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart
Dépenses en fuel lourd	86,8%	77,0%	-9,8%
Dépenses en diesel oil	6,8%	13,9%	7,1%
Dépenses en distillat - gasoil	3,1%	9,1%	5,9%
Dépenses en gaz naturel	3,3%	0,0%	-3,2%
Dépenses totales en combustibles	100,0%	100,0%	0,0%

La hausse des dépenses en combustibles s'explique par :

- l'évolution des prix officiels des produits pétroliers par rapport aux projections de prix, pour 16,573 milliards de FCFA ;
- la différence entre les prix moyens d'acquisition des produits pétroliers par SENELEC et les prix officiels, pour 24,327 milliards de FCFA ;
- l'augmentation des quantités consommées et la substitution de certains combustibles par d'autres qui coûtent plus chers, pour 15,785 milliards.

Tableau 6 : Analyse de l'évolution des charges de combustibles en 2010

		Projections	Réalisations	Ecart	Effet Prix officiels	Effet Prix SENELEC / Prix Officiels	Effet Quantité
Fuel lourd FO (380)	Quantités (Tonnes)	481 267	463 310	-17 957			
	Prix officiels		283 924				
	Prix moyens SENELEC	255 945	330 130	74 185			
	Dépenses (MFCFA)	123 178	152 953	29 775	13 466	22 237	-5 928
Diesel oil	Quantités (Tonnes)	27 890	54 674	26 784			
	Prix officiels		423 278				
	Prix moyens SENELEC	347 308	505 576	158 268			
	Dépenses (MFCFA)	9 686	27 642	17 956	2 119	2 295	13 542
Distillat (Gasoil)	Quantités (Tonnes)	12 658	45 963	33 305			
	Prix officiels		430 421				
	Prix moyens SENELEC	352 308	391 197	38 889			
	Dépenses (MFCFA)	4 460	17 981	13 521	989	-497	13 029
Gaz Naturel	Quantités (Tonnes)	38 740	647	-38 093			
	Prix officiels		120 000				
	Prix moyens SENELEC	120 000	127 500	7 500			
	Dépenses (MFCFA)	4 649	82	-4 567	0	291	-4 857
DEPENSES TOTALES (MFCFA)		141 973	198 658	56 685	16 573	24 327	15 785

Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, seul l'impact de l'inflation liée aux prix officiels, à savoir 16,573 milliards de FCFA, doit être répercuté sur les revenus de SENELEC, donc sur les tarifs. Les charges additionnelles, soit 40,112 milliards sont supportées par l'entreprise.

1.5. Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation, hors amortissements et redevances, augmentent de 14,664 milliards de FCFA par rapport aux projections. Ces charges devant être indexées, soit par l'inflation locale, soit par l'inflation étrangère, les niveaux d'inflation plus faibles que les projections devaient se traduire par une baisse des autres charges d'exploitation de 807 millions (Effet de l'inflation).

Ainsi, des surcoûts de 15,472 milliards de FCFA doivent être supportés par SENELEC dans le respect des principes de régulation aux prix plafonds.

Tableau 7 : Analyse de l'évolution des autres charges d'exploitation en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	Inflation projetée	Inflation constatée	Effet Inflation	Effet résiduel
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	7 044	8 330	1 286	120,4034	119,7592	-38	1 323
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	18 831	16 878	-1 954	120,4034	119,7592	-101	-1 853
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	23 538	25 363	1 825	120,4034	119,7592	-126	1 951
Dépenses de personnel	24 769	28 032	3 263	130,9388	129,2833	-313	3 576
Huiles et autres fournitures liées	3 394	7 000	3 606	130,9388	129,2833	-43	3 649
Autres achats consommés	8 062	8 131	69	130,9388	129,2833	-102	171
Transports consommés	1 189	1 356	167	130,9388	129,2833	-15	182
Impôts et taxes	4 071	4 998	928	130,9388	129,2833	-51	979
Autres charges	3 472	8 948	5 475	120,4034	119,7592	-19	5 494
TOTAL DES AUTRES CHARGES (MFCFA)	94 371	109 035	14 664			-807	15 472

Il convient de noter qu'une partie de ces surcoûts est compensée par l'augmentation des produits non régulés tels que les travaux et services vendus, les produits accessoires et les autres produits de 6,803 milliards de FCFA par rapport aux projections.

Tableau 8 : Analyse de l'évolution des revenus non régulés en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	Inflation projetée	Inflation constatée	Effet Inflation	Effet résiduel
Travaux et services vendus	9 186	8 433	-753	130,9388	129,2833	-116	-637
Produits accessoires	0	170	170	130,9388	129,2833	0	170
Autres produits	484	7 748	7 264	130,9388	129,2833	-6	7 270
TOTAL PRODUITS NON REGULES (MFCFA)	9 670	16 350	6 681			-122	6 803

De plus, le retard dans la mise en œuvre du programme d'investissement aurait dû induire une baisse tenant compte de l'effet de l'inflation de 2,200 milliards pour les amortissements et de 1,864 milliards de FCFA au titre de la rémunération de la Base Tarifaire. Ces montants sont laissés à SENELEC suivant les mêmes principes de régulation aux prix-plafonds.

Tableau 9 : Analyse de l'amortissement et de la rémunération en 2010

	Projections	Normaux **	Ecart	Inflation projetée	Inflation constatée	Effet Inflation	Effet résiduel
Amortissements	20 476	18 017	-2 459	130,9388	129,2833	-259	-2 200
Rémunération Base Tarifaire	28 403	26 180	-2 224	130,9388	129,2833	-359	-1 864
TOTAL (MFCFA)	48 879	44 197	-4 682			-618	-4 064

** Sur la base du programme d'investissement réalisé

Au total, les surcoûts d'exploitation hors combustibles de 15,472 milliards de FCFA sont compensés à hauteur de 10,867 milliards de FCFA, ce qui ramène les montants réellement supportés par SENELEC, au titre des autres charges d'exploitation, à 4,604 milliards de FCFA.

2. Situation du Transport

En 2010, Senelec a procédé à des extensions de réseau pour améliorer la qualité du service. Ces extensions ont concerné essentiellement la boucle 90 kV de Dakar dont les travaux se poursuivent.



Les autres réalisations ont concerné des opérations de réhabilitation et de modification de la structure des réseaux :

- réhabilitation des lignes 90 kV Cap des Biches-Thiona-Tobène ;
- réhabilitation des lignes 90 kV Hann-Mbao et Mbao-Cap des Biches;
- contournement de Cap des biches par une ligne reliant Kounoune à Hann avec les anciennes lignes Kounoune-Cap des biches et Cap des biches- Hann.

Ainsi, les lignes Haute Tension d'une longueur totale de 502 km, sont composées de 175 km de ligne 225 kV et 327 km de ligne 90 kV.

Il convient de noter que le réseau Haute Tension qui était concentré dans la zone ouest du pays, principalement dans la région de Dakar, s'est développé vers le centre entre 2006 et 2009, avec la réalisation des lignes Sococim-Mbour en 2006, Touba-Kaolack en 2008 et Touba-Tobène en 2009.

Ce développement s'est fait suite au renforcement de la capacité de la centrale de Kahone et dans le cadre de l'alimentation en Haute Tension de la ville de Touba. Le réseau a également été réalisé en prévision de l'interconnexion future des réseaux Haute Tension 225 kV de l'OMVS et de l'OMVG.

S'agissant de la puissance totale installée dans les postes de transformation sources, elle est passée de 1 427 MVA en 2009 à 1 450 MVA en 2010, soit une augmentation de 23 MVA compte non tenu des transformateurs de secours 30/6,6kV de 15 MVA et 90/12,5/6,9 kV de 40 MVA acquis en 2010 et installés sur le site de Cap des Biches.

Les pertes de transport restent égales à 1,6% ; elles n'ont pas évolué depuis 2007, année à laquelle elles étaient de 1,8%.

3. Situation de la Distribution

A fin 2010, le réseau de distribution à Dakar et dans les régions est constitué de :

- 15 sous-stations;
- 7 814,361 km de lignes Moyenne Tension (MT);
- 4 348 postes MT/BT;
- 5 771,639 km de lignes Basse Tension (BT).

Le réseau de distribution Moyenne Tension de 30 kV et de 6,6 kV est principalement concentré à Dakar avec 5 sous-stations, 892,256 km de lignes Moyenne Tension et 1 603 postes MT/BT.

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).

4. Situation des Ventes

4.1. Ventes d'électricité

Par rapport aux projections soumises par SENELEC pour la période 2010-2014, un écart négatif de 120 GWh est noté sur les ventes de 2010, soit -5,5% des prévisions. Cette situation provient des ventes Basse Tension et Moyenne Tension, la Haute Tension ayant évolué plus vite que les projections.

Tableau 10 : Evolution des ventes en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Basse Tension (GWh)	1 417,63	1 318,82	-98,81	-6,97%
Moyenne Tension (GWh)	633,55	606,95	-26,60	-4,20%
Haute Tension (GWh)	124,17	129,85	5,68	4,57%
Ventes globales (GWh)	2 175,35	2 055,62	-119,73	-5,50%

4.2. Rendement

Le rendement, rapport entre les ventes facturées et les quantités d'énergie produites, se situe en 2010 à près de 3 points en deçà des projections. Ce retard correspond à un manque à gagner de 76,86 GWh que SENELEC aurait pu vendre sans production supplémentaire, donc sans charges supplémentaires. Valorisé au prix de vente appliqué sur l'année, ce manque à gagner sur les ventes en énergie induit des pertes de recettes estimées à plus de 9 milliards.

Tableau 11 : Analyse de l'évolution du rendement

	Projections	Réalisations
Rendement (%)	81,4%	78,5%
Manque à gagner Ventes (GWh)		76,86
Tarif moyen appliqué (FCFA/kWh)		118,55
Manque à gagner Recettes (GWh)		9 112

Le manque à gagner résultant du retard sur le rendement n'est pas compensé par l'indexation des revenus de SENELEC et des tarifs.

4.3. Clientèle

En même temps que les ventes, le nombre de clients a évolué moins vite que prévu, avec un retard de 33 022 clients, soit -3,6%, essentiellement au niveau de la Basse Tension.

Tableau 12 : Evolution de la clientèle en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Basse Tension	911 707	878 685	-33 022	-3,62%
Moyenne Tension	1 388	1 394	6	0,45%
Haute Tension	3	3	0	0,00%
Clientèle totale	913 098	880 082	-33 016	-3,62%

Ainsi, la consommation unitaire poursuit la tendance baissière notée sur la période 2005-2009, avec un niveau de 2,34 GWh/client pour des projections de 2,38 GWh/client. Pour la clientèle Basse Tension, cette consommation est de 1,5 GWh contre 435 GWh pour les clients Moyenne Tension et 43 284 GWh pour la Haute Tension qui dépasse ses projections de 4,6%.

Tableau 13 : Evolution de la consommation unitaire en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Basse Tension	1,55	1,50	-0,05	-3,47%
Moyenne Tension	456,51	435,40	-21,11	-4,62%
Haute Tension	41 391,39	43 284,05	1 892,66	4,57%
Clientèle totale	2,38	2,34	-0,05	-1,96%

4.4. Revenus

Les revenus facturés par SENELEC à la clientèle suivent la tendance des ventes, avec un retard par rapport aux projections de 4,9%, les tarifs n'ayant pas connu d'ajustement en 2010. Ce gel des tarifs en dépit du niveau d'inflation autorisant leur augmentation a conduit le Gouvernement à verser à SENELEC 10,3 milliards de FCFA au titre de la compensation de revenus de l'année 2010, l'écart résiduel de 7,621 milliards de FCFA devant être corrigé sur les revenus de 2011.

Les produits non régulés tels que les Travaux et services vendus, les Produits accessoires et les Autres produits connaissent également des évolutions sensibles.

Tableau 14 : Evolution des revenus en 2010

	Projections	Réalisations	Ecart	
Revenus facturés (MFCFA)	256 348	243 693	-12 655	-4,9%
Compensation de revenus (MFCFA)	0	10 300	10 300	
Travaux et services vendus (MFCFA)	9 186	8 433	-753	-8,2%
Produits accessoires (MFCFA)	0	170	170	
Autres produits (MFCFA)	484	7 748	7 264	1502,4%
Revenus totaux (MFCFA)	266 017	270 343	4 326	1,6%

5. Situation de la Qualité du Service

L'année 2010 est marquée par une forte dégradation de la qualité de service essentiellement due à un déficit de production et une augmentation des incidents dans les réseaux. L'énergie non fournie suite aux délestages a atteint un niveau historique de 177,1 GWh.

5.1. Production

L'énergie non fournie par manque de production est passé de 66 GWh en 2009 à 146 GWh en 2010, soit un taux d'accroissement de 121%. Elle représente 82,5% de l'énergie non fournie totale. Une part importante de cette défaillance serait causée par des problèmes d'approvisionnement en combustible, la non disponibilité du parc faute de maintenance, ainsi que le retard accusé dans la réalisation du programme d'investissements.

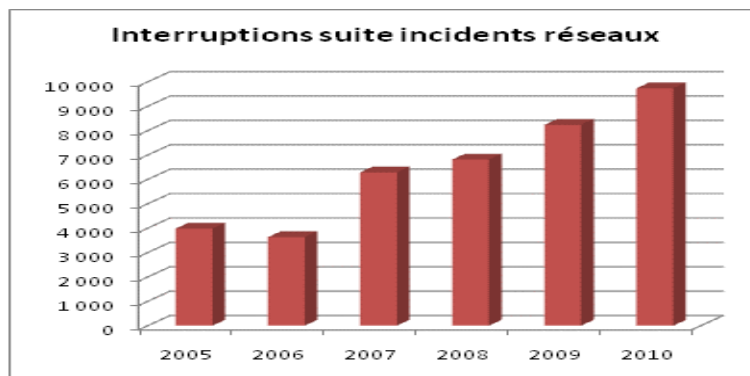
Tableau 15 : Evolution de l'Energie non fournie en GWh

5.2. Réseaux de transport et de distribution

En 2010, comme pour la production, une mauvaise qualité de service est enregistrée dans les réseaux de SENELEC. Ceci est la conséquence de l'augmentation du nombre d'interruptions suite aux incidents et de l'Energie Non Distribuée (END) associée.

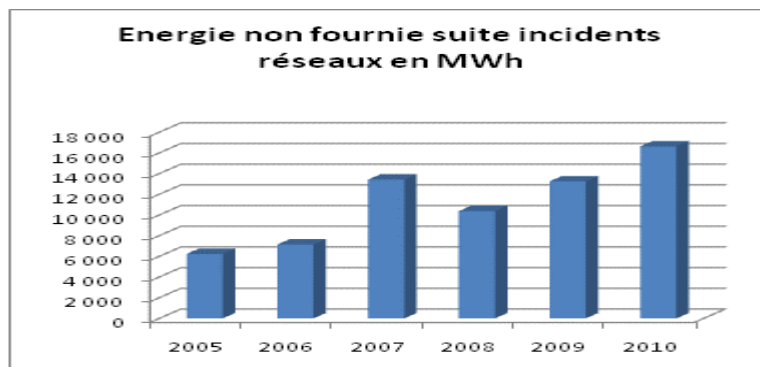
Globalement, le nombre d'interruptions de service en 2010 suite aux incidents représente 25% du nombre enregistré entre 2005 et 2010 ; il a augmenté de 18% entre 2009 et 2010.

Graphique 1 : Evolution du nombre total d'interruptions sur les réseaux



L'énergie non distribuée résultant de ces incidents a atteint en 2010 son niveau le plus élevé entre 2005 et 2010, avec 16 623 MWh représentant 25% de l'énergie non distribuée totale qui a augmenté de 25,5% entre 2009 et 2010.

Graphique 2 : Evolution de l'Energie Non Distribuée suite aux incidents en MWh



Pour les réseaux Moyenne Tension, l'accroissement de l'énergie non fournie suite aux incidents est dû aux retards d'investissement sur le réseau de distribution depuis plusieurs années, principalement à Dakar. A titre d'exemple, sur le réseau 6,6 kV de Dakar, la quantité d'énergie non fournie est passée de 720 MWh en 2005 à 2 539 MWh en 2010. Sur le réseau 30 kV, entre 2005 et 2010, l'énergie non fournie due aux incidents est passée de 2694 à 8200 MWh.

L'énergie non fournie a augmenté de 29,7% entre 2009 et 2010. La part la plus importante de cette énergie non fournie, soit 65%, est enregistrée dans les réseaux Moyenne Tension de Dakar contre 35% pour les Régions.

Tableau 16 : Nombre d'interruptions et Energie non distribuée sur les réseaux MT

	2005		2009		2010	
	Nombre d'incidents	END (MWh)	Nombre d'incidents	END (MWh)	Nombre d'incidents	END (MWh)
Réseaux MT - 6,6 kV Dakar	587	720	1 655	2 044	2 195	2 539
Réseaux MT - 30 kV Dakar	1 257	2 694	2 507	5 454	2 860	8 200
Sous Total Réseaux MT Dakar	1 844	3 414	4 162	7 498	5 055	10 739
Réseaux MT - 6,6 kV Régions	316	264	33	86	147	297
Réseaux MT - 30 kV Régions	1 669	2 371	3 906	5 174	4 396	5 515
Sous Total Réseaux MT Régions	1 985	2 635	3 939	5 260	4 543	5 812
Total Réseaux MT	3 979	6 236	8 231	13 240	9 731	16 623

Concernant les réseaux Haute Tension, on enregistre une légère augmentation du nombre d'interruptions de service suite aux incidents qui est passé de 130 en 2009 à 133 en 2010. Par contre, l'énergie non fournie a considérablement baissé, passant de 484 MWh en 2009 à 74 MWh en 2010. La part la plus importante de l'énergie fournie de 2010, soit 54 MWh, est concentrée dans le réseau 225 kV.

Tableau 17 : Nombre d'interruptions et Energie non distribuée sur les réseaux HT

	2005		2009		2010	
	Nombre d'incidents	END (MWh)	Nombre d'incidents	END (MWh)	Nombre d'incidents	END (MWh)
Réseaux HT - 90 kV	150	186	130	484	102	18
Réseaux HT - 225 kV					31	54
Total Réseaux HT	150	186	130	484	133	72

6. Situation des Investissements

En 2010, le programme d'investissements projeté a été réalisé à hauteur de 16%, soit un montant de 10,227 milliards sur des prévisions de 63,885 milliards de FCFA en francs courants. Ainsi, SENELEC accuse un retard de 53,658 milliards de F CFA par rapport à ses projections.

Les investissements réalisés concernent le réseau de transport pour 48%, le réseau de distribution pour 32%, la production pour 11% et les autres investissements pour 8%.

Tableau 18 : Exécution du programme d'investissements de 2010

	Réalisations (millions FCFA)	Projections (millions FCFA)	Ecart (millions FCFA)	Taux de réalisation des projections
TOTAL	10 227	63 885	-53 658	16,0%
Production	1 125	11 672	-10 547	9,6%
Transport	4 935	23 151	-18 216	21,3%
Distribution	3 304	25 092	-21 788	13,2%
Autres	863	3 970	-3 107	21,7%

Le retard sur les investissements de production est dû, d'une part, aux réhabilitations prévues qui accusent un retard de 98,6% et, d'autre part, aux extensions dont 87,7% des projections n'ont pas été réalisées.

Pour les investissements de transport, les réhabilitations projetées ont été réalisées à hauteur de 56,8% contre 17,5% pour les extensions.

Les réhabilitations prévues au niveau des investissements de distribution accusent un retard de 97,3% de même que leurs extensions qui se situent à 84,6% des projections.

Quant aux autres investissements composés principalement du génie civil et des logiciels, ils sont réalisés à hauteur de 21,7%.

Tableau 19 : Evolution du programme d'investissements de 2010

	Réalisations (millions FCFA)	Projections (millions FCFA)	Ecart	
<i>Renouvellements/Réhabilitations</i>	1 445	9 541	-8 096	-84,9%
Production	42	2 884	-2 842	-98,6%
Transport	1 287	2 267	-980	-43,2%
Distribution	117	4 390	-4 273	-97,3%
<i>Extensions</i>	8 783	54 344	-45 562	-83,8%
Production	1 083	8 788	-7 705	-87,7%
Transport	3 649	20 884	-17 236	-82,5%
Distribution	3 188	20 702	-17 514	-84,6%
Autres	863	3 970	-3 107	-78,3%

7. Situation Financière

Les états financiers provisoires de Senelec au titre de l'exercice 2010 laissent apparaître une perte nette de 54 026 millions FCFA contre un bénéfice net de 5 905 millions FCFA en 2009, soit une détérioration de 59 931 millions FCFA. Ce résultat est la conséquence de la forte dégradation de l'exploitation de SENELEC qui a influé négativement sur sa situation financière.

Les produits d'exploitation ont connu une croissance de 13 265 millions FCFA, soit une variation relative de 4,80%. Ils passent de 276 491 millions FCFA en 2009 à 289 756 millions FCFA en 2010.

Tableau 20 : Produits d'exploitation en 2009 et 2010 (millions de FCFA)

	2009	2010**	Evolution	
Ventes de produits fabriqués	221 459	243 582	22 123	9,99%
Travaux, services vendus	6 645	8 433	1 788	26,91%
Subventions d'exploitation	39 534	28 070	-11 464	-29,00%
Autres produits	7 015	7 747	732	10,43%
Produits accessoires	269	170	-99	-36,80%
Reprises de provisions	840	1 606	766	91,19%
Transferts de charges	729	148	-581	-79,70%
Total Produits d'Exploitation	276 491	289 756	13 265	4,80%

** Chiffres provisoires

La part des ventes d'énergie sur les produits d'exploitation passe de 80% en 2009 à 84% en 2010, alors que celle des subventions d'exploitation évolue de 14,30% à 9,7%.

Les charges d'exploitation se chiffrent à 338 855 millions F CFA en 2010 contre 263 846 millions F CFA en 2009, augmentant ainsi de 75 009 millions F CFA, soit de 28% en valeur relative.

Tableau 21 : Charges d'exploitation en 2009 et 2010 (en millions de FCFA)

	2009	2010**	Evolution	
Achats de matières et fournitures liées	137 838	213 988	76 150	55,25%
Charges du personnel	26 534	28 032	1 498	5,65%
Autres achats	8 010	8 131	121	1,51%
Transports consommés	1 266	1 356	90	7,11%
Services extérieurs	49 724	42 814	-6 910	-13,90%
Charges et pertes diverses	13 179	8 948	-4 231	-32,10%
Impôts et taxes	4 713	4 998	285	6,05%
Dotation aux Amortissements	22 582	30 588	8 006	35,45%
Total Charges d'Exploitation	263 846	338 855	75 009	28,43%

** Chiffres provisoires

Les consommations de matières premières et fournitures liées, d'un montant de 213 988 millions F CFA en 2010, ont augmenté de 76 151 millions F CFA, soit 55% par rapport à l'exercice 2009. Ces consommations représentent :

- 85% du chiffre d'affaires en 2010 contre 60% en 2009 ;
- 63% des charges d'exploitation en 2010 contre 52% en 2009.

8. Suivi des normes et obligations

8.1. Suivi des normes

Pour la période 2010-2014, le Ministre chargé de l'Energie a fixé à SENELEC des normes de service pour les clients finaux et les Concessionnaires d'électrification rurale, ainsi que des incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

Pour les clients finaux, la norme de sécurité et de disponibilité de 2010 (0,3% des 2055,62 GWh vendus) correspond à une énergie non fournie maximale de 6,17 GWh. Durant cette année, la quantité d'énergie non fournie par SENELEC a atteint 177,1 GWh dont 153,3 GWh dus au déficit de production, alors que 16,8 GWh résultent des incidents de réseaux et 7 GWh des surcharges de transformateurs et manœuvres et travaux. Ainsi, une incitation contractuelle d'un montant de 4,29 milliards de FCFA est déduite du Revenu Maximum Autorisé de SENELEC de 2011.

Concernant les autres normes applicables aux clients finaux, l'état de suivi soumis par SENELEC n'est pas conforme au format des normes fixées par le Ministre chargé de l'Énergie, avec une distinction entre les zones rurales et les zones urbaines, entre les types de demande, etc.

Il convient de noter que les Concessionnaires d'électrification rurale ne sont pas encore opérationnels.

8.2. Suivi des obligations d'électrification

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

Ces obligations visaient à atteindre des objectifs cibles de 847 327 clients domestiques en 2012 et 932 551 clients en 2014.

En 2010, SENELEC a raccordé 42 570 nouveaux clients domestiques, soit 25% de l'objectif de 2012 et 17% de l'obligation à fin 2014. Des efforts sont donc nécessaires pour l'atteinte des objectifs puisqu'en maintenant la tendance de 2010, l'obligation de raccorder 256 636 nouveaux clients domestiques à l'échéance de 2014 ne sera réalisée qu'à hauteur de 75%.

Dans les zones urbaines, SENELEC a raccordé 27 971 nouveaux clients domestiques en 2010, soit 24% de l'objectif de 2012 et 17% de l'obligation à l'échéance 2014. La situation par région fait ressortir des localités telles que Matam, Sédhiou, Saint Louis et Ziguinchor avec des taux de réalisation très faibles. Par contre, les zones urbaines de Dakar et de Louga présentent des taux élevés.

Tableau 22 : Nombre de clients Usage Domestique (UD) en zones urbaines

Régions (Zones Urbaines)	Nombre de Clients UD en fin 2009 **	Nombre de Clients UD 2010	Clients UD raccordés en 2010	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012	Taux de réalisation du nombre cible de 2012	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014	Taux de réalisation du nombre cible de 2014
DAKAR	329 222	344 979	15 757	33 749	47%	53 756	29%
THIES	62 213	66 387	4 174	19 927	21%	24 618	17%
FATICK	7 754	8 210	456	2 892	16%	3 929	12%
KOLDA	8 140	8 865	725	5 725	13%	7 393	10%
SEDHIOU	3 196	3 425	229	2 821	8%	3 313	7%
TAMBACOUNDA	11 219	11 793	574	5 805	10%	7 642	8%
KEDOUGOU	1 784	1 924	140	1 387	10%	1 743	8%
KAOLACK	26 342	27 451	1 109	3 460	32%	5 101	22%
KAFFRINE	4 648	5 029	381	3 682	10%	4 423	9%
DIOURBEL	17 145	17 835	690	3 753	18%	6 173	11%
LOUGA	16 032	17 099	1 067	1 763	61%	2 727	39%
ST LOUIS	29 390	30 739	1 349	15 993	8%	20 316	7%
MATAM	5 224	5 487	263	3 682	7%	4 709	6%
ZIGUINCHOR	18 670	19 547	877	11 834	7%	15 039	6%
TOTAL	540 979	568 770	27 791	116 473	24%	160 882	17%

** Réalisations différentes des estimés fournis par SENELEC pour la fixation des obligations (551 107 clients au total)



Dans les zones rurales, 14 779 nouveaux clients domestiques ont été raccordés en 2010, soit 27% de l'objectif de 2012 et 15% de l'obligation à fin 2014. Les localités rurales des régions de Diourbel, Thiès et Ziguinchor présentent des taux de réalisation des objectifs relativement élevés, alors que celles de Kédougou, Kaffrine et Kolda ont des taux presque nuls.

Tableau 23 : Nombre de clients Usage Domestique (UD) en zones rurales

Régions (Zones Rurales)	Nombre de Clients UD en fin 2009 **	Nombre de Clients UD 2010	Clients UD raccordés en 2010	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012	Taux de réalisation du nombre cible de 2012	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014	Taux de réalisation du nombre cible de 2014
THIES	29 248	33 253	4 005	6 264	64%	11 679	34%
FATICK	6 615	7 206	591	3 272	18%	7 551	8%
KOLDA	1 187	1 264	77	5 228	1%	7 637	1%
SEDHIOU	1 605	1 820	215	2 034	11%	2 978	7%
TAMBACOUNDA	3 118	3 593	475	3 019	16%	5 498	9%
KEDOUGOU	65	64	1	1 488	0%	1 992	0%
KAOLACK	3 780	4 269	489	3 390	14%	5 086	10%
KAFFRINE	751	880	129	3 899	3%	6 532	2%
DIOURBEL	44 414	48 927	4 513	12 134	37%	19 094	24%
LOUGA	10 422	11 528	1 106	4 531	24%	8 545	13%
ST LOUIS	11 394	12 593	1 199	4 134	29%	8 438	14%
MATAM	9 101	10 084	983	3 242	30%	6 176	16%
ZIGUINCHOR	5 150	6 149	999	2 305	43%	4 548	22%
TOTAL	126 850	141 629	14 779	54 940	27%	95 754	15%

** Réalisations différentes des estimés fournis par SENELEC pour la fixation des obligations (124 809 clients au total)

NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS

Pour la détermination des nouvelles conditions tarifaires, le Ministre chargé de l'Énergie a maintenu les obligations d'électrification fixées à SENELEC lors de la définition des conditions tarifaires 2010-2014 afin 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 2008.

La contribution de SENELEC au taux d'électrification du pays devrait atteindre 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.

Les normes de service ont également été reconduites, avec une suspension sur la période 2010-2012 des incitations contractuelles liées aux normes pour les clients finaux. Toutefois, l'exercice 2010 ayant été clôturé, la suspension s'appliquera aux années 2011 et 2012.

Pour les clients finaux de SENELEC, ces normes concernent :

- les normes d'approbation ;
- les normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie) ;
- les normes liées aux relations avec la clientèle ;
- les normes de vérification des compteurs ;
- les normes sur les compteurs à prépaiement ;
- les normes de qualité du courant ;
- les normes de branchement Basse Tension.

Pour les clients Concessionnaires d'électrification rurale, les normes comprennent :

- les normes d'approbation ;
- les normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie) ;
- les normes liées aux relations commerciales (facturation, préavis et vérification de compteurs) ;
- les normes de qualité du courant.

Le détail des normes et obligations applicables pour la période 2010-2014 est présenté en annexe 4.

PROJECTIONS DE SENELEC

9. Les projections de la demande

9.1. Méthodologie et hypothèses

Les projections de la demande ont été élaborées par SENELEC à partir du modèle PVDE (prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement), sur la base d'un découpage de celle-ci en 3 parties :

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

Le scénario moyen des projections de la demande soumises par SENELEC est retenu pour la définition des nouvelles conditions tarifaires.

9.1.1. Données générales

La demande domestique

La demande du secteur résidentiel est liée au degré d'électrification des ménages, au taux de pénétration des équipements électriques et aux consommations unitaires de ces ménages. Concernant la demande pour l'éclairage public, l'hypothèse retenue est que son évolution dans chaque zone suit celle de la desserte des ménages.

La demande des usagers professionnels

Elle est constituée de la demande des clients alimentés en Basse Tension (BT) ou en Moyenne Tension (MT) et concerne les 3 secteurs d'activités économiques : primaire, secondaire, tertiaire. L'intensité énergétique, rapport de la consommation d'électricité à la production de biens et services ou à la valeur ajoutée, de chaque activité économique est le paramètre utilisé pour projeter sa demande.

La demande des grands projets

La demande des grands projets est évaluée par SENELEC à partir de leur besoin en puissance et du nombre d'heures d'utilisation de celle-ci, pour les projets dont la demande n'est pas directement fournie par leurs promoteurs.

Tenant compte des informations fournies par les promoteurs et de quelques ajustements opérés par SENELEC au regard des contraintes et du niveau d'avancement de ceux-ci, la demande des projets se résume comme présenté par le tableau ci-après.

Tableau 24 : Projections de la demande des grands projets

	2011	2012	2013
Zone Economique Spéciale Intégrée			3,5
TOTAL PROJETS BT (GWh)	-	-	3,5
Aéroport Blaise Diagne		9,6	19,2
Zone Economique Intégrée			10,5
SONES	13,5	45,0	45,0
SAPCO – Pointe Sarène			2,8
Projets (SAED)	1,0	1,5	2,0
TOTAL PROJETS MT (GWh)	14,5	56,1	79,5
SIBA			19,2
SOMETA	12,0	24,0	24,0
DANGOTE			33,3
TOTAL PROJETS HT (GWh)	12,0	24,0	76,5
DEMANDE TOTALE DES PROJETS (GWh)	26,5	80,1	159,5

9.1.2. Données macroéconomiques

SENELEC a considéré des hypothèses macroéconomiques basées sur le maintien des tendances économiques observées dans un passé récent et retenues dans le cadrage macroéconomique à court et moyen terme. Ainsi, sur toute la période, la croissance réelle du PIB est projetée à 5% en moyenne annuelle et l'inflation à 2,5% par année.

9.1.3. Rendement

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

En 2010, le rendement global incluant la production livrée non facturée (PLNF) est estimé par SENELEC à 79%. Une amélioration de 2 points est attendue en 2011, ce qui porterait le rendement à 81%. A partir de 2012, le rendement devrait augmenter de 0,5% par année pour atteindre 82% en 2013. Ainsi, les pertes seraient réduites de 3 points à l'horizon 2013.

Tableau 25 : Projections du rendement

	2010	2011	2012	2013
Rendement global	79,0%	81,0%	81,5%	82,0%
Consommations des auxiliaires	2,2%	2,0%	1,8%	1,5%
Pertes Réseaux transport et distribution **	18,8%	17,0%	16,7%	16,5%

** Incluant les pertes commerciales

Par rapport aux hypothèses retenues lors de la fixation des conditions tarifaires pour la période 2010-2014, le rendement à l'horizon 2013 baisse de 0,5 point en passant de 82,5% à 82%. Cette baisse provient d'une consommation des auxiliaires plus faible (1,5% au lieu de 2,5%) et d'une augmentation du taux de pertes au niveau des réseaux qui évolue de 15% à 16,5%.

9.1.4. Facteur de charge

Le facteur de charge est le rapport entre la production annuelle du système et son productible obtenu en multipliant la pointe de puissance appelée par le système par le nombre d'heures de l'année (8 760 heures). Ce facteur permet de déterminer la pointe de demande en puissance à partir de la demande en énergie. Il est fixé par SENELEC à 66,7% en 2010 pour le réseau interconnecté qui concentre plus de 95% de la demande du pays. Par la suite, une amélioration de 0,5% par année est prévue, compte tenu de l'impact des projets.

Pour Ziguinchor, Tambacounda et les centres isolés, les facteurs de charge sont fixés à 53%, 66% et 46% respectivement en 2011 avec une amélioration de 0,5 point par année pour Ziguinchor et Tambacounda.

Tableau 26 : Projections du facteur de charge

	2011	2012	2013
Réseau interconnecté	66,7%	67,2%	67,7%
Ziguinchor	53,0%	53,5%	54,0%
Tambacounda	64,0%	64,5%	65,0%
Centres isolés	46,0%	46,0%	46,0%

9.2. Prévisions de la demande

Les prévisions de demande de consommation

Sur la base des hypothèses ci-dessus, les prévisions de consommation (ventes facturées) sont estimées à 7 675 GWh sur la période 2011-2013. Elles évoluent de 2 356 GWh en 2011 à 2 773 GWh en 2013.

Par rapport aux projections retenues lors de la détermination des conditions tarifaires pour la période 2010-2014, les nouvelles prévisions baissent de 131 GWh sur les trois années, principalement à cause de la réévaluation de la demande des projets Haute Tension.

Tableau 27 : Prévisions de demande de consommation (GWh)

	2010	2011	2012	2013	2011-2013
Basse Tension	1 318,86	1 528,61	1 628,39	1 743,66	4 900,66
Usage Domestique	889,88	1 062,50	1 119,53	1 186,57	3 368,60
Usage Professionnel	390,03	423,72	464,07	509,53	1 397,32
Eclairage public	38,96	42,39	44,79	47,56	134,74
Moyenne Tension	606,91	696,45	772,14	831,39	2 299,98
Haute Tension	129,84	131,16	144,45	198,36	473,97
Ventes Globales	2 055,62	2 356,22	2 544,99	2 773,40	7 674,61
Energie non fournie	177,05				
Demande de consommation	2 232,67	2 356,22	2 544,99	2 773,40	7 674,61

Comparées à la demande de 2010 après prise en compte de l'énergie non fournie, ces prévisions font ressortir une croissance de 24,2% sur la période, correspondant à une croissance moyenne annuelle de 7,5%. En considérant les ventes facturées de 2010, ces taux de croissance sont de 34,9% et 10,5% respectivement.

Tableau 28 : Evolution de la consommation (%)

	2011	2012	2013	2011-2013	TCMA **
Basse Tension	15,9%	6,5%	7,1%	32,2%	9,8%
Usage Domestique	19,4%	5,4%	6,0%	33,3%	10,1%
Usage Professionnel	8,6%	9,5%	9,8%	30,6%	9,3%
Eclairage public	8,8%	5,7%	6,2%	22,1%	6,9%
Moyenne Tension	14,8%	10,9%	7,7%	37,0%	11,1%
Haute Tension	1,0%	10,1%	37,3%	52,8%	15,2%
Ventes Globales	14,6%	8,0%	9,0%	34,9%	10,5%
Demande de consommation	5,5%	8,0%	9,0%	24,2%	7,5%

** Taux de croissance moyen annuel par rapport à 2010

Les prévisions de demande de production

Avec les prévisions de consommation et les hypothèses de rendement, les centrales de SENELEC et des producteurs privés indépendants devront produire 9 416 GWh sur la période 2011-2013 pour satisfaire totalement la demande de consommation des clients, tenant compte de la consommation des auxiliaires et des pertes sur le réseau.

Tableau 29 : Prévisions de la demande de production (GWh)

	2010	2011	2012	2013	2011-2013
Demande de consommation	2 232,67	2 356,22	2 544,99	2 773,40	7 674,61
Demande de production nette **	2 546,14	2 850,54	3 067,66	3 323,11	9 241,31
Demande de production brute ***	2 604,22	2 908,93	3 123,26	3 383,34	9 415,53

** Demande de consommation + pertes de réseaux

*** Demande de production nette + consommations des auxiliaires

Les prévisions de pointe de puissance

Avec les prévisions de demande de production et les hypothèses de facteurs de charge, la puissance de pointe à couvrir par les centrales de SENELEC et des producteurs privés indépendants du réseau interconnecté (RI), varie de 476,2 MW en 2011 à 546,4 MW en 2013.

Tableau 30 : Prévisions de la pointe de puissance (MW)

	2010 **	2011	2012	2013
Réseau interconnecté	429,08	476,17	507,89	546,35
Ziguinchor	11,08	12,16	12,78	13,67
Tambacounda	4,47	4,87	5,06	5,36
Centres isolés	9,89	10,60	11,09	11,84

** Pointe estimée tenant compte des délestages

10. Les projections de dépenses d'investissement

Pour faire face aux prévisions de demande dans le respect des normes et obligations définies par le Ministre chargé de l'Énergie, le montant du programme d'investissement projeté par SENELEC est estimé à 373,774 milliards de FCFA en francs constants de 2010 sur la période 2011-2013, en plus des investissements nécessaires à l'acquisition des compteurs à prépaiement, des compteurs intelligents et des lampes basse consommation, pour un montant global de 52,924 milliards de FCFA, qui ne sont pas considérés dans la régulation tarifaire, puisque devant être remboursés par des redevances et frais location payés par les clients en plus des tarifs régulés.

Toutefois, le Gouvernement ayant décidé de prendre en charge les dépenses d'investissement du programme d'urgence de la production pour un montant de 157 milliards de FCFA, en plus des frais fixes de location, les investissements à intégrer effectivement dans la Base Tarifaire et devant être rémunérés par la régulation tarifaire, sont ramenés à 216,774 milliards de FCFA en francs constants de 2010.

Indexés avec l'inflation locale, à raison de 3% par année, les investissements propres de SENELEC devant être intégrés dans la Base Tarifaire, résumés par le tableau ci-dessous, s'élèvent à 228,883 milliards de FCFA sur la période, dont 32,771 milliards concernent la production ; 109,692 milliards le transport ; 70,077 milliards la distribution et 16,344 milliards les autres investissements.

Tableau 31 : Investissements à intégrer dans la Base Tarifaire (millions de FCFA)

	2 011	2 012	2 013	TOTAL
Renouvellements/Réhabilitations	7 258	7 922	6 198	21 377
Production	5 029	-	-	5 029
Transport	2 228	7 922	6 198	16 348
Distribution	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-
Extensions	62 059	117 756	27 692	207 506
Production	9 367	16 411	1 963	27 741
Transport	21 472	59 011	12 860	93 344
Distribution	22 772	34 901	12 404	70 077
Autres	8 448	7 432	465	16 344
Total des Investissements	69 316	125 677	33 890	228 883
Production	14 397	16 411	1 963	32 771
Transport	23 700	66 933	19 058	109 692
Distribution	22 772	34 901	12 404	70 077
Autres	8 448	7 432	465	16 344

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

Pour rappel, le programme d'investissement retenu dans le cadre de la détermination des conditions tarifaires de la période 2010-2014, prévoyait un montant de 156,314 milliards de FCFA entre 2011 et 2013, compte non tenu des investissements relatifs à la centrale au charbon d'un montant de 238,624 milliards de FCFA, dont la mise en service prévue en 2012 est reportée à 2014. Pour l'année 2010, les investissements réalisés ou en cours sont estimés à 10,227 milliards de FCFA pour des projections de 63,885 milliards de FCFA.

11. Les projections de production

Les investissements projetés devraient permettre d'accroître la puissance installée de production du système global de 283,9 MW et la puissance assignée de 301,7 MW sur la période, par rapport aux réalisations de 2010.

La disponibilité de ces capacités de production s'améliore également sensiblement pour atteindre une moyenne de 86,2% en 2013, soit un gain de 16,2 points par rapport à l'année 2010.

Tableau 32 : Evolution de la capacité de production

	2010	2011	2012	2013	Evolution
Puissance installée (MW)	686,50	736,50	1 113,40	970,40	283,90
Puissance assignée (MW)	540,40	603,40	985,10	842,10	301,70
Coefficient de disponibilité	69,9%	80,5%	75,4%	86,2%	16,2%
Coefficient d'utilisation	77,7%	61,9%	47,4%	50,4%	-27,3%

Avec les nouvelles capacités de production, SENELEC prévoit une livraison au réseau (production nette de SENELEC + achats d'énergie) de 9 187 GWh sur la période pour une demande de production nette de 9 241 GWh, soit une demande non satisfaite de 54 GWh essentiellement constatée en 2011. L'énergie livrée évolue de 2 796 GWh en 2011 à 3 323 GWh en 2013.

Tableau 33 : Evolution de la production nette

	Réalisations	Projections			
	2010	2011	2012	2013	2011-2013
Production nette SENELEC (GWh)	1 738,38	1 625,18	2 166,75	2 587,24	6 379,17
<i>Réseau interconnecté (RI)</i>	<i>1 623,65</i>	<i>1 501,72</i>	<i>2 036,79</i>	<i>2 448,37</i>	<i>5 986,88</i>
Bel air - Diesel (C1 + C6)	426,11	491,42	678,02	713,41	1 882,86
Bel air - TAG (TAG4)	77,90	40,38	0,24	0,08	40,69
Cap des biches - TAV (C3)	283,42	23,71	-	-	23,71
Cap des biches - Diesel (C4)	434,06	372,60	250,28	206,26	829,13
Cap des biches - TAG (TAG2 + TAG3)	13,16	108,19	4,82	0,08	113,09
Kahône 1 et 3 - Diesel	388,99	465,42	537,34	396,56	1 399,31
Barges - Diesel	-	-	483,59	1 020,99	1 504,58
Unités conteneurisées PPS - Diesel	-	-	82,50	111,00	193,51
<i>Réseau non interconnecté (RNI)</i>	<i>114,74</i>	<i>123,46</i>	<i>129,97</i>	<i>138,87</i>	<i>392,29</i>
Ziguinchor - Diesel	48,96	8,84	33,11	60,88	102,83
Tambacounda - Diesel	25,25	26,48	27,97	29,99	84,43
Autres centres isolés - Diesel	34,73	43,00	45,00	48,00	136,00
Location Ziguinchor - Diesel	5,80	45,14	23,89	-	69,03
Achats d'énergie	811,95	1 170,53	901,20	735,71	2 807,44
Hydro (Manantali + Félou)	253,35	274,59	220,71	312,02	807,32
IPP GTI - CC	167,83	278,49	392,16	392,16	1 062,81
IPP Kounoune 1 - Diesel	390,76	492,91	271,28	31,53	795,72
Location 150 MW - Diesel	-	124,53	17,06	-	141,59
ENERGIE TOTALE LIVREE AUX RESEAUX	2 550,33	2 795,71	3 067,95	3 322,95	9 186,61

La structure de la production reste relativement stable sur la période avec la part de l'énergie produite à partir des hydrocarbures incluant le gaz naturel, qui représente plus de 90% de l'énergie livrée aux réseaux alors que celle d'origine hydraulique reste inférieure à 10%. Toutefois, l'énergie produite à partir du gaz naturel dépasse les 10% à partir de 2012 avec la transformation de GTI pour un fonctionnement avec ce combustible.

Par rapport à la structure de production découlant des projections soumises pour la période 2010-2014, la structure résultant des nouvelles projections évolue sensiblement avec le décalage en 2014 de la mise en service de la centrale au charbon initialement prévue en 2012. La part de la demande qui devait être produite par cette centrale est assurée par les unités diesel qui fonctionnent avec le fuel lourd et le diesel oil dont les prix sont beaucoup plus élevés que celui du charbon. La part de la production des unités diesel évolue ainsi de 42% à 78%.

Tableau 34 : Analyse de la structure de production par type de centrales

	Anciennes projections	Nouvelles projections
Centrale diesel	41,7%	77,7%
Turbine à vapeur	4,6%	0,3%
Turbine à gaz	4,4%	1,7%
Cycle Combiné (GTI)	11,8%	11,6%
Centrale hydroélectrique	7,8%	8,8%
Centrale au charbon	29,7%	0,0%
TOTAL	100,0%	100,0%

En conséquence, les quantités de fuel lourd à consommer augmentent de 52% sur la période et celles du diesel oil et du gasoil de 172%.

Tableau 35 : Analyse des quantités de combustibles consommés

	Anciennes projections	Nouvelles projections	Evolution	
Fuel lourd (tonnes)	912 405	1 385 125	472 720	52%
Diesel oil - Gasoil (tonnes)	66 102	179 798	113 696	172%
Gaz naturel (1000 Nm3)	411 643	215 652	- 195 991	-48%
Charbon (tonnes)	1 112 076	-	- 1 112 076	-100%

12. Les projections de charges d'exploitation

Avec les hypothèses d'inflation retenues, les charges d'exploitation de SENELEC hors redevances, devraient varier de 325,710 milliards réalisés en 2010 à 399,515 milliards en 2013 soit un taux de croissance moyenne annuelle (TCMA) de 7,05%.

Tableau 36 : Projections de charges d'exploitation

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Réalisations	Projections			TCMA 2010-2013
	2010	2011	2012	2013	
Dépenses en combustible (IPP compris)	198 658	248 448	228 578	245 033	7,24%
<i>Fuel lourd (FO380)</i>	<i>152 953</i>	<i>156 506</i>	<i>201 295</i>	<i>221 791</i>	<i>13,19%</i>
<i>Diesel oil</i>	<i>27 642</i>	<i>54 149</i>	<i>14 769</i>	<i>10 509</i>	<i>-27,56%</i>
<i>Distillat (Gasoil)</i>	<i>17 981</i>	<i>34 449</i>	-	-	<i>-100,00%</i>
<i>Gaz Naturel</i>	<i>82</i>	<i>3 344</i>	<i>12 514</i>	<i>12 733</i>	<i>436,51%</i>
Huiles et autres fournitures liées	7 000	6 360	10 294	12 987	22,87%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	8 330	10 512	8 177	8 695	1,44%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	16 878	18 153	18 151	19 352	4,67%
Dépenses de personnel	28 032	28 031	28 871	29 738	1,99%
Autres achats consommés	8 131	8 131	8 831	9 916	6,84%
Transports consommés	1 356	1 356	1 408	1 488	3,15%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	25 363	20 704	24 082	27 858	3,18%
Autres charges	8 948	8 948	9 569	10 419	5,20%
Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes	302 694	350 641	337 960	365 485	6,48%
Impôts et taxes	4 998	4 998	5 345	5 820	5,20%
Amortissements	18 017	21 258	26 797	28 210	16,12%
Total Charges d'exploitation hors redevances	325 710	376 897	370 102	399 515	7,05%
Redevances RTS	2 933	2 694	3 225	2 909	-0,27%
Redevances CRSE	1 227	1 263	1 301	1 340	3,00%

Les dépenses en combustibles (des hydrocarbures exclusivement) représentant plus de 63% des charges d'exploitation sur la période, ces charges resteront très sensibles aux fluctuations des prix des produits pétroliers.

Tableau 37 : Répartition des projections de charges d'exploitation

Charges d'exploitation (en MFCFA courants)	Réalisations	Projections		
	2010	2011	2012	2013
Dépenses en combustible (IPP compris)	61,0%	65,9%	61,8%	61,3%
<i>Fuel lourd (FO380)</i>	77,0%	63,0%	88,1%	90,5%
<i>Diesel oil</i>	13,9%	21,8%	6,5%	4,3%
<i>Distillat (Gasoil)</i>	9,1%	13,9%	0,0%	0,0%
<i>Gaz Naturel</i>	0,0%	1,3%	5,5%	5,2%
Huiles et autres fournitures liées	2,1%	1,7%	2,8%	3,3%
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	2,6%	2,8%	2,2%	2,2%
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	5,2%	4,8%	4,9%	4,8%
Dépenses de personnel	8,6%	7,4%	7,8%	7,4%
Autres achats consommés	2,5%	2,2%	2,4%	2,5%
Transports consommés	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	7,8%	5,5%	6,5%	7,0%
Autres charges	2,7%	2,4%	2,6%	2,6%
Charges d'exploitation hors amortissements, redevances, impôts et taxes	92,9%	93,0%	91,3%	91,5%
Impôts et taxes	1,5%	1,3%	1,4%	1,5%
Amortissements	5,5%	5,6%	7,2%	7,1%
Total Charges d'exploitation hors redevances	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Au total, les dépenses liées à la production et à l'achat d'énergie (combustibles, huiles et fournitures liées, dépenses variables et fixes d'achat) représentent 73% des charges d'exploitation sur la période, contre 7% pour les amortissements, 8% pour les dépenses de personnel, 6% pour les services extérieurs, etc.

Par rapport aux projections de coûts utilisées pour la détermination des conditions tarifaires de la période 2010-2014, ramenées aux mêmes conditions économiques, les nouvelles projections de charges évoluent à la hausse de 159,832 milliards de FCFA sur la période 2011-2013.

Cette évolution s'explique essentiellement par l'augmentation des dépenses liées à la production et à l'achat d'énergie à hauteur de 144,079 milliards, soit 90% de la hausse globale, avec le décalage de la mise en service de la centrale au charbon.

Tableau 38 : Evolution des projections par rapport aux projections initiales indexées (millions de FCFA)

	2011	2012	2013	2011-2013
Dépenses de production et d'achat d'énergie	27 126	37 084	79 868	144 079
Dépenses de personnel	2 841	2 926	3 014	8 781
Autres dépenses exploitation hors amortissements, impôts et redevances	-990	320	2 658	1 987
Impôts et taxes	492	549	722	1 762
Redevances RTS et CRSE	191	1 741	2 376	4 308
Amortissements	-2 776	1 052	639	-1 085
TOTAL	26 883	43 672	89 276	159 832

RAPPEL DES CONDITIONS TARIFAIRES EN VIGUEUR

En définissant les conditions tarifaires de la période 2010-2014, la Commission a fixé le Revenu Maximum Autorisé de SENELEC au cours d'une année (hors redevances et corrections) à 272,108 milliards de FCFA aux conditions économiques de référence (année 2009) pour 2 595,76 GWh de ventes, correspondant à un tarif-plafond de 104,83 FCFA/kWh.

Ce revenu est indexé mensuellement avec une Formule de contrôle des revenus, présentée à l'annexe 1, 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.

En 2010, les indices d'inflation et les prix des combustibles ont connu des évolutions notables par rapport à leur valeur de référence. Le prix du Fuel lourd (combustible principal de SENELEC) a connu une augmentation de 30% à fin 2010 et celui du diesel oil une hausse de 27%.

Tableau 39 : Evolution des indices d'inflation et prix des combustibles

	Référence (2009)	Au 1er décembre 2010	Evolution
Indice d'inflation locale	127,1250	128,8154	1,33%
Indice d'inflation étrangère	118,0425	119,5917	1,31%
Taux de change	655,957	655,957	0,00%
Prix du fuel oil 380	215 806	280 174	29,83%
Prix du diesel oil	325 718	414 901	27,38%
Prix du gaz naturel	120 000	120 000	0,00%
Prix du charbon	47 765	47 765	0,00%
Indice composite d'inflation	1,0000	1,0879	8,79%

Sur cette base, les conditions tarifaires en vigueur autorisent à SENELEC un revenu maximum avant incitations contractuelles et corrections de 260,623 milliards de FCFA en 2010 pour les 2 055,62 GWh de ventes, soit un prix moyen plafond de 126,79 FCFA/kWh.

Des incitations contractuelles d'un montant de 4,429 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 10,3 milliards afin d'éviter toute hausse des tarifs devant découler de l'inflation constatée.

Un écart de revenus en 2009 de 1,518 milliards entre les revenus perçus par SENELEC et son revenu maximum autorisé a été ajouté au revenu de 2010, alors que l'écart de 7,621 milliards de FCFA pour 2010 est corrigé sur les revenus de 2011

En conséquence, le revenu perçu par SENELEC en 2010 auprès de sa clientèle a été de 243,429 milliards de FCFA pour les 2 055,62 GWh de ventes, soit un prix moyen appliqué de 118,42 FCFA/kWh.

Tableau 40 : Eléments de détermination des revenus

	Eléments des revenus	Part RMA
Revenu Maximum Autorisé (MFCFA) **	264 261	100,00%
Correction Revenus 2009 (MFCFA)	1 518	0,57%
Incitation contractuelle appliquée (MFCFA)	-4 429	-1,68%
Compensation versée par le Gouvernement (MFCFA)	-10 300	-3,90%
Ecart de revenus à corriger en 2011 (MFCFA)	-7 621	-2,88%
Revenu perçu avec les tarifs (MFCFA)	243 429	92,12%

**Avant incitations et correction revenus

Le prix moyen payé par le consommateur en 2010 est ainsi limité à 92,12% du prix-plafond autorisé par le niveau de l'inflation, le Gouvernement ayant supporté les 3,9% et SENELEC 1,68% au titre des incitations contractuelles ; les 2,88% restant sont corrigés sur les revenus de 2011.

L'application des mêmes conditions tarifaires en considérant une inflation nulle en 2010, aurait autorisé un revenu maximum avant incitations contractuelles et correction de revenus de 244,009 milliards de FCFA. Le revenu supplémentaire autorisé pour compenser l'inflation subie par SENELEC en 2010 est ainsi évalué à 20,252 milliards de FCFA pour 2 055,62 GWh.

L'analyse du bilan de SENELEC en 2010 présentée plus haut, fait ressortir des surcoûts liés à l'inflation considérée hors de contrôle de SENELEC (évolution prix officiels combustibles, inflation locale et inflation étrangère) de 15,122 milliards de FCFA (+16,573 milliards pour les charges de combustibles, -0,833 milliards pour les autres charges d'exploitation et -0,618 pour l'amortissement et la rémunération de la Base tarifaire).

Ainsi, le revenu supplémentaire autorisé par la Formule de contrôle des revenus pour compenser l'inflation couvre largement les surcoûts devant être pris en charge dans le cadre de la régulation aux prix-plafonds.

METHODOLOGIE DE REVISION DE LA FORMULE

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

- de la Loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation par les prix plafonds ;
- du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de SENELEC signé le 31 mars 1999 et de son cahier de charges ;
- des Règlements d'Application et des Décisions de la Commission relatifs aux conditions tarifaires de SENELEC, notamment la Décision n° 2010-03 du 19 mai 2010.

Les nouvelles conditions tarifaires doivent assurer à SENELEC les revenus nécessaires (**Revenus Requis : RR**) pour couvrir ses charges d'exploitation projetées, incluant les droits et taxes, et les amortissements des investissements prévus. Elles doivent également assurer à l'entreprise une rentabilité sur les investissements permettant de rémunérer ses fonds propres et les emprunts servant à financer les investissements. Cette rentabilité doit être suffisamment attractive pour attirer les capitaux privés.

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

Avec

- **E&M** : Coûts d'exploitation et de maintenance selon les projections de coûts;
- **D** : Amortissement des investissements projetés ;
- **T** : Impôts et taxes à supporter
- **Ki** : Base Tarifaire correspondant à la valeur nette des actifs immobilisés ;
- **r** : Taux de rentabilité normal

La Base Tarifaire à rémunérer sur la période 2011-2013 est déterminée à partir de sa valeur à la fin de l'année 2010, des projections de dépenses d'investissement et des amortissements sur la période 2011-2013. La Base Tarifaire à la fin de l'année 2010 est obtenue, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, à partir de la valeur de la Base Tarifaire initiale fixée à 190 milliards au début de la concession (1999) amortie sur 25 années, de l'estimation des dépenses d'investissement permises à la SENELEC, des amortissements et les cessions d'actifs sur la période 1999-2010.

Ainsi, la révision des conditions tarifaires de la SENELEC consiste, dans un premier temps, à déterminer un profil de revenus requis et de prix-plafonds de référence pour la période 2011-2013 à partir des projections des coûts de SENELEC validées par la CRSE.

Les revenus requis ainsi définis correspondent aux revenus maximums autorisés de SENELEC aux conditions économiques et pour les ventes de référence qui ont servi à déterminer ces revenus ; ceci compte non tenu des redevances, corrections de revenus et pénalités à intégrer.

Ces revenus peuvent être fixés pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année ou en considérant une valeur moyenne sur toute la période avec les projections de coûts de la période.

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

La méthodologie utilisée pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus est présentée à l'annexe 2.

PREMIERES CONCLUSIONS DE LA COMMISSION

Les premières conclusions de la Commission portent sur les modifications relatives à certains éléments et options de régulation demandées par SENELEC dans sa requête de révision intérimaire, d'une part, et sur la détermination des revenus requis pour la période 2011-2013, d'autre part.

13. Analyse des modifications demandées

13.1. Durée de validité des conditions tarifaires

La durée de validation des conditions tarifaires a été fixée à 5 ans lors de la précédente révision, conformément aux dispositions du Contrat de Concession de SENELEC.

L'Etat du Sénégal et SENELEC ont saisi la Commission aux fins de modifier le Contrat de Concession de SENELEC pour réduire la durée de validité des conditions tarifaires à trois ans.

Analyse

La Commission a jugé recevable le dossier présenté par les parties et a lancé une consultation publique sur les modifications envisagées, par une annonce parue dans le journal « le soleil » du 05 mars 2011.

Au terme du délai de 30 jours imparti, la Commission n'a reçu aucune observation.

Sur le fond, la Commission a instruit la demande au regard des arguments juridiques, techniques, économiques et financiers.

Conclusion de la Commission

La Commission a émis un avis favorable le 14 avril 2011 pour la fixation de la durée de validité des conditions tarifaires à trois (3) ans.

Nota bene : L'Avenant au Contrat de Concession a été signé le 27 avril 2011.

13.2. Lissage des paramètres de la Formule

Pour les conditions tarifaires de la période 2010-2014, l'option avait été faite, comme par le passé, de considérer des revenus requis et des ventes pour une année de référence, obtenus en divisant les revenus requis et les ventes de la période quinquennale par 5. De même, pour la détermination de l'indice composite d'inflation, les facteurs de pondération ont été calculés en considérant les dépenses sur toute la période.

Avec cette option, dite de lissage des paramètres de la Formule de contrôle des revenus, une valeur moyenne est donnée à chaque facteur sur toute la période. Cette valeur pouvait alors s'écarter, d'une année à l'autre, de la répartition des charges que reflète ce facteur. Une révision exceptionnelle était alors prévue pour corriger d'éventuelles dérives en cas d'inflation trop importante.

L'abandon de ce principe et la fixation des paramètres sur une base annuelle est demandée par SENELEC.

Analyse

L'analyse du fonctionnement de la Formule de contrôle des revenus sur la période 2005-2009 faisait ressortir un écart de revenus lié à l'option de lissage de -4,592 milliards de FCFA découlant d'un déficit de revenus de 18,3 milliards de FCFA sur la période 2005-2007 et des revenus supplémentaires de 13,707 milliards de FCFA entre 2008 et 2009. Cet écart a été largement compensé par les revenus supplémentaires tirés de la révision exceptionnelle intervenue en 2007 quand le niveau de l'inflation a dépassé les 30% prévus pour une telle révision.

Pour la période 2010-2014, avec la mise en service programmée en cours de période d'une nouvelle technologie de production présentant une structure de coûts très différente de celle des équipements existants et l'utilisation de combustibles moins coûteux et avec des prix plus stable (charbon et gaz naturel), l'impact du lissage a été accentué. Ainsi, un écart de revenus négatif de 13,395 milliards FCFA était prévu pour 2010 avec le niveau d'inflation projeté. Cet écart de revenus qui restait dans la limite de la rémunération de la Base Tarifaire de 28,390 milliards, intégrée dans les revenus requis de 2010, devait être compensé par des revenus supplémentaires en 2013 après la mise en service programmée de la centrale au charbon.

A la pratique, les prix des combustibles constatés, particulièrement pour le fuel lourd et le diesel oil, ont sensiblement augmenté par rapport aux projections.

Tableau 41 : Evolution des indices d'inflation et des prix de combustibles

	Indices projetés	Indices de référence (2009)	Indices constatés base prix officiels	Indices constatés base prix SENELEC
Inflation locale (base 100 en 1996)	130,9388	127,1250	129,2833	129,2833
Inflation étrangère (base 100 en 1998)	120,4034	118,0425	119,7592	119,7592
Prix fuel lourd (FCFA/Tonne)	255 945	215 806	283 924	330 131
Prix diesel oil (FCFA/Tonne)	347 308	325 718	423 278	505 576
Prix gasoil (FCFA/Tonne)	352 308	331 000	430 421	391 197
Prix gaz naturel (FCFA/1000Nm ³)	120 000	120 000	120 000	127 500

En conséquence, le revenu régulé requis pour les 2 175,35 GWh de ventes initialement prévues, est évalué à 290,784 milliards de FCFA en considérant avec les prix officiels des produits pétroliers (base de la régulation tarifaire).

Avec les prix de SENELEC, ce revenu régulé requis est de 315,11 milliards, alors que celui correspondant aux charges réelles est estimé à 335,139 milliards.

Tableau 42 : Evolution des revenus requis (millions de FCFA)

	Projections de charges avec les indices projetés	Projections de charges avec les indices de référence (2009)	Projections de charges avec les indices base prix officiels	Projections de charges avec les indices base prix SENELEC	Charges réelles SENELEC
Charges en monnaie locale	93 823	91 090	92 637	92 637	102 262
Charges en devises	49 413	48 445	49 149	49 149	50 570
Fuel lourd (FO380)	123 178	103 860	136 643	158 881	152 953
Diesel oil	9 686	9 084	11 805	14 101	27 642
Distillat (Gasoil)	4 460	4 190	5 448	4 952	17 981
Gaz Naturel	4 649	4 649	4 649	4 939	82
Charges en combustibles	141 973	121 783	158 546	182 873	198 658
CHARGES GLOBALES	285 209	261 318	300 331	324 658	351 490
REVENUS NON REGULES	9 670	9 388	9 547	9 547	16 350
REVENUS REGULES REQUIS	275 539	251 930	290 784	315 111	335 139

En considérant la baisse des ventes à 2055,66 GWh et le facteur d'économie d'échelle de 0,59 retenu pour la période 2010-2014, le revenu régulé requis de 2010 avec les indices base prix officiels de 290,784 milliards pour 2175,35 GWh, est ramené à 281,344 milliards de FCFA.

Pour ces 2055,66 GWh de ventes de 2010, l'application de la Formule de contrôle des revenus telle que fixée par la Commission par Décision n°2010-03 du 19 mai 2010, autorise un revenu maximum régulé (avant redevances, incitations contractuelles et corrections de revenus) de 260,623 milliards de FCFA aux conditions économiques du 1er décembre (dernière date d'indexation). En considérant l'inflation de l'année, la Formule aurait autorisé 262,208 milliards de FCFA.

Ainsi, le déficit de revenus de SENELEC en 2010 pouvant être imputé à l'option de lissage est estimé à un montant de 19,136 milliards de FCFA qui devra être corrigé.

Pour une meilleure adéquation entre les revenus autorisés et les charges permises de SENELEC, correspondant aux projections de coûts indexées avec les éléments hors de son contrôle, les revenus requis de référence, les ventes de référence et les facteurs de pondération des indices sectoriels d'inflation pourraient être fixés pour chaque année de la période 2011-2013 avec les projections de coûts de l'année considérée. Par la suite, ces revenus seront indexés en considérant pour chaque année son revenu requis de référence, l'inflation constatée et l'évolution du niveau et de la structure des ventes par rapport aux ventes de référence de cette année.

Dans ce cas, la révision exceptionnelle des facteurs de pondérations de l'inflation suite à une inflation de 30% devient caduque puisque ces facteurs sont fixés pour chaque année à partir des projections de coûts en francs constants de 2010 qui n'évolueront pas quel que soit le niveau d'inflation constatée.

Il convient toutefois de noter que l'impact du lissage devrait être relativement limité avec les nouvelles projections qui présentent une structure de production et de charges d'exploitation relativement stable sur la période.

Conclusion de la Commission

Les paramètres de la Formule de contrôle des revenus sont fixés sur une base annuelle en considérant les projections de l'année concernée. En conséquence, la révision exceptionnelle des facteurs de pondération de l'inflation, rendue caduque, est supprimée, étant entendu que la révision intérimaire prévue dans le cas général de survenance d'un événement imprévisible reste possible.

13.3. Période de référence de l'inflation

Dans le but d'éviter les évolutions erratiques des tarifs de l'électricité sur la base du marché du pétrole, il a été retenu pour la période 2010-2014 de déterminer l'indice composite d'inflation utilisé pour l'indexation des revenus en considérant la moyenne de l'inflation constatée sur les douze mois précédant la date d'indexation. Avec cette option, les tarifs de l'électricité ne reflètent que les tendances générales des prix des intrants, notamment les produits pétroliers. Ainsi, les baisses et les hausses de ces prix sur de courtes périodes ne sont pas perceptibles sur les tarifs de l'électricité, même si elles impactent les évolutions futures des tarifs.

Avec cette option, les tarifs de l'électricité peuvent rester stables ou augmenter quand les prix des produits pétroliers baissent, engendrant des questionnements de la clientèle. Par

ailleurs, ils peuvent baisser ou rester stables alors que les prix des intrants augmentent, avec des conséquences sur la trésorerie de SENELEC.

La réduction de cette période de référence à trois (3) mois est demandée par SENELEC.

Analyse

L'analyse de l'impact de la période de référence de l'inflation, faite à partir des constats de 2010, fait ressortir que les revenus maximums (compte non tenu des redevances, corrections et pénalités) sur la base d'une période de référence de l'inflation de douze derniers mois, ont autorisé des tarifs moyens maximums variant de 116,54 FCFA/kWh aux conditions économiques du 1^{er} janvier à 125,23 FCFA/kWh aux conditions économiques du 1^{er} octobre (dernière date d'ajustement). Par rapport au tarif moyen à fin 2009 de 118,42 FCFA/kWh, ces tarifs maximums autorisaient plusieurs ajustements, avec un cumul sur l'année de 6%. Les recettes tirées des tarifs auraient été de 249,172 milliards de FCFA si les ajustements étaient systématiquement appliqués et les ventes réparties de façon uniforme sur les quatre trimestres.

Le revenu maximum autorisé aux conditions économiques du 1^{er} décembre (date de détermination de la valeur finale du RMA), est de 260,623 milliards de FCFA, correspondant à un déficit de revenus, par rapport aux recettes estimés ci-dessus avec les tarifs maximums, de 11,451 milliards de FCFA à corriger sur les revenus de 2011. Si l'inflation constatée sur l'année était considérée, le revenu autorisé de 2010 aurait été de 262,208 milliards et l'écart de revenus à corriger de 13,037 milliards.

En considérant les trois mois précédant la date d'indexation comme période de référence de l'inflation, les revenus maximums de 2010 auraient autorisé des tarifs moyens maximums variant de 121,68 FCFA/kWh aux conditions économiques du 1^{er} janvier à 128,49 FCFA/kWh aux conditions économiques du 1^{er} octobre (dernière date d'ajustement), avec un ajustement tarifaire cumulé de 9% par rapport au tarif moyen à fin 2009. Les recettes tirées des tarifs auraient été de 257,900 milliards de FCFA. Le revenu maximum autorisé de 2010 restant égal à 260,623 milliards aux conditions économiques du 1^{er} décembre et de 262,208 milliards de FCFA si l'inflation constatée sur l'année est considérée, le déficit de revenus à corriger serait ramené à 2,633 milliards et 4,218 milliards respectivement, toutes choses égales par ailleurs.

Tableau 43 : Impact de la période d'inflation de référence sur les tarifs

Conditions économiques	Inflation 12 mois				Inflation 3 mois			
	Revenus maximums	Tarifs maximums		Recettes perçues**	Revenus maximums	Tarifs maximums		Recettes perçues**
1er janvier 2010	239 560	116,54	-1,6%	59 890	250 123	121,68	2,7%	62 531
1er avril 2010	246 538	119,93	2,9%	61 635	256 136	124,60	2,4%	64 034
1er juillet 2010	253 165	123,16	2,7%	63 291	261 559	127,24	2,1%	65 390
1er octobre 2010	257 423	125,23	1,7%	64 356	264 141	128,49	1,0%	66 035
Total recettes tirées des tarifs maximums				249 172				
Aux conditions du 1er décembre	Revenu maximum autorisé			260 623				
	Ecart de revenu à corriger			11 452				
Avec inflation de l'année	Revenu maximum autorisé			262 208				
	Ecart de revenu à corriger			13 036				

** Avec les tarifs maximums

Il apparaît ainsi qu'avec une tendance haussière continue des prix des intrants, comme cela a été le cas en 2010, considérer l'inflation des douze mois précédant la date d'indexation pour indexer les tarifs en cours d'année, conduit à des recettes qui peuvent s'éloigner sensiblement du revenu maximum autorisé.

Avec une tendance baissière des prix, les revenus autorisés auraient baissé moins vite que les recettes en considérant une période de référence de 12 mois, et la situation serait favorable à SENELEC.

Pour une meilleure adéquation entre les revenus autorisés et les charges permises de SENELEC, correspondant aux projections de coûts indexées avec les éléments hors de son contrôle, la période de référence de l'inflation pourrait être réduite à trois mois pour la détermination des revenus à considérer pour indexer les tarifs en cours d'année. Toutefois, le revenu maximum autorisé de l'année devrait être déterminé en considérant l'inflation constatée sur douze mois.

Le revenu maximum autorisé pour une année pourrait donc être déterminée en considérant l'inflation constatée sur l'année, la différence entre ce revenu et le revenu perçu par SENELEC à partir des tarifs autorisés aux différentes dates d'indexation, d'une part, et de la compensation de revenus versée par l'Etat, d'autre part, serait alors le montant maximum de l'écart à corriger sur le revenu autorisé de l'année suivante.

Dans ce cas, pour rester dans la logique de limiter les fluctuations erratiques tout en atténuant les risques avec une meilleure répercussion des fortes évolutions en cours d'année, des prix des intrants sur les recettes de SENELEC, le seuil fixé pour demander un ajustement des tarifs aux conditions économiques du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre pourrait être porté à 5% au lieu de 3% actuellement.

Conclusion de la Commission

Le Revenu maximum autorisé de SENELEC pour une année donnée est déterminé en considérant l'inflation constatée sur l'année. Toutefois, en vue de l'indexation trimestrielle et de l'ajustement éventuel des tarifs et/ou de la détermination de la compensation de revenus, le Revenu maximum est estimé à chaque date d'indexation en considérant l'inflation constatée durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation. Par ailleurs, le seuil pour ajuster les tarifs aux conditions économiques du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre est porté à 5%.

13.4. Périodicité d'indexation

Avec l'option de ne pas considérer l'inflation de la dernière période de l'année pour la détermination du revenu autorisé de la même année, la périodicité d'indexation des revenus est fixée à un mois pour la période 2010-2014, afin de réduire au maximum l'impact de cette dernière période. Par contre, la périodicité d'ajustement éventuel des tarifs est fixée à trois mois.

La consolidation de la périodicité d'ajustement trimestriel des revenus maximums autorisés a été demandée par SENELEC.

Analyse

En 2010, avec la tendance haussière des prix des produits pétroliers, le revenu maximum autorisé (avant redevances, incitations contractuelles et corrections de revenus) aux conditions économiques du 1^{er} décembre (dernière date d'indexation), est de 260,623 milliards de FCFA, contre un revenu de 262,208 milliards de FCFA si l'inflation de l'année était considérée.

Ainsi, le déficit de revenus de SENELEC en 2010 pouvant être imputé à l'option de ne pas considérer l'inflation du dernier mois pour les revenus de cette année est estimé à 1,585 milliards de FCFA.

Avec une tendance baissière des prix, la situation serait inversée et aurait été favorable à SENELEC.

Si la période d'inflation de référence est ramenée à trois mois pour l'estimation des revenus à considérer pour l'indexation des tarifs, la périodicité d'indexation de ces revenus devrait être mise en adéquation avec celle d'indexation des tarifs, étant entendu que l'inflation sur douze mois doit être considérée pour la détermination du revenu maximum autorisé.

Conclusion de la Commission

La périodicité d'ajustement des revenus maximums autorisés et des tarifs qui en découlent est maintenue à trois (3) mois.

14. Détermination des revenus requis

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

14.1. Données économiques

14.1.1. Inflation

Pour ses projections, SENELEC a retenu des hypothèses d'inflation de 3% par année pour les dépenses locales et de 2% pour les dépenses en devises sans changement de parité du FCFA par rapport à l'Euro. Le prix du fuel lourd, principal combustible, devrait augmenter de 42,65% en 2011 par rapport à la moyenne des prix officiels de 2010, avec une évolution de 3% par année pour les années suivantes. Pour le diesel oil et le distillat, une évolution d'environ 47% en 2011 et de 3% pour les années suivantes est considérée. Pour le gaz naturel, ces évolutions sont de 6,25% et 3% respectivement.

Tableau 44 : Inflation projetée pour la période 2011-2013

	Année référence	Projections		
	2010	2011	2012	2013
Taux de change	655,957	655,957	655,957	655,957
Indice Inflation locale (IHPC)	98,7552	101,7179	104,7694	107,9125
Inflation locale annuelle		1,0300	1,0300	1,0300
Inflation locale cumulée	1,0000	1,0300	1,0609	1,0927
Indice Inflation étrangère (IPC)	119,7592	122,1544	124,5974	127,0894
Inflation étrangère annuelle		1,0200	1,0200	1,0200
Inflation étrangère cumulée **	1,0000	1,0200	1,0404	1,0612
Prix Fuel oil 380	283 924	405 016	417 166	429 681
Inflation fuel oil 380		1,4265	1,0300	1,0300
Inflation cumulée fuel oil 380	1,0000	1,4265	1,4693	1,5134
Prix Diesel oil	423 278	624 048	642 769	662 053
Inflation Diesel oil		1,4743	1,0300	1,0300
Inflation cumulée Diesel oil	1,0000	1,4743	1,5186	1,5641
Prix Fuel Distillat	430 421	635 855	654 931	674 579
Inflation Disillat		1,4773	1,0300	1,0300
Inflation cumulée Distillat	1,0000	1,4773	1,5216	1,5673
Prix Gaz naturel	120 000	127 500	131 325	135 265
Inflation Gaz naturel		1,0625	1,0300	1,0300
Inflation cumulée Gaz naturel	1,0000	1,0625	1,0944	1,1272

** Intégrant le taux de change

14.1.2. Taux de rentabilité

En application des dispositions du cahier des charges de SENELEC, le taux de rentabilité normal utilisé pour déterminer les revenus autorisés sur la période 2011-2013, est égal au coût réel du capital. Ce coût du capital est défini comme la moyenne pondérée du coût de la dette et celui des fonds propres en faisant l'hypothèse d'une part de 45% pour la dette et de 55% pour les fonds propres.

Le coût des fonds propres est estimé à 10,9%, en considérant un taux de rendement sans risque après impôts pour les emprunts d'Etat au Sénégal de 6,9%, une prime de risque de 5% et un facteur bêta de 0,8. Le coût de la dette est estimé à 8,25%.

Avec ces éléments, le coût réel du capital après impôts est estimé à 9,71%.

Le taux d'impôts sur les profits des entreprises étant de 25% et celui sur les paiements d'intérêt (taxe sur les opérations bancaires) de 17%, le coût du capital avant impôts est de 10,74%.

Le tableau ci-après présente les différents éléments de calcul du taux de rentabilité normal, qui sont détaillés à l'annexe 3.

Tableau 45 : Eléments de calcul du taux de rentabilité normal

Taux de rendement sans risque après impôts des emprunts de l'Etat	Rf	6,90%
Prime de risque de marché	Rm	5%
Bêta		0,8
Coût des fonds propres	Re	10,90%
Coût de la dette	Rd	8,25%
ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC ap. impôts	9,71%
Taux impôts sur intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur profits entreprises	Tc	25%
Coût capital avant impôts	WACC av. impôts	10,74%

Pour la fixation des conditions tarifaires de la période 2010-2014, ce taux avait été estimé à 10,2%.

14.2. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation de SENELEC présentées au tableau 37 sont utilisées pour la définition des nouvelles conditions tarifaires. Elles devraient augmenter en moyenne de 7,05% par année en passant de 325,710 milliards en 2010 à 399,515 milliards en 2013.

14.3. Rémunération des capitaux investis

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

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

- de la valeur de la Base Tarifaire au début de la Concession fixée par le Cahier de Charges de SENELEC à 190 Milliards et amortie sur 25 années ;
- des investissements réalisés sur la période 1999-2010 minorés de leurs amortissements et des cessions d'actifs au cours de la période ;

- des investissements à réaliser durant la période 2011-2013, tenant compte de leurs amortissements et des cessions d'actifs.

Pour la détermination de la valeur de la Base Tarifaire à rémunérer au cours d'une année, il est considéré la valeur moyenne entre les actifs nets en début d'année et ceux en fin d'année.

Avec le taux de rentabilité normal de 10,74%, la rémunération des actifs varie de 29,328 milliards en 2011 à 42,838 milliards en 2013.

Tableau 46 : Base Tarifaire (actifs nets) sur la période 2011-2013

Valeurs des actifs (en MFCFA courants)	Année référence	Projections		
	2010	2011	2012	2013
Actifs existants au début de la concession				
Valeurs début d'année		98 800	91 200	83 600
Amortissements	7 600	7 600	7 600	7 600
Cessions	-	-	-	-
Valeurs fin d'année	98 800	91 200	83 600	76 000
Investissements période 1999-2010				
Valeurs début d'année		150 171	139 754	129 337
Amortissements		10 417	10 417	10 417
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année	150 171	139 754	129 337	118 920
Nouveaux investissements période 2011-2013				
Valeurs début d'année		-	66 075	182 972
Nouveaux investissements		69 316	125 677	33 890
Amortissements		3 241	8 780	10 193
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année		66 075	182 972	206 670
Total				
Valeurs début d'année		248 971	297 029	395 909
Nouveaux investissements		69 316	125 677	33 890
Amortissements		21 258	26 797	28 210
Cessions		-	-	-
Valeurs fin d'année	248 971	297 029	395 909	401 590
Base Tarifaire à rémunérer		273 000	346 469	398 750
Rémunération des actifs		29 328	37 221	42 838

14.4. Revenus requis

Le revenu requis pour couvrir les charges de SENELEC et lui assurer une rémunération normale de ses actifs, évoluent de 406,225 milliards de FCFA en 2011 à 442,352 milliards en 2013, avec une moyenne de 418,634 milliards sur la période. En déduisant de ces montants les revenus non régulés, provenant des activités autres que la vente d'électricité, les revenus régulés requis sont de 394,017 milliards en 2011 et 434,157 milliards en 2013, avec une moyenne de 409,181 milliards sur la période pour 2 558,2 GWh de ventes prévues.

Tableau 47 : Revenus requis en francs courants sur la période 2011-2013

En francs courants	Projections			2011-2013	Moyenne
	2011	2012	2013		
Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)	350 641	337 960	365 485	1 054 086	351 362
Amortissements	21 258	26 797	28 210	76 265	25 422
Impôts et taxes	4 998	5 345	5 820	16 163	5 388
Rémunération des actifs	29 328	37 221	42 838	109 387	36 462
Revenus requis	406 225	407 323	442 352	1 255 901	418 634
Revenus non régulés	12 208	7 956	8 195	28 359	9 453
Revenus régulés requis (MFCFA)	394 017	399 367	434 157	1 227 542	409 181
Prévisions de vente (GWh)	2 356,22	2 544,99	2 773,40	7 674,61	2 558,20

Sans inflation, en francs constants de 2010, le revenu régulé requis, référence de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, est de 314,708 milliards de FCFA en 2011 et 339,165 milliards de FCFA en 2013, avec une moyenne de 324,652 milliards sur la période.

Tableau 48 : Revenus requis en francs constants sur la période 2011-2013

En francs constants de 2010	Projections			2011-2013	Moyenne
	2011	2012	2013		
Charges d'exploitation (Hors amortissements, redevances, impôts et taxes)	272 595	262 202	276 320	811 116	270 372
Amortissements	20 639	25 259	25 816	71 713	23 904
Impôts et taxes	4 853	5 038	5 326	15 217	5 072
Rémunération des actifs	28 474	35 084	39 202	102 761	34 254
Revenus requis	326 560	327 583	346 664	1 000 808	333 603
Revenus non régulés	11 852	7 499	7 499	26 851	8 950
Revenus régulés requis (MFCFA)	314 708	320 084	339 165	973 957	324 652
Prévisions de vente (GWh)	2 356,22	2 544,99	2 773,40	7 674,61	2 558,20

15. Éléments de paramétrage de la Formule de contrôle des revenus

Les revenus requis ont été déterminés sur la base de prévisions de ventes et d'hypothèses d'inflation qui peuvent dévier des conditions réelles sur la période 2011-2013. Ces éléments étant hors du contrôle de SENELEC, leurs fluctuations par rapport aux valeurs de référence doivent être répercutées sur les revenus autorisés, à travers une formule d'indexation permettant de déterminer ces revenus à partir des conditions réelles.

15.1. Facteur d'économie d'échelle

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

Sur la base des projections de coûts de SENELEC ramenées en francs constants de 2010, le facteur d'économie d'échelle représenté par la part variable des charges, varie entre 71% en 2011 et 68% en 2012 et 2013, avec une moyenne sur la période de 69%

Tableau 49 : Part variable des charges

	2011	2012	2013	2011-2013
Charges variables	232 436	222 579	236 196	691 212
Dépenses en combustibles	172 908	158 162	164 570	495 641
Dépenses variables achat énergie	10 306	7 860	8 194	26 359
Huiles et autres fournitures liées	6 174	9 703	11 885	27 762
Autres achats consommés	7 894	8 324	9 074	25 292
Transports consommés	1 316	1 327	1 362	4 005
Autres charges	8 687	9 019	9 535	27 241
Impôts et taxes	4 853	5 038	5 326	15 217
Services extérieurs	20 298	23 146	26 251	69 696
Charges fixes	94 124	105 004	110 468	309 595
Dépenses de personnel	27 214	27 214	27 214	81 642
Amortissements	20 639	25 259	25 816	71 713
Frais de capacité (achat énergie)	17 797	17 446	18 236	53 479
Rémunération des actifs	28 474	35 084	39 202	102 761
Charges globales	326 560	327 583	346 664	1 000 808
Part variable des charges	71%	68%	68%	69%

15.2. Indice composite d'inflation

En considérant les projections de coûts de SENELEC ramenées en francs constants de 2010, le facteur de pondération de l'inflation locale, représentant la part des charges en monnaie locale non indexées sur une devise, est estimé à 36% en moyenne sur la période ; il varie entre 32% en 2011 et 37% en 2012 et 2013.

Tableau 50 : Part des charges en monnaie locale sur la période 2011-2013

	2011	2012	2013	2011-2013
Huiles et autres fournitures liées	6 174	9 703	11 885	27 762
Dépenses de personnel	27 214	27 214	27 214	81 642
Autres achats consommés	7 894	8 324	9 074	25 292
Transports consommés	1 316	1 327	1 362	4 005
Autres charges	8 687	9 019	9 535	27 241
Impôts et taxes	4 853	5 038	5 326	15 217
Amortissements	20 639	25 259	25 816	71 713
Rémunération des actifs	28 474	35 084	39 202	102 761
Charges en monnaie locale	105 251	120 968	129 414	355 634
Charges globales	326 560	327 583	346 664	1 000 808
Part des charges en monnaie locale	32,23%	36,93%	37,33%	35,53%

Le facteur de pondération de l'inflation étrangère, part des charges en devises et en monnaie locale indexées sur une devise, reste égal à 15% sur la période.

Tableau 51 : Part des charges en devises sur la période 2011-2013

	2011	2012	2013	2011-2013
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	17 797	17 446	18 236	53 479
Dépenses variables d'achat énergie (hors combustible)	10 306	7 860	8 194	26 359
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	20 298	23 146	26 251	69 696
Charges en devise	48 400	48 453	52 680	149 533
Charges globales	326 560	327 583	346 664	1 000 808
Part des charges en devise	14,82%	14,79%	15,20%	14,94%

Le facteur de pondération de l'inflation sur les prix des combustibles est évalué à 50% en moyenne sur la période ; il varie de 53% en 2011 à 47% en 2013.

Tableau 52 : Part des charges en combustibles sur la période 2011-2013

	2011	2012	2013	2011-2013
Dépenses en combustible (IPP compris)	172 908	158 162	164 570	495 641
Charges en combustibles	172 908	158 162	164 570	495 641
Charges globales	326 560	327 583	346 664	1 000 808
Part des charges en combustibles	52,95%	48,28%	47,47%	49,52%

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

Tableau 53 : Répartition des charges en combustibles sur la période 2011-2013

	2011	2012	2013	2011-2013
Fuel lourd	109 714	137 002	146 555	393 271
Diesel oil	36 728	9 726	6 719	53 172
Gasoil	23 319	0	0	23 319
Gaz Naturel	3 147	11 434	11 296	25 878
TOTAL	172 908	158 162	164 570	495 641

	2011	2012	2013	2011-2013
Fuel lourd	63,45%	86,62%	89,05%	79,35%
Diesel oil - Gasoil	34,73%	6,15%	4,08%	15,43%
Gaz Naturel	1,82%	7,23%	6,86%	5,22%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

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

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

Les valeurs de référence des indices sectoriels d'inflation, correspondant à la moyenne sur l'année 2010 de ces indices, sont les suivantes :

- Indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal : 98,7552 base 100 en 2008;
- Indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France : 119,7592 base 100 en 1998;
- Parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO : 655,957 ;
- Prix du fuel oil 380 : 283 924 (moyenne des prix officiels hors TVA de 2010);
- Prix du diesel oil : 423 278 (moyenne des prix officiels hors TVA de 2010);
- Prix du gaz naturel : 120 000 (moyenne des prix officiels hors TVA de 2010);

Les facteurs de pondération des inflations sectorielles : α , β , γ , a , b , c sont résumés par le tableau ci après.

Tableau 54 : Synthèse des facteurs de pondération des inflations sectorielles

Facteurs pondération		2011	2012	2013	Moyenne
Inflation locale	α	0,322	0,369	0,373	0,355
Inflation étrangère	β	0,148	0,148	0,152	0,149
Inflation combustibles	γ	0,529	0,483	0,475	0,495
Fuel Oil	a	0,635	0,866	0,891	0,793
Diesel Oil	b	0,347	0,061	0,041	0,154
Gaz Naturel	c	0,018	0,072	0,069	0,052

15.3. Revenus régulés requis de référence

Pour le paramétrage de la Formule de contrôle des revenus, le montant des revenus requis aux conditions économiques de référence RR_0 (en francs constants de 2010) est considéré. Il varie entre 314,708 milliards de FCFA en 2011 et 339,165 milliards de FCFA en 2013, et est réparti par niveau de tension ($RR_0(BT)$, $RR_0(MT)$, $RR_0(HT)$) conformément à la méthodologie présentée en annexe 2, en utilisant les tarifs moyens actuels fournis par SENELEC (122,77 FCFA/kWh pour la BT ; 117,06 FCFA/kWh pour la MT et 82,61 FCFA/kWh pour la HT).

Tableau 55 : Revenus régulés requis de référence sur la période 2011-2013

		2011	2012	2013	Moyenne
Revenu Requis total	A_0	314 708	320 084	339 165	324 652
Revenu requis basse tension	$B_0(BT)$	210 910	211 724	221 508	214 638
Revenu requis moyenne tension	$B_0(MT)$	91 621	95 723	100 702	96 047
Revenu requis haute tension	$B_0(HT)$	12 176	12 637	16 955	13 968

15.4. Ventes de référence

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

Tableau 56 : Ventes de référence sur la période 2011-2013

		2011	2012	2013	Moyenne
Basse Tension	$D_0(BT)$	1 528,61	1 628,39	1 743,66	1 633,55
Moyenne Tension	$D_0(MT)$	696,45	772,14	831,39	766,66
Haute Tension	$D_0(HT)$	131,16	144,45	198,36	157,99
Ventes globales	D_0	2 356,22	2 544,99	2 773,40	2 558,20

15.5. Ecart de revenus de 2010

L'analyse du Bilan et du fonctionnement des conditions tarifaires actuelles en 2010 a fait ressortir :

- un Revenu Régulé Requis (RR) indexé aux conditions économiques de l'année, estimé à 281 344 millions de FCFA pour 2 055,66 GWh de ventes ;
- un Revenu Maximum Autorisé (RMA) hors redevances, incitation et corrections, résultant de la Formule de contrôle des revenus en vigueur de 260 623 millions de FCFA pour 2 055,66 GWh de ventes.

Ainsi, un écart de revenus de 20 721 millions de FCFA découlant des options de régulation (lissage des paramètres de la Formule et inflation du dernier mois) est noté.

Cet écart diffère de l'écart entre le revenu maximum autorisé par la Formule et les revenus réellement perçus par SENELEC en 2010, d'un montant de 7 621 millions de FCFA, déjà pris en charge par le facteur K_t de la Formule. Il diffère également des surcoûts non liés à l'inflation, estimés à 49 393 millions de FCFA, qui sont laissés à SENELEC en raison des principes de régulation aux prix-plafonds, en même temps que les gains, d'un montant de 4 064 millions, tirés des amortissements et de la rémunération de la Base Tarifaire du fait des investissements non réalisés.

Avec les conditions tarifaires actuelles, les écarts négatifs de revenus prévus en 2010 et 2011 du fait de l'option de lissage, étaient corrigées par des revenus supplémentaires à partir de 2013. En conséquence, les nouvelles conditions annulant et remplaçant celles en vigueur, devrait prendre en charge la correction.

La correction de l'écart de revenus de 2010 découlant des options de régulation est opérée en attribuant à l'indice RI de la Formule une valeur de 6 907 millions pour chaque année de la période 2011-2013.

16. Nouvelles conditions tarifaires : Eléments du projet de décision

Formule de contrôle des revenus

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

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

avec

t : année de détermination des revenus autorisés;

θ : facteur d'économie d'échelle fixé à :

- 0,71 pour l'année 2011 ;
- 0,68 pour l'année 2012 ;
- 0,68 pour l'année 2013.

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

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

où

A_0 est le montant des revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence, fixé à :

- 314 708 000 000 FCFA pour l'année 2011;
- 320 084 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 339 165 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

Π_t est l'index d'inflation, déterminé par la formule suivante :

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

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

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

avec

$IHPC_t$: Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par le Ministère chargé des finances durant les douze mois de l'année t ;

$IHPC_0$: Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal fixée à 98,7552 base 100 en 2008 ;

IPC_t : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France publié par l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) durant les douze mois de l'année t ;

IPC_0 : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France fixée à 119,7592 base 100 en 1998 ;

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

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

IFO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du fuel oil 380, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze mois de l'année t ;

IFO_0 : Valeur de référence du prix du fuel oil 380 fixée à 283 924 ;

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

IDO_0 : Valeur de référence du prix du diesel oil, fixée à 423 278 ;

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

IGN_0 : Valeur de référence du prix du gaz naturel fixée à 120 000 ;

α : Facteur de pondération de l'inflation locale fixé à :

- 0,32 pour l'année 2011 ;
- 0,37 pour l'année 2012 ;
- 0,37 pour l'année 2013.

β : Facteur de pondération de l'inflation étrangère fixé à :

- 0,15 pour l'année 2011 ;
- 0,15 pour l'année 2012 ;
- 0,15 pour l'année 2013.

γ : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible fixé à :

- 0,53 pour l'année 2011 ;
- 0,48 pour l'année 2012 ;
- 0,48 pour l'année 2013.



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

- 0,63 pour l'année 2011 ;
- 0,87 pour l'année 2012 ;
- 0,89 pour l'année 2013.

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

- 0,35 pour l'année 2011 ;
- 0,06 pour l'année 2012 ;
- 0,04 pour l'année 2013.

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

- 0,02 pour l'année 2011 ;
- 0,07 pour l'année 2012 ;
- 0,07 pour l'année 2013.

X_t : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) pour la période 2011-2013.

B_t : Base de calcul de la part variable des revenus, déterminée par la formule suivante :

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

où

Π_t est l'index d'inflation, tel que déterminé ci-dessus

B_t⁰ est le montant des revenus requis l'année t, aux conditions économiques de 2010, déterminé comme suit :

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

avec

B₀(BT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence en Basse Tension fixés à :

- 210 910 000 000 FCFA pour l'année 2011 ;
- 211 724 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 221 508 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

B₀(MT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence en Moyenne Tension fixés à :

- 91 621 000 000 FCFA pour l'année 2011 ;
- 95 723 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 100 702 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

B₀(HT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2010 pour les ventes de référence en Haute Tension fixés à :

- 12 177 000 000 FCFA pour l'année 2011 ;
- 12 637 000 000 FCFA pour l'année 2012 ;
- 16 955 000 000 FCFA pour l'année 2013 ;

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

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

- 1 528,61 GWh pour l'année 2011 ;
- 1 628,39 GWh pour l'année 2012 ;
- 1 743,66 GWh pour l'année 2013 ;

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

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

- 696,45 GWh pour l'année 2011 ;
- 772,14 GWh pour l'année 2012 ;
- 831,39 GWh pour l'année 2013 ;

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

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

- 131,16 GWh pour l'année 2011 ;
- 144,45 GWh pour l'année 2012 ;
- 198,36 GWh pour l'année 2013 ;

RTS_t : Redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTSt).

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

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

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

dans laquelle

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

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

I_{t-1} est un taux d'intérêt en pourcent (%), égal au taux d'escompte normal de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest à l'année t-1 majoré de la marge bancaire plus deux pour cent (2%).

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

RI_t : Facteur de correction, égal à 6 907 000 000 FCFA pour chaque année de la période 2011-2013. Ce facteur peut varier à l'issue d'une révision de la Formule de contrôle de revenus.

Indexation et ajustement des tarifs

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

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

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

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

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

Compensation de revenus

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

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

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

avec :

i : Date d'indexation considérée ;

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

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

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

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

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

Durée de validité de la Formule de contrôle des revenus

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

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

17. Résultats de l'application des nouvelles conditions tarifaires

17.1. Revenus autorisés

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

Les revenus maximums autorisés, compte non tenu des redevances, pénalités et corrections des revenus, varient de 391,415 milliards en 2011 à 432,783 milliards en 2013, avec un montant global sur la période 2011-2013 de 1 222,196 milliards alors que celui des revenus régulés requis est de 1 227,542 milliards, soit une différence défavorable de 0,44%. Cette marge d'erreur est acceptable pour ce type de modélisation, et les revenus autorisés suivent d'assez près les revenus requis.

Tableau 57 : Revenus régulés requis / Revenus autorisés

	2011	2012	2013	2011-2013
Revenus régulés requis	394 017	399 367	434 157	1 227 542
Revenus autorisés par la formule **	391 415	397 999	432 783	1 222 196
Différence	-2 602	-1 369	-1 375	-5 346
	-0,66%	-0,34%	-0,32%	-0,44%

** Hors redevances, pénalités et corrections de revenus

Cet écart porte le taux de rentabilité dégagé par la SENELEC à 10,22% pour un taux de rentabilité normal estimé à 10,74%.

Tableau 58 : Taux de rentabilité dégagé par SENELEC

	2011	2012	2013	2011-2013
Rémunération effective des actifs	26 726	35 852	41 463	104 041
Base Tarifaire	273 000	346 469	398 750	1 018 219
Taux de rentabilité dégagés	9,79%	10,35%	10,40%	10,22%

17.2. Evolution des tarifs-plafonds

Aux conditions économiques de 2010 (sans inflation), l'application de la Formule de contrôle de revenus autorise sur la période 2011-2013 un revenu maximum de 986,690 milliards de FCFA. Avec les tarifs actuellement en vigueur, SENELEC percevrait 910,286 milliards de FCFA, soit un écart de revenus 76,404 milliards de FCFA.

Tableau 59 : Ecarts de revenus aux conditions économiques de 2010

en millions de FCFA	2011**	2012	2013	2011-2013
Revenus Maximums Autorisés	318 665	324 611	343 414	986 690
Revenus perçus avec les tarifs actuels	280 034	302 469	327 783	910 286
Écarts de revenus	38 631	22 142	15 631	76 404

** Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2010

Avec ce niveau de revenus autorisés, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen, par rapport au tarif moyen actuel, est de 4,19% sur la période. Il est de 13,8% en 2011 par rapport au tarif moyen actuel, de -7,66% en 2012 par rapport au tarif moyen maximum de 2011 et -0,85% en 2013 par rapport au tarif moyen maximum de 2012.

Tableau 60 : Tarifs-plafonds aux conditions économiques de 2010

	2011**	2012	2013	2011-2013
Tarif moyen actuel	118,85			
Tarif moyen maximum (au 1er octobre)	135,24	124,89	123,82	123,82
Taux d'ajustement maximum	13,80%	-7,66%	-0,85%	4,19%

** Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2010

En considérant les conditions économiques prévues (inflation prévue par SENELEC), le revenu maximum autorisé est 1 234,930 milliards de FCFA, correspondant à un écart de 324,644 milliards de FCFA par rapport au revenu à percevoir avec les tarifs actuellement en vigueur de 910,286 milliards de FCFA.

Tableau 61 : Ecarts de revenus aux conditions économiques prévues par SENELEC

en millions de FCFA	2011**	2012	2013	2011-2013
Revenus Maximums Autorisés	395 372	402 525	437 032	1 234 930
Revenus perçus avec les tarifs actuels	280 034	302 469	327 783	910 286
Écarts de revenus	115 339	100 056	109 249	324 644

** Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2010

Dans ce cas, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen, par rapport au tarif moyen actuel, est de 35,96% sur la période. Il est de 41,19% en 2011 par rapport au tarif moyen actuel, de -1,65% en 2012 par rapport au tarif moyen maximum de 2011 et de -2,96% en 2013 par rapport au tarif moyen maximum de 2012.

Tableau 62 : Tarifs-plafonds aux conditions économiques prévues par SENELEC

	2011**	2012	2013	2011-2013
Tarif moyen actuel	118,85			
Tarif moyen maximum (au 1er octobre)	167,80	165,03	161,59	161,59
Taux d'ajustement maximum	41,19%	-1,65%	-2,09%	35,96%

** Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2010

En considérant la tendance actuelle de l'inflation, le revenu maximum autorisé est 1 167,639 milliards de FCFA, correspondant à un écart de 257,353 milliards de FCFA par rapport au revenu à percevoir avec les tarifs actuellement en vigueur de 910,286 milliards de FCFA.

Tableau 63 : Ecarts de revenus la tendance actuelle de l'inflation ***

	2011**	2012	2013	2011-2013
Revenus Maximums Autorisés	387 719	373 804	406 116	1 167 639
Revenus perçus avec les tarifs actuels	280 034	302 469	327 783	910 286
Écarts de revenus	107 685	71 335	78 333	257 353

** Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2010

*** Réalisations de janvier à mai 2011 - Maintien prix mai pour le reste de l'année et +3% par année par la suite

Dans ce cas, le taux maximum d'ajustement du tarif moyen, par rapport au tarif moyen actuel, est de 24,75% sur la période. Il est de 32,99% en 2011 par rapport au tarif moyen actuel, de -0,46% en 2012 par rapport au tarif moyen maximum de 2011 et de -5,76% en 2013 par rapport au tarif moyen maximum de 2012

Tableau 64 : Tarifs-plafonds avec la tendance actuelle de l'inflation ***

	2011**	2012	2013	2011-2013
Tarif moyen actuel	118,85			
Tarif moyen maximum (au 1er octobre)	158,06	157,33	148,27	148,27
Taux d'ajustement maximum	32,99%	-0,46%	-5,76%	24,75%

** Hors incitations contractuelles et corrections de revenus de 2010

*** Réalisations de janvier à mai 2011 - Maintien prix mai pour le reste de l'année et +3% par année par la suite

Il convient de noter que cette évaluation n'intègre pas l'effet des incitations contractuelles à appliquer à SENELEC pour manquement à la norme de disponibilité et de sécurité (Energie non fournie) en 2010, égal à 4,429 milliards, à déduire des revenus de 2011, et celui des facteurs de correction estimés à 8,364 milliards au titre de la différence entre le revenu autorisé et le revenu perçu par SENELEC en 2010 qui devraient s'ajouter aux revenus autorisés de 2011. Aussi, elle n'intègre pas l'écart de revenus de 2010 dû aux options de régulation, corrigé par le facteur RI à hauteur de 6,907 milliards par année, qui devrait également s'ajouter aux revenus.

L'impact de ces trois éléments se chiffrerait à 10,842 milliards en 2011, soit 4,60 FCFA/kWh. Pour 2012 et 2013, l'impact est de 6,907 milliards par année et représente 2,71 FCFA/kWh et 2,49 FCFA/kWh respectivement.

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

Par ailleurs, SENELEC peut appliquer des tarifs inférieurs aux tarifs-plafonds, de son propre gré ou quand le Gouvernement prend en charge une partie par le versement d'une compensation de revenus.



ANNEXES

18. Annexe 1 : Présentation de la Formule de contrôle des revenus en vigueur

La Formule de contrôle des revenus en vigueur, fixée par la Décision de la CRSE n° 2010-03 du 19 mai 2010, se présente comme suit :

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

Le Revenu Maximum Autorisé (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 (Π_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.

$$A_t = A_0 * \Pi_t \quad ; \quad B_t = B_t^0 * \Pi_t$$

où

A₀ est le montant du revenu requis à l'année t, aux conditions économiques de 2009, pour les ventes de référence, fixé à 272 108 422 895 FCFA ;

et

B_t⁰ est le montant du revenu requis l'année t sans économie d'échelle, aux conditions économiques de 2009, 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

B₀(BT) : Revenu requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Basse Tension, fixé à 179 630 012 706 FCFA ;

B₀(MT) : Revenu requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Moyenne Tension, fixé à 75 788 523 545 FCFA ;

B₀(HT) : Revenu requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Haute Tension, fixé à 16 689 866 664 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 ;

$D_o(BT)$: Ventes de référence en Basse Tension, fixée à 1 639,81 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 ;

$D_o(MT)$: Ventes de référence en Moyenne Tension, fixée à 733,03 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 ;

$D_o(HT)$: Ventes de référence en Haute Tension, fixée à 222,95 GWh.

Les éléments fixe (A_t) et variable (B_t) sont pondérés par le facteur θ 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 59% quand les ventes augmentaient de 100%, le facteur d'économie d'échelle a été fixé à 0,59 pour la période 2010-2014.

L'index d'inflation (Π_t) appliqué aux éléments A et B est égal à l'indice composite de l'inflation (CI_t), déterminé selon la formule suivante :

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

avec

$IHPC_t$: Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par le Ministère chargé des finances durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

$IHPC_0$: Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, fixée à 127,1250 base 100 en 1996 ;

IPC_t : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France publié par l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE), durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IPC_0 : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France, fixée à 118,0425 base 100 en 1998 ;

TC_t : Moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO publiée par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

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

IFO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du fuel oil 380, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère



chargé de l'Energie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IFO_0 : Valeur de référence du prix du fuel oil 380, fixée à 215 806 ;

IDO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du diesel oil, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IDO_0 : Valeur de référence du prix du diesel oil, fixée à 325 718 ;

IGN_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du gaz naturel, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IGN_0 : Valeur de référence du prix du gaz naturel, fixée à 120.000 ;

ICH_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du charbon, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les trois douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

ICH_0 : Valeur de référence du prix du charbon, fixée à 47 765 ;

α : Facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à 0,35 ;

β : Facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à 0,27 ;

γ : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible, fixé à 0,38 ;

a : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380, fixé à 0,63 ;

b : Facteur de pondération de l'inflation sur le diesel oil, fixé à 0,08 ;

c : Facteur de pondération de l'inflation sur le gaz naturel, fixé à 0,13 ;

d : Facteur de pondération de l'inflation sur le charbon, fixé à 0,16 ;

Partie Redevances

Elle est constituée par :

- La redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (**RTS_t**) ;
- La redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (**RR_t**).

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 sécurité et de disponibilité (énergie non fournie);
- Un facteur de correction (K_t) de la différence entre les revenus perçus par la SENELEC des usagers au titre de la vente au détail d'énergie électrique des usagers et reçus 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.

19. Annexe 2 : Méthodologie de paramétrage de la Formule

La Formule de contrôle des revenus est paramétrée pour tenir compte de l'inflation et de l'évolution des ventes. Les variables et/ou facteurs de pondération utilisés pour le paramétrage de la formule reflètent la structure des coûts de la SENELEC sur la période 2011-2013.

19.1. Indexation des revenus requis

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

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

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

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

Cas 0 : Aucune évolution des ventes

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

$$RR_{t,(0)} = \pi_t * RR_0$$

Cas 1 : Evolution des ventes en niveau seulement

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

$$RR_{t,(1)} = \pi_t * p_0 * D_t = \pi_t * RR_0 * \frac{D_t}{D_0}$$

En considérant un facteur d'économie d'échelle θ qui représente l'élasticité des charges par rapport à l'évolution des ventes, le revenu requis est obtenu en faisant une moyenne pondérée du revenu requis sans évolution des ventes : $RR_{t,(0)}$ et du revenu requis en cas d'évolution des ventes en niveau : $RR_{t,(1)}$.

$$RR_t = (1-\theta) * RR_{t,(0)} + \theta * RR_{t,(1)}$$

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

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

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

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

Cas 2 : Evolution des ventes en niveau et en structure

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

Ainsi, les tarifs constatés pour l'année de référence (2010) pour chaque niveau de tension (p_{2010}^{BT} , p_{2010}^{MT} et p_{2010}^{HT}) sont utilisés pour déterminer un tarif moyen (p_{2010}^m), en considérant les prévisions de ventes de référence pour une année donnée : $D_0(BT)$, $D_0(MT)$, $D_0(HT)$ et leur somme D_0

$$p_{2010}^m = \frac{p_{2010}^{BT} * D_0(BT) + p_{2010}^{MT} * D_0(MT) + p_{2010}^{HT} * D_0(HT)}{D_0}$$

Les facteurs obtenus en rapportant les tarifs de 2010 par niveau de tension au tarif moyen ainsi calculé, sont appliqués au tarif moyen de référence p_0 prévu pour cette année donnée, afin d'obtenir les tarifs de référence par niveau de tension ($p_0(BT)$, $p_0(MT)$, $p_0(HT)$).

$$p_0(BT) = p_0 * \frac{p_{2010}^{BT}}{p_{2010}^m} ; p_0(MT) = p_0 * \frac{p_{2010}^{MT}}{p_{2010}^m} ; p_0(HT) = p_0 * \frac{p_{2010}^{HT}}{p_{2010}^m}$$

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

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

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

avec

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

19.2. Détermination du facteur d'économie d'échelle

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

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

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

19.3. Détermination de l'index d'inflation

L'index d'inflation considéré pour ramener les revenus de référence requis aux conditions économiques d'une date d'indexation donnée correspond à l'indice composite d'inflation à la même date, duquel est déduit un facteur d'efficacité.

L'indice composite d'inflation est la moyenne pondérée par les facteurs définis ci-dessous, des inflations sur les trois types de charges retenues pour SENELEC, à savoir les charges en monnaie locale, les charges en combustibles et les charges en devises.

Pour la détermination des facteurs de pondération, les charges prévisionnelles de SENELEC à couvrir par ses revenus sont divisées en grandes masses :

- Les charges en monnaie locale (hors redevances et combustibles) non indexées sur une devise ;
- Les charges en combustibles, incluant les combustibles des producteurs indépendants ;
- Les charges en devise ou en monnaie locale (hors redevances et combustibles) indexées sur une devise.

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

Ces facteurs peuvent être fixés pour chaque année sur la base des projections de coûts de l'année ou en considérant des valeurs moyennes pour toute la période avec les projections de coûts de la période.

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

20. Annexe 3 : Méthodologie de calcul du coût du capital

Introduction

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

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

Lors de la Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2010 – 2014, le taux de rentabilité normal retenu pour la rémunération de la base tarifaire était de 10,20%.

S'agissant de la Révision intérimaire des conditions tarifaires pour la période 2011-2013, l'exercice consiste à confirmer ou non le taux de 10,20% en se basant sur l'actualisation des hypothèses retenues précédemment.

Le taux de rentabilité normal pour la rémunération de la Base tarifaire sur la période 2011-2013 est déterminé à partir, notamment, des éléments suivants :

- les stipulations du Cahier des charges de Senelec ;
- l'exploitation des données récentes sur le marché obligataire et le marché monétaire communiquées par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) et par la Direction du Trésor et de la Comptabilité Publique ;
- l'analyse de la situation des emprunts de Senelec au 31 décembre 2010;

En l'absence d'informations et/ou de statistiques sur certains paramètres, les hypothèses retenues sont justifiées à partir d'analyses comparatives (benchmarking) portant sur la détermination de taux de rentabilité normal de sociétés d'électricité.

Il convient de noter la place importante du taux de rentabilité normal dans la détermination des revenus de Senelec. Par conséquent, **de faire un arbitrage judicieux** entre :

- d'une part, veiller à assurer l'équilibre financier de Senelec et partant, la viabilité financière du sous-secteur de l'électricité ;
- et d'autre part, veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique

La Note traite successivement :

- la base de calcul du taux de rentabilité normal ;
- le rappel des éléments de calcul du taux de rentabilité normal pour la période 2010 - 2014 ;

- la revue des hypothèses retenues pour la période 2010 -2014 et leur actualisation, le cas échéant, pour la période 2011 -2013 ;
- les résultats obtenus ;
- conclusion ;
- documents exploités.

1. La base et les références retenues pour le calcul du taux de rentabilité normal

Selon **les stipulations du Cahier des charges de Senelec**, le taux de rentabilité normal à prendre en compte pour la rémunération de la base tarifaire, sur la période 2011-2013, est le coût du capital calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC) en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

Le WACC est déterminé comme suivant:

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

avec :

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

T_s : taux d'impôts sur les intérêts pour la période.

T_c : taux d'impôts sur les bénéfices des entreprises pour la période.

g : ratio dette/capital, fixé à 45 %.

R_d : coût de la dette estimé après impôts fixé de manière cohérente avec le taux de rendement sans risque après impôts estimé pour les emprunts d'Etat (R_f) défini ci-dessous.

R_e : coût estimé des fonds propres.

Conformément **aux stipulations du Cahier des charges de Senelec**, le coût des fonds propres (R_e) est estimé de la manière suivante :

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

avec :

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

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

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

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

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

2. Rappel des éléments de calcul du taux de rentabilité normal pour la période 2010-2014

Le taux de rentabilité normal était de 10,20% pour la période quinquennale 2010-2014. Les différents éléments de calcul du taux de rentabilité normal sont rappelés ainsi qu'il suit :

Taux de rendement sans risque sur emprunts d'Etat	Rf	6%
Prime de risque de marché	Rm	5%
Béta		0,8
Coût des fonds propres	Re	10%
Coût de la dette	Rd	8,25%
Ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC après impôts	9,21%
Taux impôts sur les intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur les bénéfices d'entreprises	Tc	25%
Coût du capital avant impôts	WACC avant impôts	10,20%

3. Revue des hypothèses retenues lors de la période 2010-2014 et actualisation sur la période 2011-2013

a. Taux de rendement sans risque

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

Sur la période 2010-2014, le taux de rendement moyen des cinq (5) dernières émissions d'obligations d'Etat était estimé à 6%.

Comme pour la période 2010-2014, il a été pris en considération, pour la détermination du taux de rendement à retenir pour la période 2011-2013, les taux des cinq (5) derniers



emprunts obligataires effectués par le Trésor du Sénégal. Ces emprunts se détaillent ainsi qu'il suit :

Emetteur	Montant (millions FCFA)	Date d'émission	Durée	Taux d'intérêt	Echéance Finale
Trésor du Sénégal	57 166	18-oct-07	5ans	5,50%	18-oct-12
Trésor du Sénégal	25 000	17-juin-08	10 ans	7,00%	17-juin-18
Trésor du Sénégal	31 107	14-oct-09	5 ans	6,50%	14-oct-14
Trésor du Sénégal	96 000*	15-déc-09	5 ans	8,75%	15-déc-14
Trésor du Sénégal	75 000	15-oct-10	5 ans	6,75%	15-oct-14

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

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

L'analyse des données du tableau ci-dessus aboutit à un **taux de rendement sans risque moyen de 6,90 %**.

b. Prime de risque de marché

La prime de marché, c'est-à-dire, le taux de rendement additionnel attendu des investissements en actions, est le taux de rendement sur un portefeuille en actions largement diversifié. Sa valeur se situe généralement entre 4 et 5%.

Le Cahier des charges de Senelec précise qu'il s'agit **de la valeur historique de la prime de marché** requise pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié. Cette valeur devant être publiée dans la revue « Droit de marché », une publication du cabinet « Associés en Finance ». Sur la période 2010-2014, la prime de marché retenu était de 5%.

Du fait de l'indisponibilité de la publication susvisée, les recherches effectuées situent ce taux entre **4,5% et 5%**. A titre de comparaison, la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie de France et l'Autorité de Régulation des Communications Electroniques et des Postes ont estimé la prime de marché pour RTE et TDF respectivement à 4,5% et 5% dans leurs études tarifaires effectuées en 2009 et 2010.

Comme pour la période 2010-2014, **la prime de risque de marché retenu est de 5%** pour la période 2011-2013.

c. Calcul du Bêta (B)

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

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

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



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

Face à ces difficultés, la solution alternative retenue est de faire une comparaison en considérant le Bêta des entreprises du secteur électrique de pays développés tels la France et la Belgique. Ainsi, les Bêta de RTE (France) et Electrabel (Belgique) ont été fixés respectivement à 0,66 et 0,50.

Aussi, partant du fait, qu'un coefficient Bêta supérieur à 1 signifie que l'actif ou l'action est très risqué, qu'un coefficient Bêta inférieur à 1 dénote de la nature non risquée de l'investissement et en considération du statut d'entreprise publique de Senelec, nous avons estimé, qu'un coefficient Bêta de 0,80 est acceptable. En effet, s'agissant de Senelec, il ne paraît illégitime de tenir compte de son statut d'entreprise publique et des avantages qui en découlent sur les plans stratégique, financier, social et même politique.

Du fait de sa situation financière actuelle, si Senelec était une entreprise privée, le niveau de risque serait plus élevé et par conséquent le coefficient Bêta pourrait être supérieur ou plus proche de 1.

Il y a lieu de fixer, comme pour la période 2010-2014, **le coefficient Bêta à 0,80** pour la période 2011-2013.

d. Coût de la dette

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

Ainsi, le coût de la dette peut être estimé sur la base du taux de rendement sans risque. A ce taux, il convient d'y ajouter une prime que Senelec doit payer pour se financer sur le marché international. Il a été noté, qu'en 2010, Senelec n'a pas contracté d'emprunt sur ce marché.

En se basant sur un taux directeur inchangé de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique Centrale (BCEAO) de 6,25 % et d'une marge bancaire de 2%, le coût de la dette peut être estimé à 8,25%.

A priori, ce taux peut sembler faible, par rapport aux taux d'emprunts à moyen et long terme que pourraient obtenir la plupart des sociétés privées opérant au Sénégal et par Senelec au vu de sa situation financière actuelle. Cependant, il est important de tenir compte du statut de Senelec qui est une entreprise publique, et à ce titre, elle bénéficie d'avantages sur le plan financier tels que les emprunts concessionnels, les garanties de l'Etat, etc.

Ainsi, **le coût de la dette est maintenu à 8,25%** pour la période 2011-2013. Ce taux n'est pas loin du taux (8,7%) retenu par Senelec dans le cadre de ses prévisions financières 2011-2013 (modèle financier).

e. Ratio dette/capital

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

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

f. Taux d'imposition

f.1 Sur les paiements d'intérêts

Le taux correspond au taux de la taxe sur les opérations bancaires (TOB) en cours sur la place de Dakar. **Il est de 17 %.**

f.2 Sur les bénéfices de sociétés

Le taux correspond au taux de l'impôt sur les sociétés (I/S) en vigueur. **Il reste à 25 %.**

4. Les résultats obtenus

Sur la base des hypothèses exposées ci-dessus, le taux de rentabilité normal est estimé à **10,74%**. Les éléments le détaillant se présentent comme suit :

Taux de rendement sans risque sur emprunts d'Etat	Rf	7%
Prime de risque de marché	Rm	5%
Béta		0,8
Coût des fonds propres	Re	11%
Coût de la dette	Rd	8,25%
Ratio dette/capital	g	45%
Coût du capital après impôts	WACC après impôts	9,70%
Taux impôts sur les intérêts	Ts	17%
Taux impôts sur les bénéfices d'entreprises	Tc	25%
Coût du capital avant impôts	WACC avant impôts	10,74%

5. Conclusion

L'analyse effectuée fait ressortir que le taux de rentabilité normal est estimé à environ 10,74% pour la période 2011-2013. La variation notée par rapport au taux de 10,20% pour la période 2010-2014 s'explique par l'évolution constatée du taux de rendement. En effet, il a été relevé sur la période récente une hausse des taux. Les taux des deux dernières obligations émises par l'Etat du Sénégal se situent à 6,75 et 8,75 %.

6. Les documents ou informations exploités

- o le cahier des charges de Senelec ;
- o la situation du marché des titres de créances de l'Union Monétaire Ouest Africaine publiée par la BCEAO ;
- o les recherches effectuées sur les sites web de Commissions de Régulation du Secteur de l'Electricité et de la Direction du Trésor et de la Comptabilité publique ;
- o l'évolution des taux d'escompte et taux de pension de la BCEAO depuis 1956 publiée par la BCEAO ;
- o le communiqué de presse de la BCEAO en juin 2009 portant sur la baisse de ses taux directeurs ;



- les conditions débitrices applicables par les établissements de crédit à fin novembre 2009 : source BCEAO ;
- la situation des emprunts de Senelec au 31 décembre 2010 communiquée par la Direction des Finances et de la Comptabilité de Senelec.

21. Annexe 4 : Obligations d'électrification et normes pour la période 2010-2014

21.1. Obligations d'électrification

La contribution attendue de SENELEC au taux d'électrification du pays est de 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.

21.1.1. Zones urbaines

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

Obligations d'électrification en milieu urbain

<i>Zones urbaines des régions</i>	<i>Nombre de clients UD en 2009**</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2012</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2012</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2014</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2014</i>
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
SENEGAL	551 108	667 580	116 471	711 990	160 882

** Estimations à fin 2009 fournies par SENELEC

21.1.2. Zones rurales

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

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
SENEGAL	124 807	179 747	54 940	220 561	95 753

** Estimations à fin 2009 fournies par SENELEC

21.2. 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.

21.2.1. Normes relatives aux clients finaux

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

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.

**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.

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.

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.

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.

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.

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.

**NORMES SUR LES COMPTEURS A PREPAIEMENT****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

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

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	

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.

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.

NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION

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 ^{er} 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.

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.

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.

L'application de l'incitation contractuelle pour ces normes est suspendue sur la période 2010-2012.



21.2.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale

NORMES d'approbation

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

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.

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.

NORMES LIEES AUX RELATIONS COMMERCIALES**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.

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

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.



22. Annexe 5 : Document de SENELEC sur le bilan de l'année 2010



DIRECTION DES ETUDES GENERALES

Rapport 2010 des Activités de SENELEC

25 mars 2011



TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	79
I. BILAN DES RESSOURCES HUMAINES ET MATERIELLES;	81
I.1. LES RESSOURCES HUMAINES	81
I.2. LES RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC.....	81
I.2.1.1. LE PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	81
I.2.1.2. EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE.....	82
I.2.1.3. EVOLUTION DE LA PUISSANCE ASSIGNEE	84
I.2.1.4. REPARTITION DU PARC DE PRODUCTION PAR TYPE D'EQUIPEMENT	85
I.2.1.5. LES CENTRALES DU RESEAU INTERCONNECTE	85
I.2.1.6. LES CENTRALES DU RESEAU NON INTERCONNECTE.....	89
I.2.1.6.1. La centrale de Boutoute	89
I.2.1.6.2. La centrale de Tamba	90
I.2.1.6.3. Les Centrales secondaires	90
I.2.2. LE RESEAU DE TRANSPORT	91
I.2.2.1. LES LIGNES HT	91
I.2.2.2. LES POSTES HT	91
I.2.3. LE RESEAU DE DISTRIBUTION.....	93
I.2.3.1. RESEAUX DE DISTRIBUTION DE MOYENNE TENSION.....	93
I.2.3.2. RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION.....	95
II. ANALYSE DES ACTIVITES DE LA PERIODE 2010	95
II.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE.....	95
II.1.1. EVOLUTION DE LA PRODUCTION	95
II.1.2. LES ACHATS D'ENERGIE.....	96
A. Centrale de production indépendante GTI.....	96
B. Centrale hydroélectrique de Manantali.....	96
C. Centrale de Kounoune	96
D. Centrale de location Aggreko	97
II.2. EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION	97
II.3. LES VENTES D'ENERGIE.....	101
II.3.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE	101
II.3.1.1. VENTES BASSE TENSION	102
II.3.1.2. VENTES MOYENNE TENSION	103
II.3.1.3. VENTES HAUTE TENSION	103
II.3.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC.....	103
II.3.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC	104
II.3.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES	105
II.4. QUALITE DE SERVICE	105
II.4.1. RESEAU DE DAKAR	14
II.4.2. RESEAU DES REGIONS	107
II.4.3. RESEAU HAUTE TENSION	107
II.5. INVESTISSEMENTS REALISES OU EN COURS	107
II.6. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC.....	110
II.6.1. COMPARAISON DES PRODUITS ET DES CHARGES (ETATS FINANCIERS PROVISOIRES)	110
II.6.2. EVOLUTIONS DES PRODUITS	110
II.6.3. COMPOSITION ET EVOLUTION DES PRINCIPAUX POSTES DE CHARGES	112

INTRODUCTION

L'analyse du bilan de l'entreprise en 2010 aboutit à la conclusion d'un déséquilibre financier qui découle essentiellement de l'insuffisance des revenus de Senelec pour faire face aux surcoûts d'exploitation.

Cette situation découle de la dégradation continue des performances techniques, de la baisse du rendement global et du coefficient de disponibilité du parc de production par manque d'entretien des unités du parc de Senelec.

L'énergie globale non fournie est passée à 177 GWh en 2010 après avoir atteint un pic de 104 GWh en 2008.

Ceci résulte essentiellement de la recrudescence des délestages suite au déficit de production liés notamment à un manque de combustible, la non disponibilité du parc faute de maintenance et le retard dans la réalisation de certains investissements.

Au plan financier, l'analyse de l'évolution des résultats provisoires de 2010 révèle une dégradation des principaux indicateurs comptables, en l'occurrence la valeur ajoutée, la marge sur matières, le résultat d'exploitation, le résultat financier, ainsi que le résultat net de l'exercice.

Les charges d'exploitation passent de 271,1 milliards à 347,6 milliards durant la période 2009-2010 soit un accroissement de 76,1 milliards en valeur absolue soit 28,2% en valeur relative.

La valeur ajoutée a considérablement baissé durant la période ; elle passe de 60,2 milliards à 4,0 milliards en 2010.

Le résultat d'exploitation a considérablement baissé en passant d'un résultat positif de 12,6 milliards en 2009 à un résultat négatif de -52,8 milliards.

Le résultat net de l'année 2010 suit la même tendance et s'établit à -54,03 milliards en 2010 contre un résultat positif de 5,9 milliards en 2009.

En outre, les conditions tarifaires (2010/2014) mises en œuvre depuis mai 2010 prévoyaient la mise en service de centrales (centrale Diesel au fuel lourd en leasing de 35 MW en 2010, deux centrales IPP de 125 MW unitaire en 2012 et 2013), la reconversion de GTI en gaz ;



Mais la non réalisation de ces investissements aux dates prévues entraîne une modification du programme d'investissement changeant ainsi les hypothèses de base de la détermination des coefficients de la formule de calcul du revenu maximum autorisé pour la période.

Pour faire face à cette situation, le gouvernement du Sénégal a pris des mesures urgentes dans le cadre du plan de relance et restructuration du sous-secteur (Plan Takkal), afin de résorber graduellement et définitivement les problèmes de distributions de l'énergie électrique du pays.

Avec la mise en œuvre de ce plan de relance, le gouvernement prévoit notamment :

- I- **Un renforcement temporaire des unités de production**
 - ✓ Location de 50 MW au DO au Cap de Biches : mise en service au 31 mai 2011 ;
 - ✓ Location de 100 MW au DO à Kounoune : mise en service à fin Août 2011

- II- **Réalisation de centrales électriques**
 - ✓ Extension de la Centrale CVI de BEL AIR pour 2 X 15 MW au FO : 1^{er} mars 2012
 - ✓ Extension de la Centrale de Kahone pour 2 X 15 MW au FO : 1^{er} mars 2012
 - ✓ Acquisition de groupes sous conteneurs pour 70 MW au fuel lourd à Tobène : Mars 2012
 - ✓ Acquisition de 2 barges de 64 MW au FO à Bel Air : 1^{er} Juillet 2012
 - ✓ Extension de 2x5 MW à Boutoute au HFO en juillet 2012
 - ✓ Extension de 2x3 MW à Tambacounda au HFO en juillet 2012
 - ✓ La mise en service de la première tranche de la centrale à charbon est prévue en 2014.

Il convient de noter que le passage au gaz de la centrale de GTI est prévu en 2012

En conséquence, Senelec a d'un commun accord avec le gouvernement a introduit une demande de révision du contrat de concession conformément à l'article 36 – alinéa 4 du contrat de concession, et du règlement d'application n° 10– 2008 relatif à la révision programmée du Contrat de Concession et de Licence de SENELEC, du décret 98-335 du 21/04/1998 et des dispositions et l'article 10 du cahier des charge. La mise en œuvre de ces nouveaux projets par le Gouvernement aura aussi des incidences négatives sur les revenus de Senelec si la Formule de contrôle de revenu en vigueur n'est pas révisée.

Le présent rapport passe en revue les réalisations durant la période 2010 et s'articule autour de deux (2) points :

- Bilan des ressources humaines et matérielles
- Analyse des activités 2010

I. BILAN DES RESSOURCES HUMAINES ET MATERIELLES;

I.1. LES RESSOURCES HUMAINES

Le personnel de la Senelec à fin Décembre 2010 s'établit à 2 556 agents soit une progression de 37 agents (1,47%) par rapport à 2009. Le tableau ci-dessous présente l'évolution du personnel par collège :

Personnel	2009	2010	Variations	
			Ecart absolu	Ecart relatif
EXECUTION	953	961	8	0,84%
MAITRISES	1 256	1 284	28	2,23%
CADRES	310	311	1	0,32%
Total	2 519	2 556	37	1,47%

Le nombre d'agents de maitrise a augmenté de 28 correspondant à 2,23% par rapport à 2009 tandis que le nombre d'agents d'exécution progresse de 8 agents, correspondant en valeur relatif à 0,84% et les cadres de 1 soit 0,32%.

La productivité du personnel s'est nettement améliorée, en effet le nombre de clients par agent passe de 328 en 2009 à 344 en 2010 soit une hausse de 4,85%, les ventes par agent progressent de 4,30% passant de 771 MWh en 2009 à 804 MWh en 2010 soit une hausse de 33 MWh par agent. La plus forte amélioration est au niveau du chiffre d'affaire par agent qui augmente de 7,61% par rapport à 2009 soit une hausse de 7 Milliards par agent.

Productivité du personnel

Productivité	2009	2010	Variations	
			Ecart absolu	Ecart relatif
Clients par agent	328	344	16	4,85%
Ventes par agent (MWh)	771	804	33	4,30%
CA par agent (MFCFA)	89	95	7	7,61%

I.2. LES RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC

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

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

I.2.1.1. LE PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

La production d'énergie électrique du pays est assurée par des moyens essentiellement thermiques alimentés par des combustibles importés pour la grande partie et la centrale hydroélectrique de MANANTALI (OMVS).

Après la mise en service presque en cascade des nouvelles centrales C6 (66 MW), Kounoune (67,5 MW) et plus récemment de Kahone 2 avec 60 MW; soit un accroissement de plus de 36% de la puissance disponible, Senelec n'est pas encore complètement sorti de la précarité du niveau de satisfaction de la demande, avec les retards sur les retours en exploitation des Turbines à gaz de la centrale C3, les défaillances de certains producteurs indépendants et la forte demande en électricité.

En tenant compte l'équilibre offre demande précaire, le parc de production a été exploité à fond, sans que l'on puisse procéder aux arrêts pour maintenances systématiques aux moments indiqués, au risque d'accentuer les délestages.

Les problèmes d'approvisionnement en combustibles qui ont fait leur apparition en 2005, persistent et se sont même aggravés avec le développement du parc de production.

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

Le retour en exploitation des TAG de C3 au gaz et le règlement définitif des problèmes d'approvisionnement doivent être les priorités du moment.

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.

1.2.1.2. EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE

La puissance installée au niveau du parc de production s'est établit 686,5 MW en 2010. Elle a enregistré une croissance annuelle moyenne de 5% entre 2005 et 2008 en passant de 554,95 MW à 693,8 MW. Cette évolution s'explique par la mise en service de en 2006 à la centrale C6 de Bel Air; de la centrale de Kounoune en en 2007 et la centrale de Kahone en 2008.

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

CENTRALES	2010	part en 2010
Senelec	493	72%
BOOT GTI (CC)	52	8%
MANANTALI (HYDRO)	66	10%
AGGREKO (location)	8	1%
BOO KOUNOUNE (Diesel)	67,5	10%
PUISSANCES TOTALES	686,5	100%

Entre 2009 et 2010, il n'y a pas eu de mise service de centrale. La puissance installée n'a pas évolué.

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

Site	Nom de la centrale	Groupes	Date d'instal	Déclassement prévu	Type de combustible	P. installée (MW)	P. Assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)	CS brute Huile (g/kWh)	Kia %
Cap des biches	CI DIESEL	105	1990		Fuel	5	0			
	CI DIESEL	106	1990	2014	Fuel	5	4			
	TOTAL C1					10	4			
	G401	1990	2014	Fuel	21	18	215	3	18	
	G402	1990	2014	Fuel	21	18	215	3	18	
	G403	1997	2021	Fuel	23	19	210	2	18	
	G404	2003	2027	Fuel	15	15	200	0,8	8	
	G405	2003	2027	Fuel	15	15	200	0,8	8	
	Total CIV					95	84			
	TOTAL DIESEL									
KAHONE 1	KAHONE 1					14,08	0			
Kahone	G701	2008	2032	Fuel	16,9	15	200	0,8	5	
	G702	2008	2032	Fuel	16,9	15	200	0,8	5	
	G703	2008	2032	Fuel	16,9	15	200	0,8	5	
	CVII DIESEL	G704	2008	2032	Fuel	16,9	15	200	0,8	5
	Total CVII					67,6	60			
Bel-air	G601	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	198	0,8	5	
	G602	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	198	0,8	5	
	G603	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	198	0,8	5	
	CVI DIESEL	G604	2006	2030	Fuel	16,45	15,95	198	0,8	5
Total CVI					65,8	63,8				
Cap des biches	G301	1966	2015	Fuel	27,5	20	295	0	15	
	G302	1976		Fuel	30	13	295	0		
	CIII VAPEUR	G303	1978		Fuel	30	20	295	0	20
BEL AIR	CII Vapeur				25,6	0				
Cap des biches					87,5	53				
	TAG2	1984		Diesel	20	18	395	-	8	
	CIII TAG	TAG3	1995	2019	Kérosène	22	18	360	-	
	Bel-air	CII TAG	TAG4	1999	2023	Distillat	35	25	330	-
Total TAG					77	61				
SAINT LOUIS	Total Saint Louis				6,48	0				



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

Site	Groupes	Date d'installation	Type de combustible	Puissance installée (MW)	Puissance assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
Boutoute	G125	1984	Fuel	2,2	1,3	280
	G126	1984	Fuel	3,3	1,5	280
	G130	1985	Fuel	3,3	1,5	270
	G241	2000	Fuel	0,8	0	260
	G804	1999	Fuel	5,04	3,5	265
	G805	2005	Fuel	5,33	4,5	250
TOTAL BOUTOUTE				19,97	12,3	
Tamba	G128	1984	Diesel	1,5	1	245
	G227	2000	Diesel	0,9	0,8	242
	G233	2000	Diesel	0,8	0,8	242
	G240	2001	Diesel	0,8	0,7	242
	G234	2000	Diesel	0,8	0,7	242
	G244	2000	Diesel	0,8	0,7	242
	G248	2000	Diesel	0,8	0,7	242
	G250	2001	Diesel	0,8	0,7	242
G232	2000	Diesel	0,8	0,7	242	
TOTAL TAMBA				8	6,8	
Centres Secondaires.	C. SEC.		Diesel	15,97	10	295

1.2.1.3. EVOLUTION DE LA PUISSANCE ASSIGNEE

La Puissance assignée est de 540,4 MW en 2010 dont 241,9 MW pour le parc de Senelec. Cette puissance assignée a connu un taux de croissance annuel moyen de 5,4 % entre 2005 et 2008 suite aux efforts consistants d'investissement en moyens de production durant ces quatre dernières années. Cependant, l'impact de ces efforts a été atténué par les effets conjugués de retrait d'exploitation de certaines unités (les Vapeur de CII, des groupes location, les groupes de Kahone 1 et de St Louis.

I.2.1.4. REPARTITION DU PARC DE PRODUCTION PAR TYPE D'EQUIPEMENT

Le tableau ci-dessous donne la répartition du parc par type d'équipement en 2010.

TYPES DE CENTRALES	Puissances		Puissances	
	installées	%	assignées	%
<i>Diesel</i>	378,4	55%	316,4	59%
Vapeur	113,1	16%	53	10%
TAG	77	11%	61	11%
CC GTI	52	8%	50	9%
Hydroélectrique	66	10%	60	11%
TOTAL	686,5	100%	540,4	100%

I.2.1.5. 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 plus de 90 % de la puissance installée en 2010.

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 634,56 MW répartie comme suit :

- Capacité propre de Senelec (449,06 MW) ;
- Centrale de production indépendante GTI, Kounoune Power (119,50 MW) ;
- Centrale hydroélectrique de Manantali (66 MW).

La Centrale 3

Elle comprend :

- 3 unités vapeur mises en service en 1966,1975 et 1978 et de puissances nominales respectives 27,5, 30 et 30 MW.
- 3 turbines à gaz de 1971,1984 et 1995 et de puissances respectives 16,5 ; 20 et 24 MW.

La turbine à gaz installée en 1971 (TAG1) est obsolète, celle de 1995 (TAG3) est hors service depuis 2005 pour avarie grave.



Toutes les actions nécessaires pour un retour des TAG3 dans les meilleurs délais sont identifiées et font l'objet d'un suivi hebdomadaire.

Les chaudières des tranches vapeur sont dans un état très dégradé occasionnant des indisponibilités prolongées. Elles ont besoin d'un programme de réhabilitation pour retrouver des performances acceptables.

De la puissance installée totale de 148 MW, la disponibilité actuelle est que 58 MW, dans des conditions d'exploitation très difficiles (pollution du site, risques d'explosion, consommations spécifiques excessives,...).

Les garanties des constructeurs sur ces machines ne sont plus accessibles pour défaut d'exécution des révisions annuelle.

La Centrale 4

C'est une centrale entièrement équipée de moteurs diesel. Sa première mise en service date de 1990 avec deux groupes de 21 MW, la seconde de 1997 avec un groupe de 23 MW et la toute dernière de 2003 avec deux groupes de 15 MW chacun.

Elle se comporte assez bien, mais les avaries y sont souvent fréquentes. Elles sont la plupart du temps dues au non-respect du planning de maintenance. Les performances de C4 sont affectées par des marches prolongées en performances dégradées. Elle demeure pourtant en termes de fiabilité la centrale la plus importante du parc Senelec, elle supplée aux grandes indisponibilités du parc RI ainsi aux défaillances des IPP. Les auxiliaires et le système de contrôle commande des trois premiers groupes, qui ont entre 11 et 19 ans d'âge doivent être réhabilités.

De la puissance installée totale de 96,40 MW, nous ne tirons aujourd'hui que 51 MW, dans des conditions d'exploitation très difficiles.

La Centrale C6

Avec quatre groupes diesel de 16,45 MW chacun, installés en 2006 sur financement de la BID. Il est exploité par le groupe WARTSILA dans le cadre d'un contrat O&M sur quinze ans.

Selon les termes de ce contrat, Senelec a fourni une partie du personnel essentiellement transféré à partir de Kahone¹. Le contrat prend effet pour une durée de quinze (15) avec une possibilité de révision par chaque partie tous les cinq ans. Les performances intrinsèques de ses groupes en font les plus économiques du parc Senelec.

La Centrale C2

Elle est constituée de 4 tranches vapeur de 12,8 MW chacune mises en service en 1953, 1955, 1959 et 1961 dont seule une est en état de marche n'a fonctionné durant l'année 2008 que pendant 10 jours. L'ancienne structure du réseau a toujours rendu leur utilisation indispensable pour la ville de Dakar.



Depuis la mise en service du nouveau poste de transformation et de la Centrale C6, cette centrale a été déclassée.

La Centrale C1

Avec deux groupes diesel de 5 MW chacun installés en 1990 dans le cadre de la coopération Sénégal japonaise, son exploitation est rendue difficile en raison de la procédure d'acquisition des pièces de rechange à partir du Japon et de la fréquence des avaries; les heures de visite sont souvent dépassées, ce qui pousse à une utilisation en secours. Le groupe 105 est indisponible depuis 2005 sur déformation de son vilebrequin ; il en est de même du groupe 106 depuis 2009. Cette centrale s'achemine vers le déclassement à la fin de cette année.

La turbine à gaz N°4

Elle joue un rôle majeur dans la satisfaction de la demande en électricité avec une puissance de 32 MW. Son système de contrôle commande vient d'être remis à neuf en juin 2008. Son système de refroidissement acquis depuis son installation a été remplacé depuis novembre 2008 par un autre plus performant, ce qui permet de lever la contrainte sur la température de l'huile et une exploitation en période de chaleur à 30 MW. Cependant la machine se dégrade de jour en jour du fait de la non-exécution de sa maintenance.

Il ne faudra pas être surpris par l'indisponibilité de cette machine qui sera un coup dur au parc vu son niveau de participation à la disponibilité et à la qualité de service, si l'Inspection Majeure n'est pas réalisée avant la fin de l'année 2010.

La Centrale Kahone1

Située à 5 KM de Kaolack, la centrale comprend 4 groupes de 3,8 MW chacun, mis en service par groupes de 2 en 1982 et 1988. Avant son déclassement, les groupes étaient exploités à 2,5MW.

Les dysfonctionnements souvent constatés provenaient des auxiliaires, du circuit d'eau surchauffée et de l'état des circuits fluides en général.

Le seul groupe disponible à l'arrêt à l'heure actuelle au niveau de la centrale est le groupe 94 ; ce dernier a subi une révision 24000H en 2008.

Pour les groupes G149 et G93, il est nécessaire de faire leur révision générale avant de prendre des options sur ces machines.

En ce qui concerne le groupe G150, il est indisponible depuis janvier 2006 suite à une avarie de ligne d'arbre.

Une bonne partie des pièces du groupe 150 ont été transférées sur les autres groupes pour dépannage.



L'idée de transférer trois des quatre groupes de Kahone à Tambacounda a été avancée et a fait l'objet d'une étude par un groupe de travail ; cependant cette option a été délaissée au profit de l'installation de groupes neufs à Tamba.

La Centrale C7 (Kahone 2)

La centrale de Kahone2 a été réceptionnée le 06 Février 2009. Elle compte quatre groupes de puissance unitaire 15MW.

Un contrat d'exploitation et de maintenance a été signé entre Senelec et le constructeur le 18 février 2009.

Selon les termes de ce contrat, Senelec a fourni une partie du personnel essentiellement transféré à partir de Kahone1.

Le contrat prend effet pour une durée de quinze (15) avec une possibilité de révision par chaque partie tous les cinq ans.

Une partie du personnel a déjà été transférée à la centrale depuis sa mise en service.

Les performances intrinsèques de ses groupes en font parmi les plus économiques du parc Senelec.

Saint-Louis

Exploitée en régime de secours depuis Septembre 2003, elle comprend deux moteurs diesel de 3 MW chacun installés en 1979 et uniques par leur marque dans le parc de Senelec. Ils sont exploités à 2,5MW chacun. Le manque de pièces de sécurité prolonge souvent les indisponibilités.

-Groupe 82 : disponible à 2,5 MW

-Groupe 83 : indisponible depuis le 23/03/08 suite avarie bobines alternateur ; ce groupe doit subir une 12000h pour laquelle les pièces sont disponibles.

Avec les mesures prises pour sécuriser l'alimentation de la ville de Saint-Louis, cette centrale s'achemine vers le déclassement à la fin de cette année.

Centrale de production indépendante GTI

Depuis Octobre 1999, la centrale de production indépendante GTI est raccordée au RI. Implantée sur le site du Cap des Biches, cette centrale en cycle combiné de 52 MW (35 MW TAG + 17 MW TAV) a été mise en service d'abord en octobre 1999 pour le cycle simple et en fin 2000 pour le cycle combiné.

Senelec et GTI ont signé un contrat sous forme BOOT d'une durée de 15 ans avec une clause de « Take or pay » portant sur un achat de 300 GWh / an. De 2005 à 2008, elle a fourni respectivement 297, 209, 240 et 86,9 GWh.

Depuis le 19 juin 2008, une avarie de transformateur fait que GTI est totalement indisponible. La difficulté majeure avec GTI reste son coût de production relativement élevé avec l'utilisation du distillat



depuis l'année 2004. Des discussions Senelec - GTI sont en cours pour le rachat par l'Etat de la centrale et sa conversion au Gaz afin d'améliorer nettement le coût de production de cette unité prévue pour fonctionner en base. Cette centrale est revenue en exploitation avec une puissance limitée à 34 MW d'avril à octobre 2010, entraînant un coût du kWh élevé.

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. En 2010 la centrale de Manantali a connu des limitations de puissance du fait de l'exécution de son programme prioritaire. Elle fournissait 40MW contre 70 MW prévus.

Centrale de production indépendante Kounoune

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

1.2.1.6. LES CENTRALES DU 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).

1.2.1.6.1. La centrale de Boutoute

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

- -en 1984, un moteur de 3,3 MW et un de 2,2MW
- -en 1985, un moteur de 3,3MW
- -en 1999, un moteur de 5MW
- -en 2006, un moteur de 5MW

A l'heure actuelle, le parc se présente comme suit :

- groupes en service : 2
- groupes indisponibles : 3



Du fait du retard apporté au projet d'extension de la centrale qui devrait se solder par l'arrêt des trois premiers groupes, la satisfaction de la demande est restée précaire. De plus, l'absence de contrat de maintenance hypothèque la disponibilité opérationnelle des deux plus grands groupes dont l'un a subi une avarie grave sur le vilebrequin. Des mesures provisoires de location de 8 groupes avec AGGREKO pour une puissance de 1MW par groupe sont prises pour améliorer l'offre en attendant la réalisation du projet d'extension de la centrale avec 2 x 5 MW.

1.2.1.6.2. La centrale de Tamba

Cette centrale comprend un groupe fixe, le groupe 128 installé en 1984 (aujourd'hui exploité à 1,2 MW) et 8 autres moteurs de 0,8 MW chacun, disposés dans le site et qui proviennent du redéploiement de la Centrale C5 du Cap des Biches.

Six (6) groupes Cummins ont disponibles sur les huit (8). La maintenance est assurée dans le cadre d'un contrat. Cette centrale consomme exclusivement du DO, ce qui justifie un projet d'extension par deux groupes de 2 x3 MW au FO.

1.2.1.6.3. Les Centrales secondaires

Les centres secondaires totalisent une puissance d'environ 15MW et sont rattachés aux centrales régionales aussi bien pour la grosse maintenance (révisions) que pour les dépannages. La répartition se présente comme suit :

Tamba : onze centres secondaires dépendent de cette centrale dont six centres continus (24h/24) les plus importants sont : Vélingara, Kédougou, Goudiry avec des pointes respectives de 1,6 MW, 1MW et 0,5 MW

cinq (5) centres en marche discontinue

Boutoute : six centres secondaires dépendent de cette centrale dont :

un (1) en fonctionnement continue (Marsassoum)

Quatre (4) autres centres en marche discontinue

Il est à noter la fermeture du centre de Diamacouta le 10 octobre 2009.

Kahone : sept centres secondaires répartis comme suit :

- deux (2) centres continus :kougheul et Médina Sabakh

- deux (2) centres discontinus :Nganda et Bettenty

- trois (3) centres mixtes (groupes et solaire) :Bassoul Bassar, Djirda et Dionewar

I.2.2. LE RESEAU DE TRANSPORT

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

I.2.2.1. LES LIGNES HT

En 2010, le réseau de Transport est à 501,72 km. Il comprend 326,72 km de lignes 90 kV de 18 tronçons et 175 km de ligne 225 kV de 2 tronçons. La période 2009-2010 a été marquée par les projets suivants :

- Tobène-Mékhé 90kV ;
- SOCO CIM-Mbour en 225 kV mais 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.

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

I.2.2.2. LES POSTES HT

Entre 2005 et 2010, de nouveaux postes Haute Tension ont été mis en service sur le Réseau Interconnecté. Ils viennent s'ajouter aux six existants. Il s'agit des postes de :

- Kounoune 90 kV ;



- Touba 225/30 kV ;
- Kaolack 225/30 kV ;
- Mbao 90/30 kV ;
- Mbour 90/30 kV ;
- Tobène 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 réhabilités avec de nouvelles cellules dont des blindées au SF6 pour Hann.

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

Poste	Transfo	Nbre	P. inst. (MVA)	Nb. départs MT	Observations
Bel Air	90/6,6 kV	3	56	13	6,6 kV
	90/30 kV	2	160	11	30 kV
	11/90 kV	1	46		TG TAG4
	15/90 kV	2	100		TR CVI
Hann	7,3/6.6 kV	1	20		TR tampon Production/Distribution
	90/30 kV	3	240	17(+1réserve)	30 kV
	90/30 kV	2	66	8(+5 réserves)	30 kV
	12,5/90 kV	3	102		TG 301&TG 303&TGS
Cap des Biches	11,5/90 kV	1	27		TR TAG2
	11,5/90 kV	1	30		TR TAG3
	6,6/90 kV	2	53		TR 401&TR 402
	6,6/90 kV	1	30		TR 403
Thiès Thiona	11,5/90 kV	1	40		TR 404/405
	90/30 kV	2	80	10	30 kV
Mbour	90/30 kV	2	40	5(+1 réserve)	30 kV
Mbao	90/30 kV	2	80	4(+2réserves)	30 kV
Sococim	90 kV	0	0		90 kV
Kounoune	90 kV	0	0		90 kV
Tobène	90/30 kV	1	20	2(+1 réserve)	30 kV
Touba	225/30 kV	2	80	5(+1(éserve)	30 kV
Kaolack	225/30 kV	2	80	8(+3réserves)	30 kV
	225/15 kV	2	100		TR GR 701 et 702
TOTAL		36	1450	80	

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



	Tensions	Nombre	Puissance
Transfo secours	30/6.6 kV	1	15 MVA
Transfo Secours Groupe	90/12.5/6.9 KV	1	40 MVA

I.2.3. LE RESEAU DE DISTRIBUTION

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

Réseau Moyenne Tension, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publiques, mixtes et clients. Il comprend deux niveaux de tension :

- le 30 kV et,
- le 6,6 kV

Réseau Basse Tension qui assure la distribution de l'énergie à partir des postes de transformation MT/BT vers la clientèle.

Ce réseau de distribution est constitué à fin 2010 de :

- 15 sous stations à Dakar et dans les régions contre 13 en 2005 ;
- 7 814 ,361 km de lignes MT (30 kV et 6,6 kV) contre 6 827 km en 2005 ;
- 4348 postes MT/BT contre 3 285 en 2005 ;
- 5771,639 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.2.3.1. 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.

a) Réseaux de Distribution Moyenne Tension de Dakar

En 2010 la longueur totale des lignes de distribution en moyenne tension de la région de Dakar est de 892,256 km dont 303,67 km de lignes aériennes ; 585,986 km de lignes souterraines et 2,6 KM de ligne fluviale. 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 1x15 MVA	2	31,1
Université	1x16,1 MVA 1x15MVA	2	31,1
Aéroport Yoff	1x7,9 MVA 1x7,9 MVA	2	15,8
Usine des Eaux	1x15MVA 1x15MVA	2	30
Thiaroye	1x20MVA 1x7,9 MVA	2	27,9

À Dakar le nombre de postes de transformation MT/BT est de 1603 Ces postes comprennent les postes clients (783), les postes mixtes (30) et les postes publics (790).

b) 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 2010 est de 6922,105 km dont 6799,3 km de lignes aériennes ; 117,905 km de lignes souterraines et 4,9 km de ligne sous fluviale.

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 2745 répartis entre les postes clients (748), les postes mixtes (96) et les postes publics (1901).

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 1x2MVA	2	4
Richard Toll	1x7,9MVA	1	7,9
ATR Dombe	2x10MVA en tête de bêche	2	20
Kaolack	1x5MVA 1x5MVA	2	10
Ziguinchor	1x10MVA 1x10MVA	2	20

1.2.3.2. RESEAU DE DISTRIBUTION BASSE TENSION

La longueur du réseau de distribution basse tension (**sans prise ne compte des évolutions BT à DRCE et DRCE**) est de 5771,639 km constituée de 338,292 km de lignes souterraines, et de 5433,347 km de lignes aériennes ainsi réparties :

- de lignes nues ;
- 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 DE LA PERIODE 2010

II.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE

II.1.1. EVOLUTION DE LA PRODUCTION

L'énergie totale produite au cours de l'année 2010 s'élève à **2617,8 GWh** contre **2489,2 GWh** en 2009 soit une croissance de 5,2 % (128,5 GWh). Ceci malgré les ruptures récurrentes de stocks en combustibles, les indisponibilités de certains groupes de Senelec et de GTI.

Durant toute l'année 2010, le parc de production Senelec a connu un déficit récurrent de production dû essentiellement à l'indisponibilité des groupes Diesel, au non-retour de la TAG3 et au retour en exploitation tardif de la TAG2. A ces indisponibilités, se sont ajoutés d'autres aléas en début du second semestre causés par la réception du fuel incriminé de « Atlas Voyager » qui ont entraîné des conséquences considérables et cela, au moment où la demande d'électricité du pays s'est considérablement accrue.

L'énergie électrique totale produite par la SENELEC durant l'exercice 2010 est de 1800,026 GWh pour une prévision budgétaire de 2033,097 GWh ; un écart absolu négatif de 233,071 GWh est observé, soit -11,5% en écart relatif.

▪ PRODUCTION DU RI

L'énergie nette livrée est passée de 2401,4 GWh 2009 à **2499,7 GWh** en 2010, soit un taux de croissance annuel de 4,1%, alors que la pointe a est passée à 423,6 MW à 429,08 soit une évolution de 1,3 % entre 2009 et 2010.

La part du réseau Interconnecté de Senelec s'élève à 1 687,8 GWh pour une prévision de 1903,051 GWh soit un écart relatif négatif de 11,31%. Elle représente 93.77% de la production du parc de SENELEC.

On constate que la C3 (malgré sa non performance) et la TAG4 sont les seules unités qui ont dépassé leurs objectifs avec respectivement des écarts favorables de 13,01% et 367,7% (ce qui démontre une sur utilisation de la machine).

▪ PRODUCTION DU RESEAU NON INTERCONNECTE

Dans le Réseau Non Interconnecté, la production se montre quasiment en retrait dans tous les centres de production régionaux.

L'énergie produite par la Centrale de Tamba est de 25,869 GWh et la prévision de 28,582 Gwh soit un écart absolu égal à - 2,713 GWh ou -9,5 % en valeur relative.

L'énergie produite par la centrale de Ziguinchor est de 51,568 GWh et la prévision de 61,881 GWh soit un écart absolu égal à - 10,313 GWh ou -16,7 % en valeur relative. Le déficit dans la production est imputable aux arrêts des groupes pour les raisons liées aux avaries sur les groupes 804 et 103.

Les centres secondaire ont réalisé une production de 34,789 GWh pour une prévision de 39,583 GWh entrainant un déficit notable de -4,794 GWh en absolu ou un écart relatif négatif de -12,1 %.

	2006	2007	2008	2009	2010
Production Senelec	1449,1	1596,4	1 537,70	1 894,79	1800
ACHATS	743	709	862,80	594,20	817

II.1.2. LES ACHATS D'ENERGIE

B. Centrale de production indépendante GTI

L'achat d'énergie enregistrée chez GTI en 2010 est de 167,83 GWh contre 86,90 GWh en 2008. En effet, la centrale GTI est restée indisponible toute l'année 2009, suite à l'incident du 19 juin 2008 qui a endommagé son transformateur de puissance. L'indisponibilité de La centrale GTI s'est prolongée jusqu'au 22 avril 2010.

Le coût variable du kWh de la centrale est de 117,2 FCFA/kWh en 2010.

C. Centrale hydroélectrique de Manantali

Par rapport aux charges variables, le coût moyen d'achat du kilowattheure en 2010 est de 19,37 F CFA/kWh contre 18,45 F CFA/kWh les années passées. Ce renchérissement du coût du kWh s'explique par l'application d'une hausse de 5% sur le coût variable du kWh de Manantali à partir du 1er janvier 2010.

D. Centrale de Kounoune

Par rapport à l'année 2009, la production de la centrale a connu une hausse 19,6% malgré une indisponibilité qui est restée élevée dans son parc de production particulièrement au premier trimestre de l'année. Le coût variable du kWh de la centrale a varié entre 57,16 FCFA/kWh et 72,93 FCFA/kWh entre 2010 et 2008. Cette centrale a été marquée depuis 2009 par de nombreuses limitations de

puissance par manque combustible qui ont empêché Senelec de disposer de la pleine capacité de la Centrale

D. Centrale de location Aggreko

Les groupes ont été délocalisés sur le réseau non interconnecté (Boutoute) de décembre 2008 au 31 décembre 2010. Le dernier contrat en vigueur date du 29 octobre 2010, pour une production à Boutoute d'une puissance de 8 MW pour une période de fonctionnement de six mois. La mise en service est intervenue le 13 novembre 2010. Dans cette période, Aggreko Boutoute aura injecté 5,8 GWh dans le réseau isolé de Boutoute à un coût variable de 85 FCFA/kWh.

II.2. EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION

Le taux d'utilisation de l'énergie disponible des groupes du RI SENELEC est de 88,6% 2009 et de 79,34% 2010. Par contre, la disponibilité s'est nettement dégradée entre ces deux années passant de 74,44% (2009) à **69,91** (2010). A noter que sans le manque combustible, on aurait enregistré une disponibilité de 77%.

La disponibilité du parc de Senelec est de 69,91 % pour une prévision de 75,58% au 31 Décembre 2010. Les TAG2 et TAG3 ont été à l'origine de ces contreperformances du fait des retards de leur retour sur le réseau et des arrêts de production occasionnés par l'utilisation d'un fioul de mauvaise qualité aux mois de juin et de juillet.

Coefficient d'utilisation globale	77,68
Réseau Interconnectée (RI)	79,34
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	85,06
Bel air - TAG (TAG4)	54,64
Cap des Biches - TAV (C3)	96,59
Cap des Biches - Diesel (C4)	97,89
Cap des Biches - TAG (TAG2)	40,98
Kahône 1 et 2 Diesel+Extensions 30 MW	93,55
Hydro (Manantali)	49,19
IPP GTI - CC	92,96
IPP Kounoune	81,59
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	55,15
Ziguinchor	78,8
Tambacounda	62,6
Autres centres isolés	58,5
Autre Capacité RNI (1)-location aggreko boutoute	8,0

Disponibilité des centrales 2010

Centrales	Réalisation
CVI	87,37
CIV	62,38
CIII	68,96
TAG4	68,93
TAG2	20,45
TAG3	0
CII	0
CI	0
KAHONE	80,24
Manantali	98
GTI	41,2
Kounoune	81
BOUTOUTE	60,7
TAMBA	69,9
CS	67,9
RNI	72,7
TOTAL SENELEC	68,1

Pour pallier au déficit de production important durant l'année 2010, la plupart des groupes a été maintenue en exploitation, au détriment du programme de maintenance. Les contraintes d'exploitation se sont ensuite accumulées, entraînant des limitations de plus en plus importantes de la puissance disponible du parc. Il enregistre les indisponibilités suivantes :

- Turbine à gaz TAG2 : à l'arrêt depuis le 15 avril 2008 pour travaux de réhabilitation. La date de retour en exploitation de cette unité prévue au mois d'avril 2010 dans les projections de coûts a été décalée jusqu'en début octobre 2010. En plus TAG 2 devait venir avec un fonctionnement au gaz alors que depuis sa mise en service, il ne fonctionne qu'à 60% au Gaz du fait des problèmes de débit constaté au niveau du pipe line.
- Centrale vapeur C3 : La disponibilité de 69,51 % est supérieure aux 58,72 % prévus pour la centrale. Cet écart favorable résulte essentiellement du report des visites prévues et surtout de celui du projet de remise à niveau du groupe 302. En fait, des indisponibilités sont récurrentes à la C3, elles sont associées à l'état de détérioration des chaudières.
- Centrale C4 : Le taux de disponibilité est faible : 62,46 % pour une prévision de 76,52 %, soit un déficit de 14,06 points. Le grippage qui a immobilisé le groupe 402 pendant 3 mois et l'avarie de ce même groupe pendant 3 mois encore peuvent justifier cette contreperformance ainsi que les limitations prolongées dues aux dépassements des heures de marche elle continue d'enregistrer des limitations partielles de puissance notamment sur les groupes 401 et 405.



- KAHONE 2 : son taux de disponibilité a été de 83,28 % contre 89,25%, soit 5.97% de moins par rapport à la prévision. Cette contreperformance se traduit par l'avarie des coussinets A7 et B7 notée du 1er Janvier au 25 Avril et le KIA de 24,28% réalisé pour une valeur de 11,86% budgétisée. Cela illustre parfaitement les difficultés de cette centrale à atteindre la disponibilité prévue pour l'année.
- TAG4 : TAG 4 a été fortement sollicité en 2010 avec un réalisé de 80,166 Gwh contre une prévision de 17,141 Gwh. Cette réalité traduit une augmentation des contraintes sur le parc RI de la SENELEC ayant entraîné une sur-utilisation de la turbine et le non-respect du planning de maintenance.
- TAMBA : Le taux de disponibilité globale réalisé de la centrale s'élève à 79,36% pour une valeur budgétisée de 95,02% soit un écart en valeur relative de -15,66%. Cette importante baisse de performance est liée à l'indisponibilité de plusieurs groupes.
- BOUTOUTE : Le taux de disponibilité de la centrale de Boutoute est de 60,73 %, pour une prévision de 78,44 Cet écart important est dû à :
 - L'Avarie attelage A7 du gr 804 depuis le 10 AOUT 2010
 - Avarie gr 126 survenue durant la 1ère décade Juin
 - -Avarie maneton gr 130 noté le 14 Septembre.
- CENTRES SECONDAIRES : Les centres secondaires ont un taux de disponibilité de 72,09 % inférieur aux 79 ,89 % prévus.



- **Les Producteurs Indépendants**

Depuis 2008, la disponibilité des centrales de GTI, de Kounoune et Manantali est très insuffisante et contribue fortement à accroître le déficit de production et engendrer des surcoûts dans les dépenses d'exploitation du fait de l'utilisation d'autres unités de production plus coûteuses en substitution :

- ✚ **Manantali** : en raison de l'exécution de son PAP, elle ne fournissait à Senelec que 40 MW contre 70 MW habituellement. Avec la montée du niveau du lac la puissance disponible commence à monter mais Senelec n'a pas enlever les mêmes niveaux de puissance que l'année 2009 à cause de l'indisponibilité permanente d'un groupe.
- ✚ **La centrale GTI** : elle est limitée à 34 MW depuis sa remise en service le 22 avril 2010 du fait de l'indisponibilité de la turbine à vapeur (15MW). Ainsi, la production annuelle contractuelle de 300 GWh de la centrale (« take or pay ») n'a pas été atteinte durant les cinq dernières années
 - Des incidents récurrents intervenus dans la centrale ont entraîné plusieurs mois d'arrêt
 - La dégradation des performances de la centrale (puissance disponible limitée, mauvaise consommation spécifique, temps de démarrage après arrêts trop longs)
 - Durant cette période, des divergences d'interprétation de certaines dispositions du contrat notamment la clause de Force Majeure liée au manque de combustible ont détérioré les relations entre les parties. De même, l'invocation abusive par GTI-Dakar d'un Cas de Force Majeur suite à des incidents au niveau de la Centrale a entraîné la contestation de plusieurs montants facturés sans pour autant empêcher GTI de puiser en moyenne 800 millions du compte séquestre.
- ✚ **Centrale de Kounoune** : La date d'exploitation commerciale de la centrale de Kounoune a été prononcée le 1er février 2008 avec une capacité contractuelle de 67,5 MW issus des premiers essais de capacité du 31 janvier 2008.
 - Des limitations de puissance par manque de combustible suite aux difficultés d'approvisionnement en combustible de Senelec (Kounoune ne prend dorénavant que le fuel de la SAR, donc dépend particulièrement de la disponibilité de celle-ci)
 - La faible fiabilité de la centrale qui a connu beaucoup d'incidents de jeunesse sur les différents groupes et surtout le manque d'expérience d'exploitation ainsi que le faible retour d'expérience en maintenance de la centrale.

II.3. LES VENTES D'ÉNERGIE

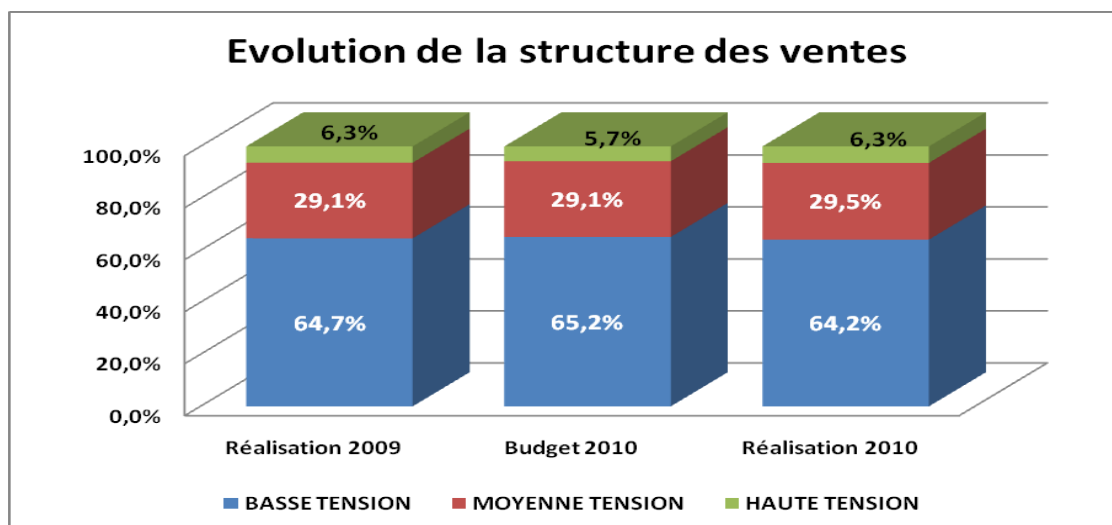
II.3.1. ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE FACTURÉE

En 2010, les ventes d'énergie ont connu un taux de croissance de 5,83% par rapport à 2009. Toutefois, cette évolution suit des tendances différentes selon les niveaux de tension :

Ventes (GWh)	Réalisation 2009	Budget 2010	Réalisation 2010	Réalisation 2010/ Réalisation 2009		Réalisation 2010/ Budget 2010	
				Ecart absolu	Ecart relatif	Ecart absolu	Ecart relatif
BASSE TENSION	1 255,77	1 417,63	1 318,86	63,09	5,02%	-98,77	-6,97%
<i>Usage Domestique</i>	844,76	990,78	889,88	45,12	5,34%	-100,90	-10,18%
<i>Usage Professionnel</i>	373,62	386,68	390,03	16,40	4,39%	3,34	0,86%
<i>Eclairage Public</i>	37,39	40,17	38,96	1,57	4,19%	-1,21	-3,01%
MOYENNE TENSION	564,99	633,55	606,91	41,92	7,42%	-26,64	-4,20%
HAUTE TENSION	121,65	124,17	129,84	8,20	6,74%	5,67	4,57%
Total	1 942,41	2 175,35	2 055,62	113,21	5,83%	-119,74	-5,50%

- La BT affiche un taux de croissance (5,02%) et voit sa part dans les ventes baisser de 64,7% à 64,2%; selon le budget 2010 la part des ventes BT devrait être de 65,2%.
- La part de la MT dans les ventes passe de à 29,1% (qui était aussi la part attendu selon le budget 2010) à 29,5%. Par rapport à 2009 les ventes MT ont augmenté de 7,42%.
- La part de la HT dans les ventes s'est stabilisée à 6,3% alors le budget prévoyait un recul à 5,7%.

Le graphique ci-dessous compare l'évolution de la structure:



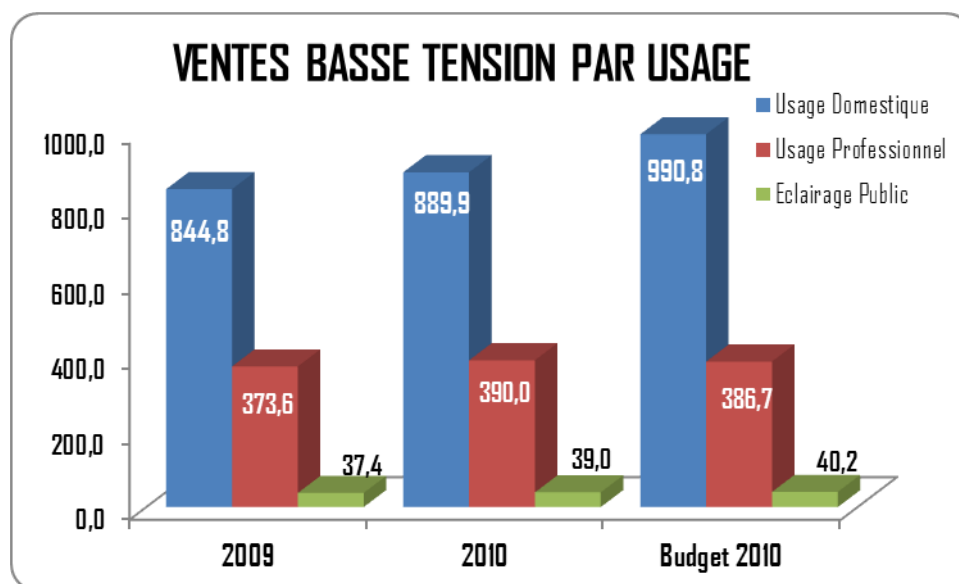
II.3.1.1. VENTES BASSE TENSION

Avec un taux de croissance de 5,02 %, les ventes Basse tension sont en retard par rapport aux ventes moyenne et haute tension qui affiche respectivement 7,42% et 6,74% de plus que 2009. Ainsi, la part de la BT dans la structure des ventes a diminué (voir graphique structure des ventes ci-dessus) passant de 64,7% en 2009 à 64,2% en 2010.

Les différentes composantes de la BT n'ont cependant pas évolué de la même manière:

- Usage domestique : les ventes UD sont passées de 844,76 GWh en 2009 à 889,88 GWh en 2010 soit une croissance de 5,34%
- Usage professionnel : avec un taux de croissance de 4,39%, les ventes UP ont augmenté de 16,40GWh passant de 373,62 à 390,03 GWh en 2010.
- Eclairage public : la part des ventes EP reste faible au niveau de la BT. Toutefois elles progressent de 4,19% par rapport à 2009.

Le graphique ci-dessous montre la répartition des ventes Basse Tension par usage :



II.3.1.2. VENTES MOYENNE TENSION

Les ventes en moyenne tension s'élevèrent à 606,91GWh en 2010. Par rapport à 2009 elles affichent une croissance de 7,42% mais un retard sur le budget de 26,64 GWh correspondant à 4,20%.

II.3.1.3. VENTES HAUTE TENSION

Au niveau de la HT, les ventes s'établissent à 129,84 GWh, soit une croissance de 8,20 GWh correspondant à 6,74% par rapport à 2009. Par rapport au budget, les ventes HT affichent 5,67 GWh de plus (4,57%).

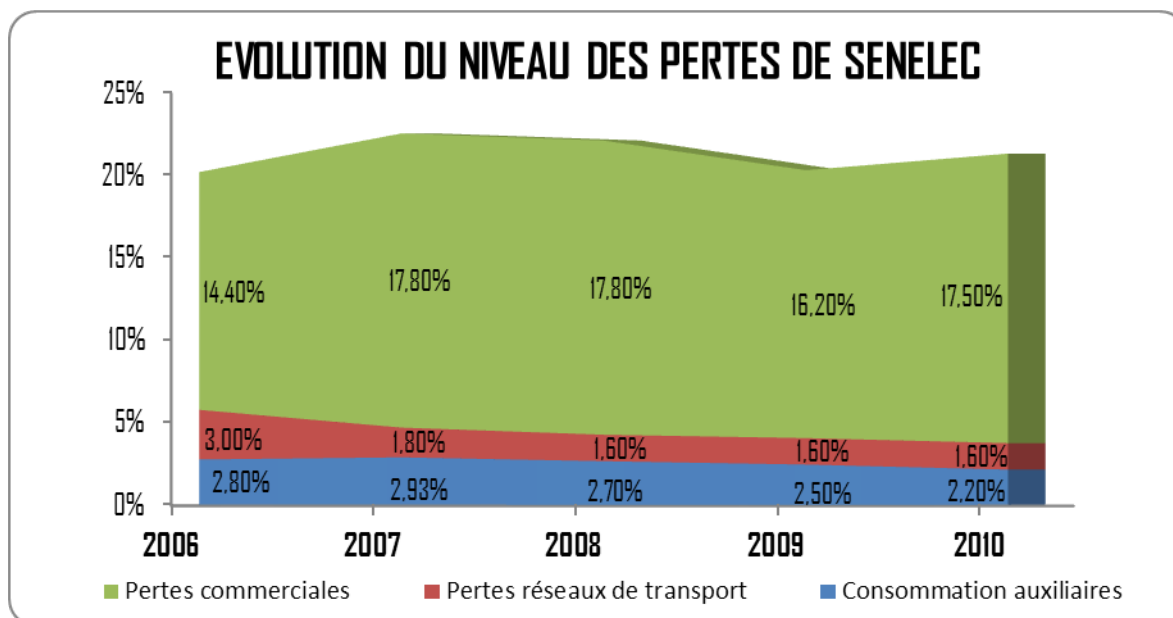
II.3.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC

Globalement, on note une légère amélioration du rendement de Senelec qui passe de 77,8% en 2009 à 78,5% en 2010 sans tenir compte de la PNLF.

A noter que les pertes transport enregistrées sont restées autour de 2% et connaissent une baisse depuis 2006.

En 2009 un plan d'urgence de lutte contre les pertes non techniques (PNT) a été mis en œuvre. Ce programme qui comprend la visite de plus de 150 000 clients en présomption d'anomalies, la visite des clients spéciaux et la sécurisation des systèmes de comptage des clients fortes consommation donnèrent des résultats appréciables.. Pour améliorer le rendement global, ces mesures devront être renforcées

	2006	2007	2008	2009	2010
Consommation auxiliaires	2,8%	2,93%	2,7%	2,5%	2,2%
Pertes réseaux de transport	3,0%	1,8%	1,6%	1,6%	1,6%
Pertes distribution et commerciales	14,4%	17,8%	17,8%	16,2%	17,5%



II.3.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC

La clientèle 2010 s'élève à 880 082 soit un retard de 33 016 par rapport au budget correspondant en valeur relatif 3,62%.

Le tableau ci-dessous fait la comparaison entre la clientèle réalisée et le budget 2010 :

Clientèle	Réalisation 2009	Budget 2010	Réalisation 2010	Réalisation 2010/Réalisation 2009		Réalisation 2010/Budget 2010	
				Ecart absolu	Ecart relatif	Ecart absolu	Ecart relatif
<i>BASSE TENSION</i>	825 900	911 707	878 685	52 785	6,39%	-33 022	-3,62%
<i>MOYENNE TENSION</i>	1 363	1 388	1 394	31	2,27%	6	0,45%
<i>HAUTE TENSION</i>	3	3	3	0	0,00%	0	0,00%
Total	827 266	913 098	880 082	52 816	6,38%	-33 016	-3,62%

La clientèle BT a fortement progressé passant de 825 900 à 878 685 clients en 2010 soit une hausse de 6,39% par rapport à 2009. La consommation par client BT a baissé de 1,29% passant de 1,52 MWh à 1,50 MWh par an et par client entre 2009 et 2010.

Au niveau de l'évolution des clients MT, on enregistre une augmentation de 31 clients soit une croissance de 2,27% par rapport à 2009. La consommation annuelle moyenne par client augmente légèrement passant de 414,52 MWh en 2009 à 435,37 MWh en 2010.

Pour la HT, le nombre de clients n'a pas varié sur la période, cependant la consommation moyenne annuelle par client augmente passant de 40,55 GWh en 2009 à 43,28 GWh en 2010 soit une hausse de 2,73 GWh par client.

Le tableau ci-dessous fait la comparaison entre la consommation par client réalisée et le budget 2010

Consommation/ Client (MWh)	Réalisation 2009	Budget 2010	Réalisation 2010	Réalisation 2010/Réalisation2009		Réalisation 2010/Budget 2010	
				Ecart absolu	Ecart relatif	Ecart absolu	Ecart relatif
<i>BASSE TENSION</i>	1,520	1,555	1,501	-0,020	-1,29%	-0,054	-3,47%
<i>MOYENNE TENSION</i>	414,518	456,514	435,372	20,854	5,03%	-21,142	-4,63%
<i>HAUTE TENSION</i>	40 548,546	41 391,390	43 281,397	2 732,850	6,74%	1 890,006	4,57%
<i>Total</i>	2,348	2,382	2,336	-0,012	-0,52%	-0,047	-1,96%

II.3.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES

Les ventes d'énergie sont passées de 221 458 millions de francs CFA en 2009 à 243 582 millions de francs CFA, soit une hausse de 22 128 millions de francs CFA (+10%).

L'évolution des ventes d'énergie par type de tension se présente ainsi :

(En millions de francs CFA)

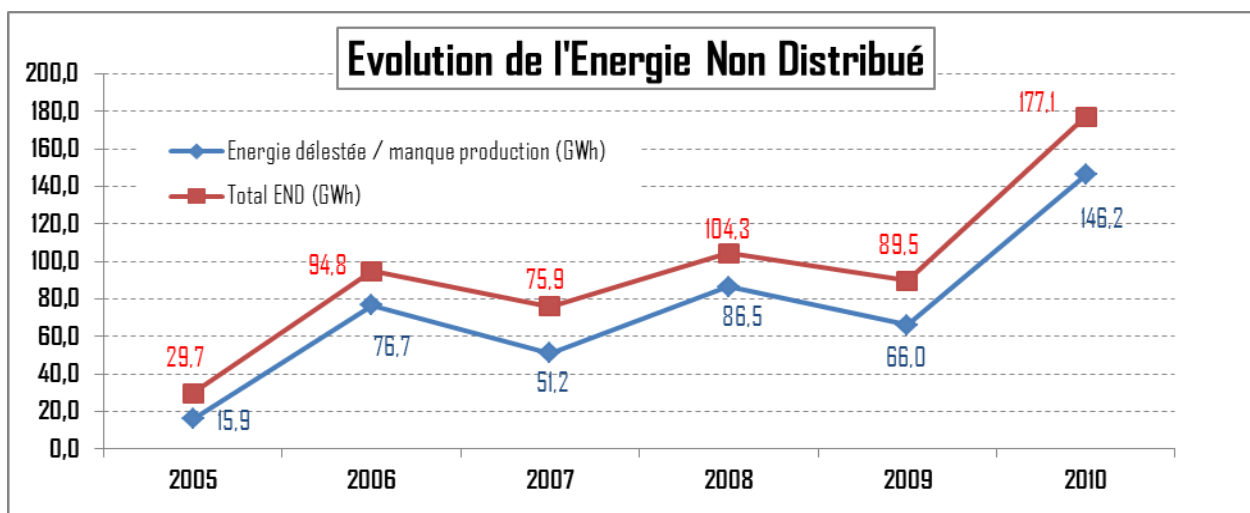
PRODUITS	EXERCICE 2009	EXERCICE 2010	VARIATION
HAUTE TENSION	10 007	10 720	713
MOYENNE TENSION	64 647	70 337	5 690
BASSE TENSION	145 843	161 471	15 628
PRODUCTION LIVRÉE NON FACTURÉE	943	1 052	109
TOTAL	221 441	243 582	22 140

Comparé à 2009 le chiffre d'affaire augmente de 22 Milliards de FCFA. Cette hausse est ainsi répartie par niveau de tension 66% (15, 628 milliards) en basse tension, 28%(5, 690 milliards) en moyenne tension tandis que la haute tension affiche une croissance de 0,71 milliards de FCFA de plus que 2009.

II.4. QUALITE DE SERVICE

La qualité de service s'est nettement dégradé sur les dernières années. En effet, l'énergie globale non fournie est passée de 29,74 GWh en 2005 à 177,05 GWh en 2010. Cette situation résulte essentiellement de la recrudescence des délestages et effacements suite au déficit de production (dont les 64% sont dus au problème de combustible manque et/ou mauvaise qualité).

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 2010 reste marquée par un accroissement du nombre d'incidents et de l'END induite. En effet le nombre d'incidents passe de 3 979 à 9 731 toutes tensions confondues affichant ainsi une hausse de 144%. Quant à l'énergie non distribuée correspondante, elle est passée de 6,236 GWh à 16,770 GWh soit un saut de 169%.

Il faut noter que l'énergie distribuée par incidents réseaux 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 leurs sont imposées ce qui entraîne les nombreux défauts constatés en période de chaleur correspondant aux jours de charge maximale.

II.4.1. RESEAU DE DAKAR

Sur le réseau de Dakar, nous note 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 2 195 entre 2005 et 2010. 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 2010 le nombre d'interruptions dues aux incidents a quasiment doublé en passant de 1257 à 2860. Une part importante de ces interruptions est liée aux agressions sur les câbles occasionnés par les chantiers qui étaient 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.4.2. RESEAU DES REGIONS

En ce qui concerne les réseaux des Régions, le 6,6 kV a connu une hausse de 5,3 GWh (1989%) de l'énergie non distribuée due aux incidents entre 2005 et 2010 tandis que le réseau 30 kV enregistre une hausse de 2,1 GWh (-87%). Le nombre d'interruptions dues aux incidents passe de 1985 en 2005 à 5 812 en 2010 soit une hausse de 193%.

II.4.3. RESEAU HAUTE TENSION

S'agissant du réseau haute-tension, le nombre d'interruptions dues aux incidents passe de 150 à 133 entre 2005 et 2010 soit une baisse de 11%.

Le tableau ci-dessous fournit l'évolution des incidents entre 2005 et 2010.

Tableau des interruptions dues aux incidents entre 2005 et 2010

	2005		2006		2007		2008		2009		2010	
	Nbre	END(MWh)	Nbre	END(MWh)	Nbre	END(MWh)	Nbre	END(MWh)	Nbre	END(MWh)	Nbre	END (MWh)
6,6 Dakar	587	720	664	1 615	2 093	2 737	1 792	2 330	1655	2044	2 195	2539
30 kV Dakar	1 257	2 694	1 432	2 713	1 772	5 088	2 219	4 317	2507	5454	2 860	8 200
Sous Total Dakar	1 844	3 414	2 096	4 328	3 865	7 825	4 011	6 647	4162	7498	5055	10 739
6,6 kV Régions	316	264	40	55	89	129	29	54	33	86	147	297
30 kV Régions	1 669	2 371	1 331	2 552	2 151	4 571	2 644	3 508	3 906	5174	4 396	5 515
Sous Total Régions	1 985	2 635	1 371	2 607	2 240	4 699	2 673	3 563	3939	5260	4543	5 812
90 kV	150	186	158	209	175	890	126	163	130	484	102	18
225 kV											31	54
Total HT									130	484	133	72
Total	3 979	6 236	3 625	7 144	6 280	13 414	6 810	10 372	8231	13240	9731	16 623

II.5. INVESTISSEMENTS REALISES OU EN COURS

Au total, un montant de 10, 227 milliards a été investis en 2010 dont 48% pour le réseau de transport, 32% pour le réseau de distribution, 11% pour le réseau et 8% pour les autres investissements.



Ces investissements se répartissent de la manière suivante :

INVESTISSEMENTS	2010	%
Production	1 125	11%
Transport	4 935	48%
Distribution	3 304	32%
Autres	863	8%
TOTAL	10 227	100%

Investissements en Production

PROJETS PRODUCTION	2010
Réhabilitation Autres	41,522
REHABILITATIONS/RENOUVELLEMENTS	41,522
Dépôt 2x5000m3 HFO au CDB	1083
EXTENSIONS (Ordinaire)	1083
TOTAL PROD	1 125

Investissements en Réseaux

PROJETS TRANSPORT	2010
REHABILITATIONS	
Réhabilitation Ligne HT 90 kV Cap des Biches-Thiona-Tobène	8,929
Réhabilitation des lignes 90 kv Hann-Mbao et Mbao-Cap des Biches	41
Acquisition d'un trnsfo de secours 40 MVA-90/11-6,6 KV- 2 sorties	748,41
Acquisition d'un trnsfo de secours 20 MVA-90/30-6,6 KV- 2 sorties	487,665
Transport (sous-total 1)	1286,004
Intégration au RCVD des Régions	60,222
réhabilitation réseau radio com-TEE XRSC	141,166
Réaménagement et Equipements divers	977,898
Transport (sous-total 2)	1179,286
Boucle 90 kV de DAKAR - Phase 2	2170,079
Passage en 225 kV boucle Mbour-Sendou-Kounoune-Tobène	16,838
Contournement Cap des Biches et Remplacements des Batteries	5,809
Acquisition appareillages HTA	236,598
Renforcement Sécurité et Surveillance des Equipements	22,3
Mise en place TST HTB et HTA	17,792
Transport (sous total 3)	2469,416
EXTENTIONS total (3+2)	3648,702
TRANSPORT(1+2+3)	4934,706



PROJETS DISTRIBUTION	2010
* Renouvellements Réhabilitations	
Amélioration Qualité de Service	13
Développement des Ventes	9
Projets Spécifiques	88
Réhabilitation Réseaux Dist Dakar	6
<i>Distribution (sous-total 1)</i>	116
*Extentions	
Télécommande de postes MT/BT Phase 2	1094
Renforcement Extension Réseau Dakar	263
Renforcement Extension Réseau Régions	805
Extension de Réseaux à Dakar et dans les Régions budget 2010	40
<i>Distribution (sous-total 2)</i>	2202
<i>Extension ordinaire</i>	
Compléments Sakal-Saint-Louis (centrale de St-Louis et Gandon)	11
<i>Distribution ((sous total 3)</i>	11
Amélioration de la qualité du service au consommateur	1
Obligations Contractuelles	556
Evènements religieux	419
<i>obligations d'électrification (total 4)</i>	976
EXTENTIONS (2+3+4)	3189
TOTAL INVEST. DISTRIBUTION (1+2+3+4)	3305

PROJETS autres investissements	2010
Extensions	
GC COMMERCIALE	50,455
GC PRODUCTION	169,67
GC TRANSPORT	20,192
GC AUTRES DIRECTIONS	12,88
Backup Centralisé	49,049
Divers Informatique	371,794
Projet CPL	74,132
Qualité, Sécurité et Environnement	115,043
Autres investissements (sous-total)	863,215

II.6. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC

II.6.1. COMPARAISON DES PRODUITS ET DES CHARGES (ETATS FINANCIERS PROVISOIRES)

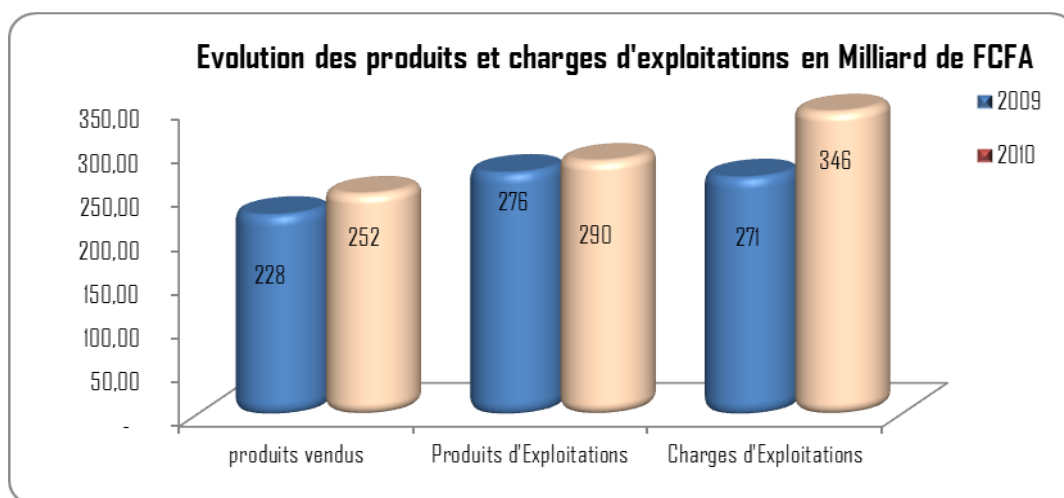
Les produits d'exploitation ont évolué en hausse. Ils passent de 277, 4 milliards à 289, 9 milliards soit une hausse de 12,5 milliards soit 5%

Les charges d'exploitation passent de 271, 1 milliards à 345, 9 milliards durant la période 2009-2010 ; elles augmentent ainsi de 74, 9 milliards en valeur absolue soit une croissance de 28%.

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

- un parc de production et un réseau de transport et de distribution vétustes ;
- Un renchérissement du prix des produits pétroliers avec un baril qui avoisine les 100 dollars en fin 2010 et la l'utilisation de Diesel Oil (plus cher) à la place du Fuel Oil au cours de l'exercice suite à l'incident du fuel incriminé de « Atlas Voyager »,

Au 31 décembre 2010, le compte de résultat affiche un déficit de 54 026 millions de FCFA contre un résultat bénéficiaire à la même date de l'année 2009 de 5 905 millions de FCFA soit une détérioration de 59 932millions de francs CFA (- 1015 %).



II.6.2. EVOLUTIONS DES PRODUITS

Les produits vendus

- **Les ventes d'énergie**

Les ventes d'énergie sont passées de 221 458 millions de francs CFA en 2009 à 243 582 millions de francs CFA, soit une hausse de 22 128 millions de francs CFA (+10%). Cette hausse de 10% par rapport à 2009, est justifiée en partie par l'accroissement naturel de la demande.

▪ Les travaux et services vendus

Les travaux et services vendus ont connu une hausse de 1 788 millions de francs CFA (+ 27%), passant de 6 645 millions de francs CFA en 2009 à 8 433 millions de francs CFA en 2010. Cette hausse est induite par une hausse des recouvrements sur des frais de pose, location (entretien compteurs (+803) millions de francs CFA ; des frais de coupure et de remise (+ 221) millions de francs CFA ; et des travaux d'extension de réseaux (+471) millions de francs CFA.

▪ Les subventions d'exploitation

Elles passent ainsi de 39 534 millions de francs CFA en 2009 à 28 070 millions de francs CFA en 2010, soit une baisse de 11 464 millions de francs CFA (-29%). Ces subventions sont principalement constituées de :

- La compensation pour gel de tarif 2009 : 17633 millions de francs CFA
- La compensation pour gel de tarif 2010 : 10 311 millions de francs CFA

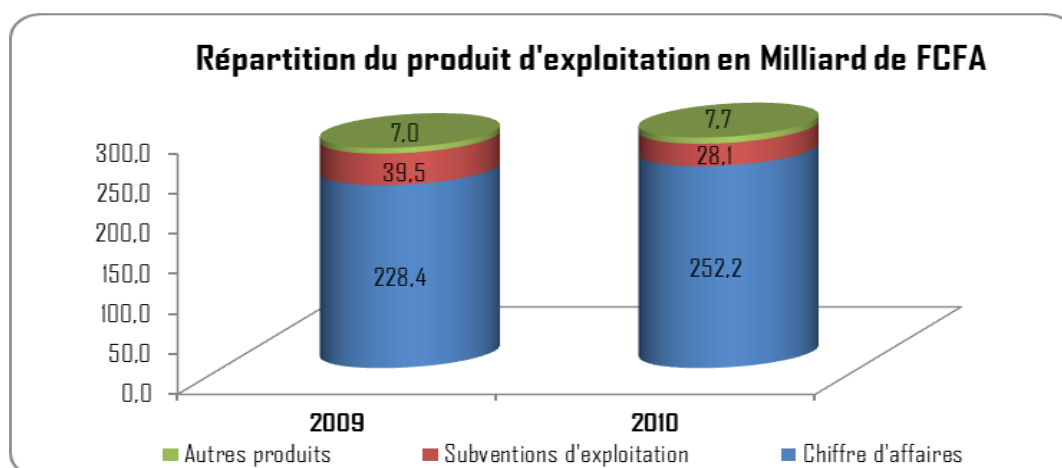
Le montant de la subvention 2010 a été arrêté à 17 921 millions de francs CFA donc au même niveau de 2009. Sur ce montant seul 10 300 millions de francs CFA ont été comptabilisés au titre de l'exercice 2010.

Par ailleurs, il convient de signaler la non prise en compte des surcoûts liés aux importations dans le calcul du RMA. En effet, seule la structure des prix officiels est prise comme base de calcul du Revenu Maximum autorisé alors que les achats de combustibles, valorisés sur la base de la structure des prix, comparés aux achats importés fait ressortir un écart de 20 912 millions de francs CFA.

▪ Autres produits

Les autres produits sont passés de 7 015 millions de francs CFA en 2009 à 7 748 millions de francs CFA en 2010 soit une hausse de 732 millions de francs CFA (+10. %). Cette hausse est imputable à l'enregistrement en produit des frais de capacité suite au protocole d'accord signé par SENELEC et GTI pour un montant de 2 307 millions de francs CFA.

Valeurs relatives des Produits d'exploitations	2009	2010
Ventes de produits fabriqués	221 458 620 389	243 581 565 560
Travaux, services vendus	6 644 629 157	8 432 714 449
Subventions d'exploitation	39 534 519 664	28 070 305 805
Autres produits	7 015 301 797	7 747 539 714
Produits accessoires	268884414	170116433
Reprises de provisions	840027768	1605588064
Transferts de charges	729480762	147979720
TOTAL Produits d'Exploitation	276 491 463 951	289 755 809 745



II.6.3. COMPOSITION ET EVOLUTION DES PRINCIPAUX POSTES DE CHARGES

▪ Les achats de matières premières et fournitures liés

Les achats de matières premières et fournitures liés ont augmenté de 65 857 millions de francs CFA (+45%) passant de 144 817 millions de francs CFA en 2009 contre 210 674 millions de francs CFA en 2010.

En 2010, les achats de combustibles et fournitures liées se chiffrent à 210 000 millions de francs CFA et représentent 61% des charges d'exploitation et 84 % du Chiffre d'affaires.

Les consommations de matières premières et fournitures liées s'élève à 214 milliards de francs CFA contre 137 838 millions de francs CFA soit une hausse de 76 151 millions de francs CFA (+ 55%). En 2010, ces consommations représentent 85% du chiffre d'affaires et 63% du total des charges d'exploitation, contre 60% du chiffre d'affaires et 52% du total des charges d'exploitation en 2009.

L'évolution des rubriques des achats de matières premières et fournitures liés entre 2009 et 2010 se présente comme suit : (En millions de francs CFA)

	2009	2010	Écart
Achat de combustibles	115 508	175 917	60 409
Frais de transport	2 800	2 794	-6
Frais de déclaration en douane	4 471	9 094	4 622
Autres frais (inspection, stockage et autres)	3 180	4 343	1 163
Fond de Sécurisation de l'importation des produits pétroliers	8 300	8 999	699
Achats d'énergie (partie variable)	7 682	7 436	-246
Achats de lubrifiants	2 870	2 778	-91
Total des achats de matières premières et fournitures	144 817	210 674	65 857
Variaton de stock	-6979	3314	10293
TOTAL CONSOMMATION	137 838	213 988	76 150

Les achats d'énergie ont connu une légère baisse de 246 millions de francs CFA en passant de 7 682 millions de francs CFA en 2009 à 7 436 millions de francs CFA en 2010.



Cette baisse s'explique par une baisse de production des différents producteurs indépendants (AGGREKO, KOUNOUNE, ICS) mais aussi par l'enregistrement de notes de débits à concurrence de 170 millions de francs CFA pour des remboursements du combustible fourni à KOUNOUNE POWER. Les achats d'énergie de MANANTALI sont passés de 4 411 millions de francs CFA à 4 907 millions de francs CFA. On note une hausse modérée à cause de la répercussion sur l'année 2010 du dépassement du quota de production de 2009.

▪ **Services extérieurs**

Les services extérieurs sont passés de 49 724 millions de francs CFA en 2009 à 42 814 millions de francs CFA en 2010, soit une baisse de 6 910 millions de francs CFA (- 14%). Cette forte baisse s'explique en partie par la baisse des frais de capacité des différents producteurs indépendants d'énergie :

- Les frais de capacité de GTI ont connu une baisse de 1 247 millions de francs CFA,
- Les frais de capacité de MANANTALI (prime fixe) ont connu une baisse de 525 millions de F CFA,
- La prime fixe des achats d'énergie AGGREKO a connu une baisse de 791 millions de F CFA, suite à la suspension des activités de cette société jusqu'en octobre 2010,
- Seul les frais de capacité de KOUNOUNE POWER ont connu une hausse de 221 millions de F CFA.

▪ **Impôts et taxes**

Les impôts et taxes sont passés de 4 713 millions de francs CFA en 2009 à 4 998 millions de francs CFA soit une hausse de 286 millions de francs CFA (+ 6%).

▪ **Autres charges**

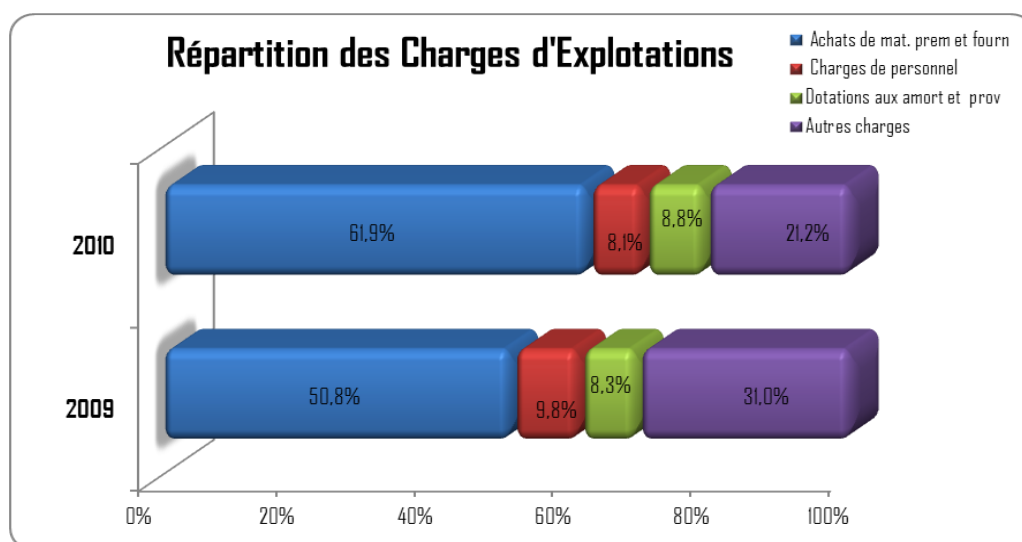
Les autres charges sont passées de 13 179 millions de francs CFA en 2009 à 8 948 millions de francs CFA en 2010 soit une baisse de 4 231 millions de francs CFA (-32. %).

Cette baisse s'explique en grande partie par :

- la fermeture de plusieurs dossiers de sinistres dont les montants, jugés irrécouvrables par les assurances en 2009, ont été passés en pertes,
- une baisse de la provision pour dépréciation de stocks de 1 173 millions de francs CFA,
- une baisse de la dotation aux provisions sur créances clients de 795 millions de francs CFA.



Valeurs relatives des charges d'exploitations	2009	2010
Combustibles	137 837 536 861	213 987 936 882
Achats d'énergie	7 682 434 601	7 435 519 143
Charges du personnel	26 534 127 501	28 031 986 568
Consommations directes	8 010 158 049	8 130 630 909
Transports consommés	1 266 060 744	1 355 790 669
Autres services consommés	46 318 567 271	39 217 389 404
Charges et pertes diverses	13 179 260 944	8 947 693 257
Impôts et taxes	4 712 729 288	4 998 333 999
Redevances versées aux Institutions	3 405 455 156	3 596 634 170
Dotation aux Amortissements	22 582 367 857	30 588 550 263
charges financières	7 254 301 633	7 096 550 017
TOTAL Charges d'Exploitation	271 100 565 304	345 951 496 138





23. Annexe 6 : Document de SENELEC sur les projections de coûts 2011-2013



DIRECTION DES ETUDES GENERALES

Projections des coûts de Senelec 2011-2013

17 Mai 2011

TABLE DES MATIERES



INTRODUCTION	118
I. HYPOTHESES DE BASE DES PROJECTIONS 2011-2013.....	119
I.1. DEMANDE ET RENDEMENT	119
❖ Présentation des scénarios macro-économiques	121
• Evaluation de la demande	122
▪ Evaluation de la pointe.....	123
I.2. INFLATION LOCALE ET ETRANGERE	124
I.3. CALCUL DES REVENUS	124
I.4. PRIX DU COMBUSTIBLE.....	124
I.5. EVOLUTION DES EFFECTIFS ET DE LA MASSE SALARIALE.....	124
I.6. FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS.....	125
I.7. AUTRES ACHATS	125
I.8. TRANSPORTS CONSOMMES ET CHARGES & PERTES DIVERSES.....	125
I.9. SERVICES EXTERIEURS.....	125
I.10. REDEVANCE RTS	125
I.11. REDEVANCE CRSE.....	125
I.12. AUTRES REVENUS	125
II. PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2011-2013	126
II.1. DEMANDE A SATISFAIRE SUR LA PERIODE	126
II.1.1. Evolution de la clientèle de Senelec.....	126
II.1.2. Evolution du rendement de Senelec	126
II.1.3. Evolution des ventes d'énergie	127
II.1.4. Projections Chiffres d'Affaires 2011-2013	127
II.2. PROJECTIONS DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT	128
II.2.1. Perspectives de développement du parc de production.....	129
II.2.2. Perspectives de développement des réseaux	130
II.2.2.1. Transport	130
II.2.2.2. Distribution.....	132
II.2.2.3. Autres Investissements	134
II.3. LES PROJECTIONS DE PRODUCTION ET DE COUTS	135
II.3.1. Evolution du rendement de Senelec	136
II.3.2. Evolution des Taux De Disponibilité et d'Utilisation.....	137
II.3.3. Qualité de Service	138



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.

Conformément à l'article 11 et 12 de la loi 98-29 et de l'article 7 du décret d'application 03-2003 Senelec est autorisée à solliciter auprès de la CRSE une révision intérimaire des conditions tarifaires à cause de changements majeurs intervenus dans les hypothèses qui ont sous-tendues les projections de coûts de Senelec sur la période 2010-2014. Cette révision devrait apporter des modifications sur des options retenues dans l'élaboration de la formule du contrôle des revenus en vigueur.

A cet effet Senelec doit soumettre un rapport qui passe en revue les projections durant la période 2011-2013 et qui s'articule autour de deux points :

- Hypothèses de base des projections 2011-2013
- Projections sur la période 2011-2013

HYPOTHESES DE BASE DES PROJECTIONS 2011-2013

DEMANDE ET RENDEMENT

Les prévisions de la demande d'énergie électrique ont été élaborées suivant le modèle PVDE (Prévision de la demande d'électricité dans les pays en voie de développement), modèle articulé autour de 3 fichiers :

- le fichier domestique qui regroupe le secteur résidentiel et l'Eclairage Public;
- le fichier professionnel constitué du secteur industriel, des grands services, les commerces et des activités informelles;
- les grands projets : ils ont été identifiés dans les différentes zones géographiques sur la période de l'étude. Leurs besoins en énergie et en puissance nous sont fournis par les promoteurs concernés et les services compétents.

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

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

L'évolution de la demande d'éclairage public va suivre celle de la desserte.

Le fichier professionnel, composé des clients alimentés en BT ou en MT, regroupe les 3 secteurs d'activités économiques suivants que sont le primaire, le secondaire et le tertiaire: L'intensité énergétique d'une activité économique, définie à partir de la consommation d'énergie électrique d'une année donnée, rapportée à la production des biens et services ou à la valeur ajoutée de l'activité, est le paramètre explicatif des sous-secteurs d'activités décrits plus haut. Elle est exprimée en GWh/FCFA courant et peut diminuer si des mesures d'économie d'énergie sont réalisées. Elle est considérée pour la période d'étude constante à partir de la valeur de 1995.

S'agissant des grands projets, un certain nombre a été pris en compte sur la période d'étude :

- **l'aménagement des périmètres de cultures irrigués** dans la basse vallée du Fleuve Sénégal par la SAED, avec un objectif 81 400 ha irrigués en 2015, au rythme de 1500 ha par an, pour une consommation spécifique à l'hectare de 330 kWh/an.

Tableau 1 : Surfaces des périmètres irrigués de la SAED

PROJETS SAED (ha)	2000	2015
Dagana	27 250	41 810
Podor	16 830	25 820
Matam	6 960	10 700
Bakel	1 990	3 050
TOTAL	53 030	81 380

- **Projets de la SAPCO sur la petite côte pour lequel les besoins ont été estimés par les promoteurs comme suit :**

- **Pointe Sarène** : Demande 7 MW avec un démarrage en 2011 ;

Partant du fonctionnement actuel de l'ensemble des hôtels de la zone de Mbour qui sont alimentés par deux départs à savoir le départ Aldiana avec une pointe de 3 à 4 MW et celui de Saly dont la pointe se situe de 6 à 7 MW, nous pensons que les besoins des nouveaux projets de la SAPCO sont surestimés. Il faut aussi tenir compte du fait que l'alimentation de nouveaux hôtels ne se traduira pas forcément par une augmentation des besoins en énergie de la zone car même avec un développement fulgurant du tourisme, une nouvelle répartition des parts de marché pourrait entraîner un tassement de la demande.

Partant de toutes ces considérations, nous avons réduit la demande SAPCO au quart des besoins estimés pour les rendre plus réalistes.

- **Pointe Sarène** : Demande 1,75 MW avec un démarrage en 2013
- **Aéroport Blaise DIAGNE** dont les besoins sont estimés à 6 MW pourraient être mise en service à partir de début 2012 parce que même si les travaux sont terminés avant, son fonctionnement dépendra fortement de l'achèvement de l'autoroute à péage.
- **Zone Economique Spéciale Intégrée (ZESI)** de Dakar pour laquelle les promoteurs avaient fourni une estimation de leur besoin sur la période étudiée. Cependant, suite à une nouvelle saisine de l'APIX, il nous a été informés que la surface à aménager initialement prévue à 200 ha est maintenant passée à 50 ha, et la date provisoire de mise en service est fixée à fin 2013. Ainsi, les besoins seront revus à la baisse proportionnellement à la surface pour aboutir aux chiffres ci-dessous:

Tableau 2 : Périmètres d'aménagements de ZESI

ZESI	2013	2014	2015	2016
MW	4,9	9,8	14,6	16,8
GWh	14,1	28,1	42,2	48,3
GWh BT (25%)	3,5	7,0	10,5	12,1
GWh MT (75%)	10,5	21,1	31,6	36,2

- La demande de ce projet sera positionnée dans le scénario de base et dans le scénario fort.

- **Projet de Cimenterie à Kirène** avec un besoin de puissance estimé à 25 MW à partir de 2012. Suite à la mise en service d'une nouvelle centrale de 40 MW en décembre 2009, nous avons jugé que son raccordement au réseau de Senelec ne pourra pas intervenir dans la période 2011- 2013 vu les investissements déjà réalisés. Toutefois, il a été positionné dans le scénario fort à partir de 2013.
- **Projet Dangote Industries Sénégal** : Installation d'une cimenterie à Pout pour des besoins moyens de 12,5 MW en 2011 ; 24,2 MW en 2012 et 25 MW en 2013. ce projet a été décalé en 2013 en attendant d'avoir plus d'informations de la part des promoteurs.
- **Projet de construction d'un suppresseur par la SONES** : la puissance est estimée à 6 MVA pour une mise en service en octobre 2011.
- **Projet SIBA** : implantation d'une usine de production de Bois et d'Acier d'une puissance de 6MVA. Son démarrage est décalé en 2013 en attendant d'avoir de plus amples informations de la part du promoteur.
- **Projet SOMETA** (Société Métallurgie d'Afrique) : installation d'une usine de fabrication de fer à béton et des produits métalliques. Les besoins sont estimés à 6 MVA à partir de 2011
- **Projet Sabadola Gold** (mine d'or de Sabadola) ne sera pas pris en compte car la ligne devant permettre son alimentation ne sera pas en service d'ici 2014. Cette ligne devra être réalisée avec le projet d'interconnexion sous régionale de l'OMVG.

❖ **Présentation des scénarios macro-économiques**

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

a) **Scénario bas :**

Le scénario pessimiste fait référence à une situation économique peu reluisante sur toute la période. Il intègre des chocs pluviométriques traduits par une sécheresse tous les cinq ans et la persistance du niveau élevé des prix des produits énergétiques. Tous ces facteurs négatifs seront accentués par une mobilisation moins accrue de l'aide extérieure.

Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée à 2,3% en moyenne annuelle, sur l'ensemble de la période de prévision. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB ressortirait à 3,9% en moyenne annuelle sur la période, soit au dessus du plafond des 3% retenu par l'UEMOA.

b) Scénario moyen :

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

Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée à 5% en moyenne annuelle, sur l'ensemble de la période de projection. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB ressortirait à 2,5% en moyenne annuelle sur la période.

c) Scénario fort :

Le scénario est basé sur l'hypothèse d'une mise en œuvre d'un certain nombre de stratégies notamment la Stratégie de Croissance Accélérée (SCA) qui a pour ambition de porter la croissance économique à moyen et long terme à des niveaux susceptibles de réduire significativement la pauvreté et d'augmenter substantiellement la contribution des exportations à la croissance afin de ramener, à long terme, le déficit du compte extérieur courant hors dons en dessous du seuil de 5%.

Ainsi, la croissance réelle du PIB est projetée, en moyenne annuelle sur la période à 7,0%, tirée essentiellement par l'investissement et les exportations. L'inflation, mesurée par le déflateur du PIB devrait s'établir à 2,1% en moyenne annuelle.

Globalement, la demande des grands projets a été évaluée à partir des besoins en puissance et du nombre d'heure d'utilisation suivant trois scénarios correspondant aux scénarios bas (1000 heures), moyen (4000 heures) et fort (8000 h) avec un cosinus phi de 0,8.

Pour les besoins des projections de coûts d'exploitation du parc de production, c'est le scénario moyen qui a été retenu.

• Evaluation de la demande

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

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

Le rendement global du réseau Senelec obtenu à partir des ventes (corrigées de la PLNF) et de la production brute est à 79% en 2010 contre 78.7% en 2009. En 2010, une amélioration de 0.3 points est donc notée. Cependant, des efforts plus importants sont attendus en 2011 notamment avec le renforcement de la lutte contre la fraude, ce qui porte



l'objectif de rendement à 81%. Après 2011, il sera prévu une amélioration annuelle du rendement de 0,5% jusqu'à atteindre 82% en 2013.

Tableau 3 : Rendement global

RENDEMENT GLOBAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013
RI	77,7%	78,4%	78,7%	80,8%	81,3%	81,8%
BOUTOUTE	79,4%	82,8%	81,6%	83,9%	84,8%	85,0%
TAMBA	78,8%	82,1%	81,1%	83,2%	84,2%	84,4%
CENTRES ISOLES	84,4%	88,6%	87,3%	89,5%	90,7%	90,8%
ENS PAYS	77,8%	78,7%	79,0%	81,0%	81,5%	82,0%

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

Tableau 4: Pertes auxiliaires

PERTES AUXILIAIRES	2008	2009	2010	2011	2012	2013
RI	2,7%	2,5%	2,2%	2,0%	1,7%	1,7%
BOUTOUTE	5,5%	7,9%	5,1%	5,2%	5,1%	5,1%
TAMBA	1,2%	1,9%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%
CENTRES ISOLES	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
ENS PAYS	2,7%	2,5%	2,2%	2,0%	1,8%	1,5%

▪ Evaluation de la pointe

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

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

Le facteur de charge du RI a évolué suivant une moyenne de 64,2% sur les 5 dernières années et a atteint en 2010 un niveau de 66,2%. Au vu de la dynamique des projets industriels en Moyenne Tension et en Haute Tension prévus sur les années à venir, la consommation de ces catégories de clients va devenir de plus en plus importante, comparé à la consommation en Basse Tension.

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

Concernant les centres isolés, une hypothèse de 46% sera maintenue sur la période.

Tableau 5 : Facteur de charge

FACTEUR DE CHARGE	2008	2009	2010	2011	2012	2013
RI	64,2%	64,0%	66,2%	66,7%	67,2%	67,7%
BOUTOUTE	57,1%	52,0%	52,5%	53,0%	53,5%	54,0%
TAMBA	65,1%	63,0%	63,5%	64,0%	64,5%	65,0%
CENTRES ISOLES	46,0%	46,0%	46,0%	46,0%	46,0%	46,0%

Ainsi, en 2013, le facteur de charge atteindra un niveau de 67,7%.

INFLATION LOCALE ET ETRANGERE

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

CALCUL DES REVENUS

Pour les besoins d'estimation du revenu, il sera considéré les prix moyens utilisés pour l'élaboration du Budget 2010. Les prix moyens s'établissent donc à :

- 122,7 FCFA/KWh en BT ;
- 117,1 F FCFA/KWh en MT et
- 82,6 FCFA/KWh en HT
- Correspondant à un prix moyen global de 118,4 FCFA /KWh.

PRIX DU COMBUSTIBLE

Les prix des combustibles sont supposés évoluer avec une inflation annuelle de 3% à partir de 2012.

Les prix de 2011 sont ceux de la structure du CNH (Comité national des Hydro carbures) du 16 Avril 2011 augmenté de 10% pour tenir compte de l'évolution durant l'année.

Tableau 6 : Coûts Combustibles de 2011

SITES	TYPE	UNITES	CNH du 16 Avril 2011	Prix en 2011
Bel-Air	Fuel Oil 380	FCFA/tonne	356 842	392 526
	Diesel Oil	FCFA/tonne	536 172	589 789
Cap des Biches	Fuel Oil 380	FCFA/tonne	368 542	405 396
	Diesel Oil	FCFA/tonne	536 172	589 789
	Distillat	FCFA/tonne	546 906	601 597
	Gaz naturel	FCFA/kNm3	127 500	127 500
KAHONE	Fuel Oil 380	FCFA/tonne	368 542	405 396
	Diesel Oil	FCFA/tonne	547 872	602 659
TAMBACOUNDA	Diesel Oil	FCFA/tonne	593 260	652 586
BOUTOUTE	Fuel Oil 380	FCFA/tonne	401 392	441 531
	Diesel Oil	FCFA/tonne	580 722	638 794
CENTRES SECOND.	Diesel Oil	FCFA/tonne	578 933	636 827

EVOLUTION DES EFFECTIFS ET DE LA MASSE SALARIALE

L'effectif est maintenu constant à 2 556 agents, effectif estimé en fin 2010. Toutefois, les charges de personnel sont supposées évoluer suivant une hausse de 3% par an à partir de 2011.

FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS

Le financement des nouveaux investissements est réalisé essentiellement sur la base d'emprunts à un taux de 8,7% sur une durée de 12 ans dont 2 ans de différé. Seuls les investissements à réaliser dans le cadre de la coopération avec la Chine sont supposés obtenir des financements concessionnels (20 ans dont 5 ans de différé et un taux de 2%).

AUTRES ACHATS

Les autres achats sont égaux à 8130,630 millions en 2010. La valeur de 2011 correspond à celle du budget égale à 8 130,630 millions et évoluent à partir de 2012 avec un taux d'inflation locale de 3 % par an.

TRANSPORTS CONSOMMES ET CHARGES & PERTES DIVERSES

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

SERVICES EXTERIEURS

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

REDEVANCE RTS

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

REDEVANCE CRSE

Elle est indexée sur l'inflation locale pour les projections à compter de 2011 en partant de celle 2010.

AUTRES REVENUS

Les autres revenus sont composés des travaux et services vendus et des produits accessoires. L'évolution future des revenus « travaux et services vendus » est basée sur la croissance de la demande alors que les revenus « Production immobilisée et produits accessoires » sont fixés à zéro à compter de 2011.

PROJECTIONS SUR LA PERIODE 2011-2013

DEMANDE A SATISFAIRE SUR LA PERIODE

▪ Evolution de la clientèle de Senelec

La clientèle BT va connaître une croissance considérable avec un taux de croissance annuel moyen de 8,81 % sur la période 2010-2013 contre un taux de 8,7 % pour la période précédente (2005-2009).

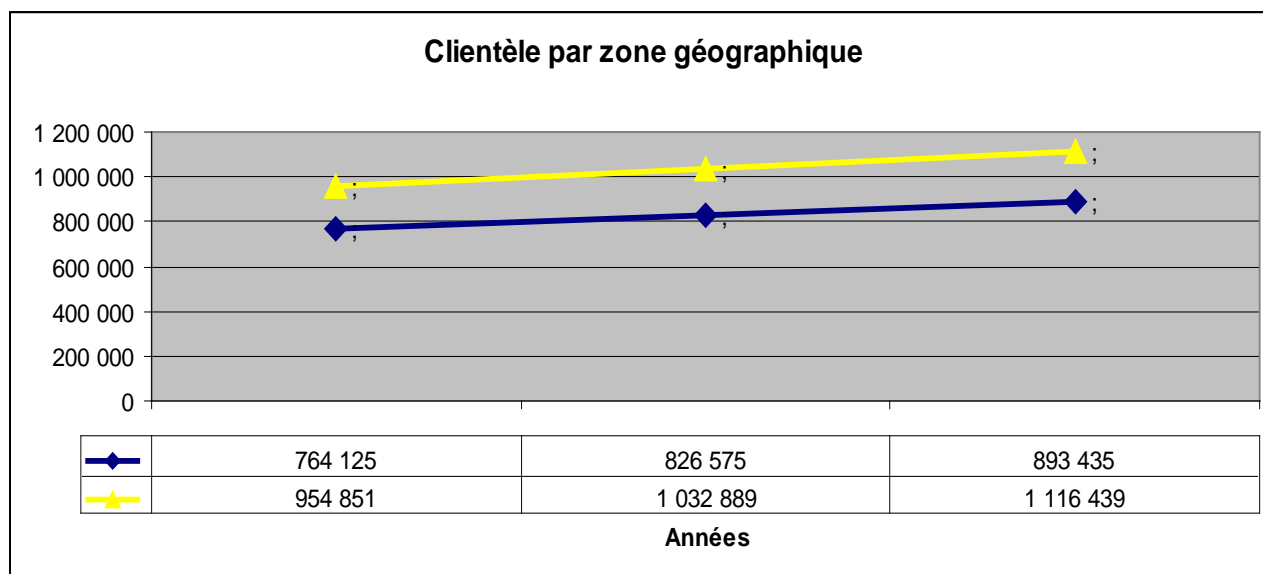
Au niveau de l'évolution des clients MT, il est prévu une évolution de 1 455 clients en 2011 à 1581 clients en 2013 soit une croissance annuelle moyenne de 8,61 %.

Pour la HT, le nombre de clients prévu sera égal à 4 en 2011 et atteindra 6 en 2013.

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

- Zones urbaines : 80,03 %
- Zones rurales : 19,97 %

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



▪ Evolution du rendement de Senelec

Globalement, on note une légère amélioration du rendement de Senelec qui passe de 81% à 82% entre 2011 et 2013.

Le tableau et le graphique ci-dessous illustrent l'évolution du rendement global par réseau et pour l'ensemble du pays ainsi que la répartition des pertes entre la production, le transport et la distribution y compris le commercial.

Tableau 7 : Evolution du rendement Global de 2011 à 2013

RENDEMENT GLOBAL	2011	2012	2013
RI	80,8%	81,3%	81,8%
BOUTOUTE	83,9%	84,8%	85,0%
TAMBA	83,2%	84,2%	84,4%
CENTRES ISOLES	89,5%	90,7%	90,8%
ENS PAYS	81,0%	81,5%	82,0%

▪ Evolution des ventes d'énergie

Les ventes d'énergie vont évoluer à un taux de croissance annuel moyen de % au cours de la période 2011-2013. Cette demande sera tirée par la BT avec un poids moyen de 63,91 % sur la période.

Tableau 8 : Evolution des ventes : 2010 et 2013

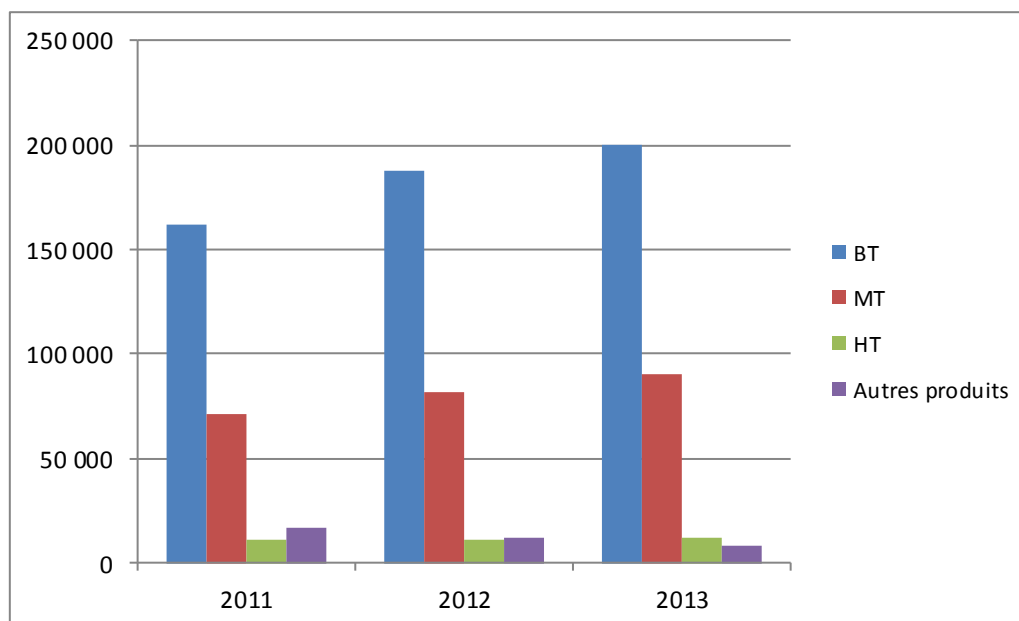
NIVEAU DE TENSION	2011	2012	2013
Basse Tension	1529	1628	1744
Moyenne Tension	696	772	831
Haute Tension	131	144	198
Total pays	2356	2545	2773
% croissance	10,00%	8,01%	8,98%

▪ Projections Chiffres d'Affaires 2011-2013

Le Chiffre d'affaire passera de 259,776 Milliards de FCA en 2011 à 310,239 Milliards de FCA en 2013, soit un taux de 19,43 %.

Tableau 8 : Projection du Chiffre d'affaires

CHIFFRE D'AFFAIRES (en F CFA)	2011	2012	2013
BT	161 649	187 702	199 955
MT	71 050	81 533	90 394
HT	10 727	10 836	11 934
Autres produits	16 350	12 208	7 956
Total	259 776	292 279	310 239



PROJECTIONS DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT

Pour faire face à ces prévisions de la demande et améliorer la qualité du service de l'électricité, SENELEC projette d'investir **216,774 Milliards** sur la période 2011-2013.

Ces investissements résumés par les tableaux ci-dessous, concernent la production pour **31,243** Milliards, le transport pour **103,542** Milliards, la distribution pour **130,771** Milliards et les Autres investissements pour **15,632** Milliards.

Tableau 9: SYNTHÈSE PROGRAMME D'INVESTISSEMENT de 2011 à 2013 (FRANC CONSTANT)

	2 011	2 012	2 013	TOTAL
Investissements nouveaux	67 297	118 463	31 014	216 774
Renouvellements/Réhabilitations	7 046	7 467	5 672	20 185
Production	4883	0	0	4883
Transport	2163,2	7466,8	5672	15302
Distribution	0	0	0	0
Autres	0	0	0	0
Extensions	60 251	110 996	25 342	196 589
Production	9 094	15 469	1 797	26 360
Transport	20 847	55 624	11 769	88 240
Distribution	22 108	32 898	11 351	66 357
Autres	8 202	7 005	425	15 632

▪ **Perspectives de développement du parc de production**

La stratégie de développement de l'offre de production pour satisfaire la demande à moindre coût s'est traduite ces cinq dernières années 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) ;
- la mise en service en octobre 2008 de la centrale Kahone II (64 MW).

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

- La réhabilitation et le recouvrement de puissance des centrales CIV, des turbines à gaz numéro 3 et 4.
- Les extensions des centrales Bel Air et de Kahone de 2x15 MW chacune
 - La mise en service d'une centrale conteneurisée à déploiement rapide de 70 MW Diesel au fuel lourd à Tobène
 - La réalisation de deux centrales barges de 60 MW chacune raccordées au poste de Bel Air
 - La centrale de Félou de 60 MW dont l'arrivée est prévue en 2013 avec une quote-part 15 MW pour le Sénégal

En attendant l'arrivée de ces nouvelles centrales, Senelec compte procéder à une location d'une puissance additionnelle de 150 MW au DO dont 50 MW seront installées au Cap des Bîches et 100 MW à Kounoune. Il faut noter l'arrivée d'une centrale 125 MW au charbon en 2014.

Concernant le programme de déclassement des centrales une étude diagnostic est en cours afin de déterminer les centrales à déclasser à court terme.

Toutefois il faut noter que la centrale vapeur CII et la centrale de Kahone 1 ne fonctionnent pas et que le personnel a été réaffecté dans les autres sites de production.

Sur le réseau non interconnecté cependant il est prévu à court terme :

- Le remplacement des groupes électrogènes dans certains centres de production et l'arrêt des programmes de location (Aggreko à Boutoute)
- Les extensions des centrales régionales de Tambacounda (2x3MW) et de Ziguinchor (2x5MW) ;
- La fermeture de centres secondaires très coûteux par le développement du réseau 30 kV en particulier dans les régions de Ziguinchor, Kolda et Kaolack ;

Tableau 10: investissements Production de 2011 à 2013

PROJETS PRODUCTION	2011	2012	2013
Réhabilitation Bel Air turbine à gaz 4	250	-	-
Réhabilitation Cap des Biches Centrale 4	4 283	-	-
Réhabilitation TAG 3	350	-	-
REHABILITATIONS/RENOUVELLEMENTS	4 883	-	-
Achats groupes pour les centres secondaires	38	113	-
Achats groupes pour les centres secondaires sur financement BOAD	88	263	-
Acquisition de 5 groupes de 1250 kVA chacun pour Boutoute	765	85	-
EXTENSIONS	890	460	-
Extension de la Centrale de Tambacounda (2x3 MW au HFD)	2 125	5 525	850
Extension de la Centrale de Ziguinchor (2x5MW au HFD)	2 366	6 152	947
Passage au gaz de la centrale de GTI	800		
Pipeline fuel lourd Port-Bel Air	632	-	-
Dépôt 2x5000 mètre cubes et pipeline à Kaolack	1 391	3 332	-
Dépôt 2x5000m3 HFD au CDB	890	-	-
EXTENSIONS (Ordinaire)	8 204	15 009	1 797
TOTAL PROD	13 977	15 469	1 797

▪ Perspectives de développement des réseaux

• Transport

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

Les principaux investissements de transport concernent :

- La Boucle 90 kV de Dakar dont la mise en service est prévue au premier trimestre 2012 :
- Le passage en 225 kV du tronçon Tobène-Kounoune-Mbour prévue pour évacuer la puissance de la centrale Charbon dont l'arrivée est programmée en 2014
- La Ligne HT 225 kV souterraine Kounoune-Patte d'Oie-Hann nécessaire pour renforcer le réseau de transport entre le Poste de Kounoune et le centre de Dakar étant donné la saturation des lignes de transport et les problèmes d'encombrement de l'agglomération de Dakar qui empêche de construire de nouvelles aériennes
- L'extension des postes de Tobène et Bel Air pour évacuer l'énergie produite à partir des nouvelles centrales énumérées ci-dessus.

- La réalisation des postes de Saint Louis et de la Sapco et leur raccordement au réseau 225 kV
- La réalisation d'une nouvelle ligne 90 kV entre Thiona et Tobène pour évacuer la puissance additionnelle installée dans les sites de production de Kahone et de Tobène
- La garantie de la puissance au niveau des Postes sources

Tableau 11: investissements Transport de 2011 à 2013

PROJETS TRANSPORT	2 011	2 012	2 013
REHABILITATIONS			
Acquisition de 2 transformateurs de 80 MVA au Poste de Cap des Biches	408	1 633	-
Acquisition d'un 2 ième transformateur pour la centrale GTI		721	
Acquisition d'un 3 ième transformateur de 40 MVA à Touba		199	796
Acquisition Réactance à installer sur Tobène-Touba-Kaolack	360	1 440	-
Acquisition Réactance à installer sur la Boucle souterraine 90 kV	1 250	1 250	-
Réhabilitation Ligne Haute tension 90 kV Cap des Biches-Thiona-Tobène	145	370	420
Reconstruction Poste 90 kV Cap des Biches en technique SFG		1854	4456
Transport (sous-total)	2 163	7 467	5 672
EXTENSIONS TELECOM/TELECONDUITE			
Passage en full IP Dakar	103		-
Dorsale en fibre optique pour voix de données (CGFD)	69	177	183
Intégration au Réseau Voix et données des Régions	265	200	173
Modernisation du Bureau Central de Conduite avec son équipement DMS		5 000	-
Réseau Voix et données	-	318	-
Réhabilitation réseaux Courant Porteur Ligne	53	-	-
Réhabilitation réseau radio com-TEE XRSC	206		
Extension du Réseau Voix et données à DRCE (Sièges et Délégation)	-	164	-
Réaménagement et Equipements divers	41	41	-
Stabilisation des alimentations électriques par acquisition d'onduleurs	53	55	-
Upgrade logiciel supervision +ToIP		52	-
Extension réseau radioTEE au nord sur FO	-	164	113
Intégration des agences de Yoff au Réseau Voix et données			-
Transport (sous-total)	790	6 170	469

<i>EXTENTIONS(ordinaire)</i>			
Nouvelle Ligne Thiona-Tobene 90 kV		4 000	2 000
Boucle 90 kV de DAKAR - Phase 2	6 043	6 043	-
Poste Saint Louis 225/30 kV 2x40 MVA	-	5 000	-
Ligne 225 kV 2x35 kms Raccordement Poste Saint Louis	-	4 480	-
Réalisation Poste Sapco 225 /30 kV 2x40 MVA	2 500	2 500	
Ligne 225 kV alimentation Sapco	-	3 584	-
Extension Poste Tobène 90/MT kV : 1 travée HT et 1 transformateur de 75 MVA pour raccordement centrale Diesel 60 MW	975	975	-
Liaison câble souterrain 225 kV Kounoune - Patte d'oie évacuation Sendou 500 MW	-	11 000	9 300
Réalisation 2 travées 90 kV et 2 km de câble Haute tension 1200 mm ² à Bel Air	440	1 760	-
Passage en 225 kV boucle Mbour-Sendou-Kounoune-Tobène	9 817	10 112	-
Mise en place TST HTB et HTA	282	-	-
Transport (sous total)	20 057	49 454	11 300
<i>EXTENTIONS total</i>	20 847	55 624	11 769
TRANSPORT INV	23 010	63 091	17 441

- **Distribution**

- Les investissements qui seront consentis dans la distribution ont pour finalité d'atteindre les principaux objectifs suivants :
 - Le changement de tension du réseau MT de Dakar en passant intégralement de 6,6 kV à 30 kV en vue de réduire de façon appréciable les pertes techniques sur ce réseau MT
 - Le renforcement et l'extension des réseaux Moyenne et basse Dakar à Dakar et dans les régions
 - Le renforcement du réseau 30 kV de Dakar par la restructuration des feeders afin de créer la structure épi fuseau initiale. En effet cette structure avait complètement disparu en raison de la surcharge des départs et de l'utilisation des câbles de secours en câble de travail.
 - La généralisation progressive du comptage prépayé pour réduire les créances clients et assurer des revenus anticipés
 - Un programme de maîtrise de la demande avec l'installation en priorité des lampes à basse consommation
 - Le développement des réseaux dans les zones périurbaines

- L'extension du réseau MT et BT pour assurer un meilleur développement des ventes
- La télécommande des appareils installés dans les postes MT de manœuvres et de coupure en vue d'obtenir une meilleure qualité de service sur le réseau MT de Dakar.

Tableau 12: investissements distribution de 2011 à 2013

PROJETS DISTRIBUTION	2011	2012	2013
Renouvellements Réhabilitations			
Extensions			
Télécommande de 40 postes MT/BT & Sous Stations	116	-	-
Télécommande de postes MT/BT Phase 2	440	440	-
Télécommande 30 postes MT/BT		250	
Renforcement Extension Réseau Dakar	456	-	-
Renforcement Extension Réseau Régions	982	-	-
Renforcement et Extension de Réseaux MT Dakar Phase 2	960		-
Extension de Réseaux à Dakar et dans les Régions BOAD	1 250		-
Extension Mbour et Touba	273	-	-
Extension de Réseaux à Dakar et dans les Régions budget 2010	725	2 175	-
Distribution (sous-total)	5 202	2 865	-
<i>EXTENSIONS (ordinaire)</i>			
Renforcement et extension réseau de Distribution Dakar	1 278	2 498	1 360
Renforcement et extension réseaux de Distribution Régions	583	9 783	8 247
Programme couverture ER 2011 (Travaux anticipés pour Magal 2011)	500		
Renforcement réseau de Distribution de Dakar:Programme Chinois	7 828	16 032	
Distribution (sous total)	10 189	28 313	9 607
<i>4. Investissements pour remplir obligations d'électrification</i>			
Renforcement -urbain	186	201	218
Extensions - urbain	261	268	276
Amélioration de la qualité du service au consommateur	500	500	500
Obligations Contractuelles	500	500	500
Evènements religieux	250	250	250
Installation de Compteurs aux frontières	500	-	-
Banc d'étalonnage	1 100	-	-
Systèmes de comptage et télérelève	2 896	-	-
Lutte contre la fraude	525	-	-
Investissements pour remplir obligations d'électrification (total)	6 717	1 719	1 745
TOTAL INVEST. DISTRIBUTION	22 108	32 898	11 351

- **Autres Investissements**

Ils concernent principalement les travaux de :

- Génie Civil des directions,
- la mise en place d'une Cartographie Numérique et d'un Système d'Information Géographique,
- la mise en place d'un Système de Gestion de Maintenance Assistée par Ordinateurs
- la mise en place d'un Système de Surveillance Unifiée des Equipement Réseaux (SUER)
- la mise en place d'un nouveau Système d'information Clientèle (SIC)
- la mise en place d'un système de Management Qualité, Sécurité et Environnement

Tableau 13 : Autres investissements de 2011 à 2013

PROJETS autres investissements	2 011	2 012	2 013
Extensions			
Génie Civil & Autres Aménagements	121	-	
Génie Civil COMMERCIALE	-	6 200	
Génie Civil PRODUCTION	306	-	-
Génie Civil TRANSPORT	20	-	-
Génie Civil AUTRES DIRECTIONS	1 194	1 267	
CARTO-TOPO-IMMO	437	450	
Backup Centralisé	130	-	-
Divers Informatique	171	15	
Projet CPL	1 692	-	
Surveillance unifiée des systèmes	103	-	-
Système d'information clientèle (SIC)	3 349	3 885	3 885
GMAO	-	800	261
Qualité, Sécurité et Environnement	448	159	-
Autres investissements (sous-total)	7 971	12 776	4 146

LES PROJECTIONS DE PRODUCTION ET DE COÛTS

Ces investissements devraient permettre d'accroître la capacité de production de la SENELEC de 283,9 MW sur la période..

Tableau 14: Prévision production, achats et coefficients de disponibilité 2011 à 2013

<i>Prévisions de production</i>		2011	2012	2013
Puissance installée	MW	737	1 113	970
Puissance assignée	MW	603	985	842
Coefficient de disponibilité	%	80,5	75,4	86,2
Coefficient d'utilisation	%	61,9	47,4	50,4
Production brute SENELEC	GWh	1 652	2 200	2 629
Production nette SENELEC	GWh	1 625	2 167	2 587
Achats d'énergie	GWh	1 171	901	736
Energie livrée	GWh	2 708	2 999	3 275
Rendement global	%	83,5	82,1	82,4

Avec ces hypothèses, les coûts d'exploitation de la SENELEC varient de 359,596 Milliards en 2011 à 375,555 Milliards en 2013, soit une croissance de 1,21 %, alors que les consommations de la clientèle augmentent de 32,85% sur la même période.

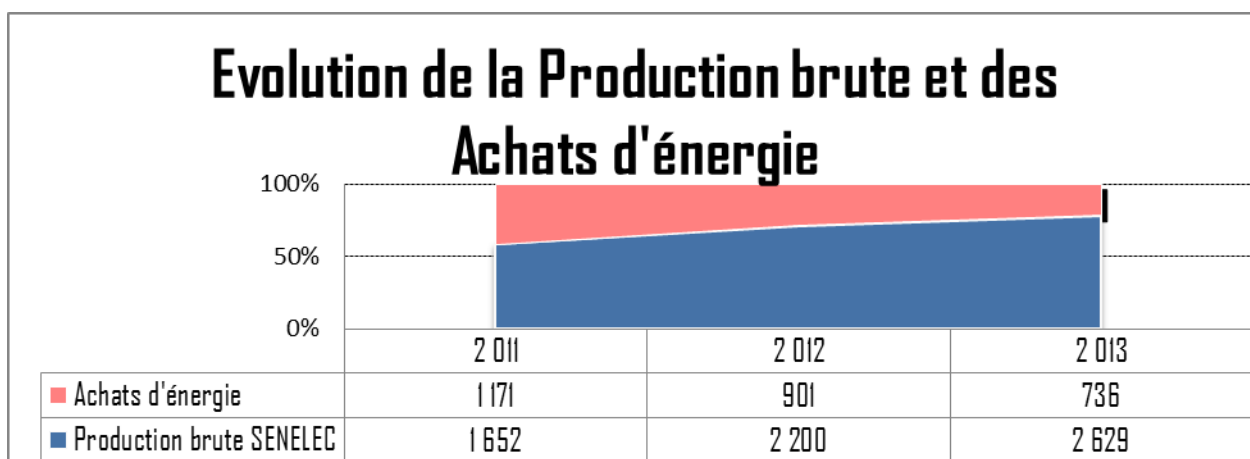
Tableau 15 : prévisions de coûts 2011 à 2013 (millions FCFA)

<i>Prévisions de coûts</i>		2011	2012	2013
Combustibles (SENELEC et IPP)	millions Fcfa	248 448	228 578	245 033
Achats d'énergie hors combustibles	millions Fcfa	10 512	8 177	8 695
Dépenses fixes d'achat énergie (frais capacité)	millions Fcfa	18 153	18 151	19 352
Charges du personnel	millions Fcfa	28 031	28 871	29 738
Huiles et autres fournitures liées	millions Fcfa	6 360	10 294	12 987
Autres achats consommés	millions Fcfa	8 131	8 831	9 916
Transports consommés	millions Fcfa	1 356	1 408	1 488
Services extérieurs (hors frais capacité et redevances)	millions Fcfa	20 704	24 082	27 858
Impôts et taxes	millions Fcfa	4 998	5 345	5 820
Autres charges	millions Fcfa	8 948	9 569	10 419
Redevances RTS	millions Fcfa	2 694	3 225	2 909
Redevances CRSE	millions Fcfa	1 263	1 301	1 340
Total	millions Fcfa	359 596	347 832	375 555

Le plan de production prévoit une puissance additionnelle sur le RI de 283,9 MW sur la période 2011-2013 en supposant que la location disparaît en Décembre 2012.

La séquence de mise en service résultant de la simulation est échelonnée comme suit :

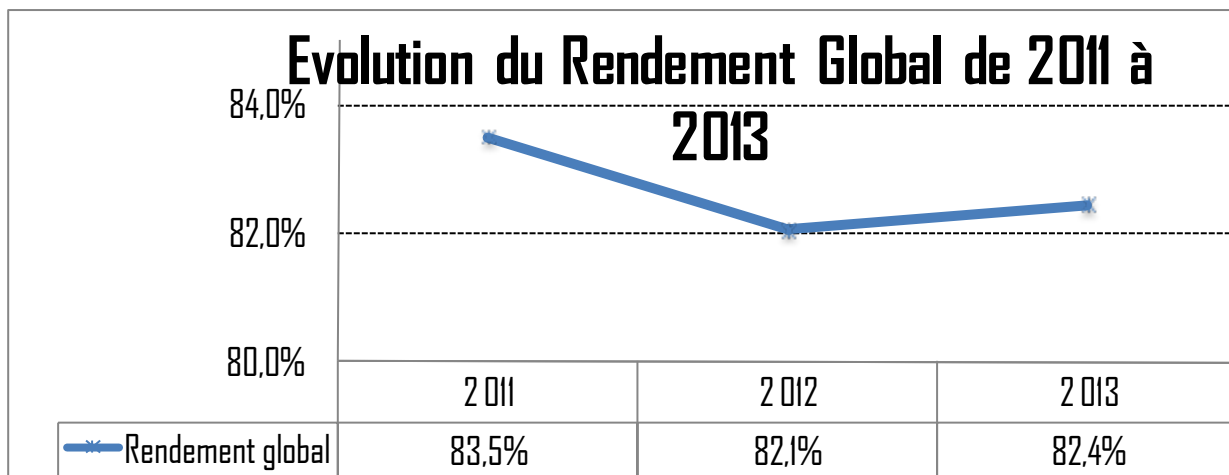
- Location 150 MW au DO en 2011 dont 50 MW en fin Juin 2011 et 100 MW en Janvier 2012
- Arrivée centrale conteneurisée de 70 MW installé à Tobène le 01 Mars 2012
- Arrivée de l'extension de la centrale de Kahone de 30 MW le 01 Mars 2012
- Arrivée de l'extension de la centrale de Bel Air de 30 MW le 01 Mars 2012
- Arrivée des deux centrales sur barges de 60 MW le 01 Juillet 2012
- Mise en service de la centrale hydroélectrique de Félou de 60 MW dont la part du Sénégal est fixée à 15 MW en 2013



▪ Evolution du rendement de Senelec

Globalement, on note une dégradation du rendement de Senelec qui passe de 83,5 % à 82,1 % entre 2011 et 2012 même s'il observe une légère hausse en 2013 qui s'explique par les caractéristiques technico-économiques du parc. Cette baisse de rendement peut être compensée par une réduction des pertes sur les réseaux de distribution.

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

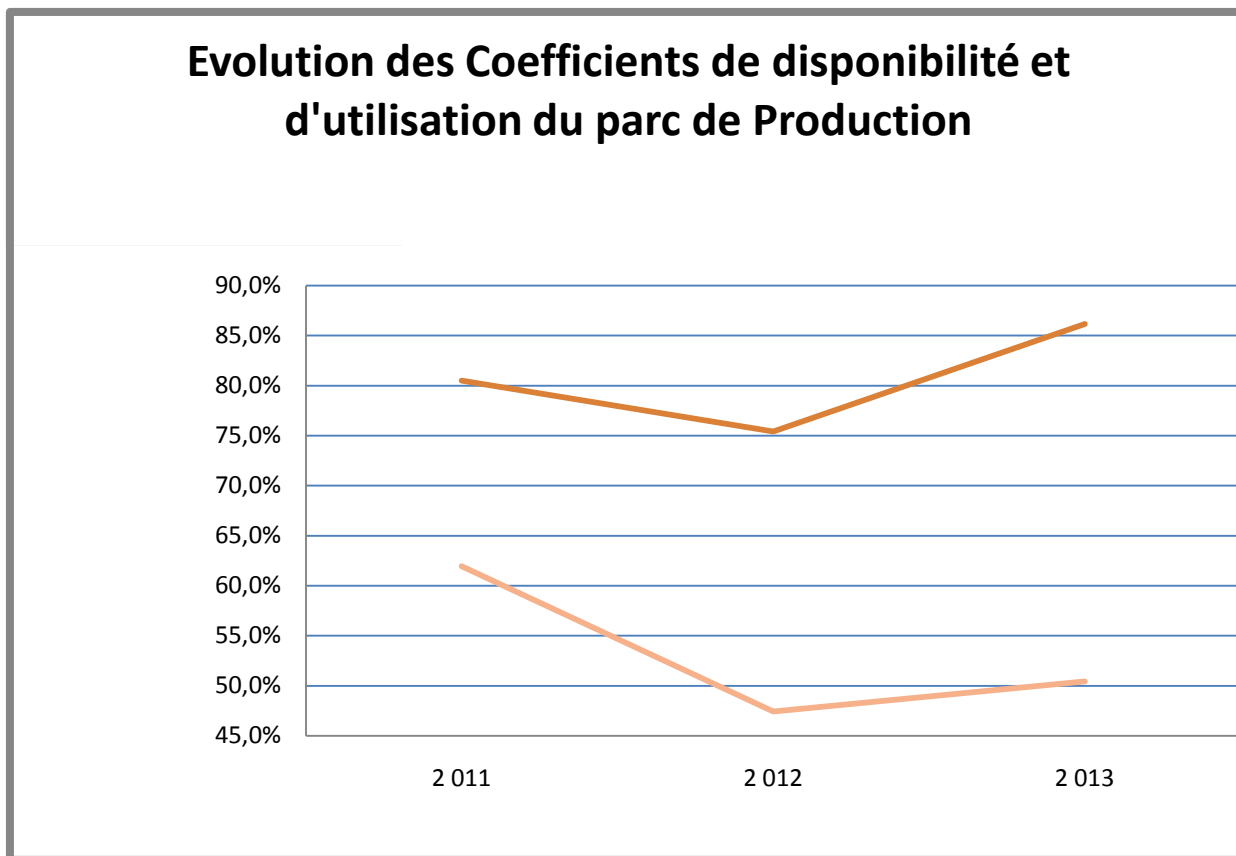


▪ Evolution des Taux De Disponibilité et d'Utilisation

De 2011 à 2013, la disponibilité du parc de production va passer de 80,5 % à 86,2 %.

Le taux d'utilisation des groupes du RI (dont les IPP) passe de 61,9 en 2011 à 50,4 % en 2013.

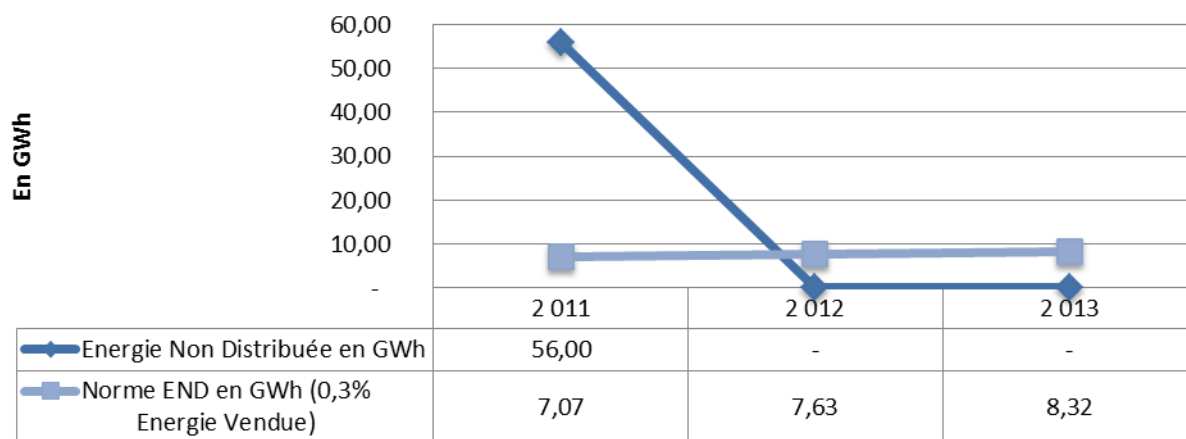
Le graphique suivant fournit l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation du disponible (KD et KUD) entre 2011 et 2013.



▪ Qualité de Service

De 2011 à 2013, l'énergie non fournie va passer de 45 GWh en 2011 à 0 GWh en 2013. Il faut noter que l'END due aux réseaux de Transport et de Distribution n'est pas prise en compte.

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





24. Annexe 7 : Les prochaines étapes du processus

Rubrique	Responsable	Action à mener	Echéance
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 SENELEC sera révisée et de la durée de la consultation.	Du 10 juin au 30 juin 2011
<u>Eventuellement</u> Ajustement des objectifs	Ministère chargé de l'Énergie	Publication de nouvelles orientations	10 juillet 2011
<u>Eventuellement</u> Révision des projections pour la période 2010-2014	SENELEC	Soumission, au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission, des projections révisées sur la base des nouvelles orientations	20 juillet 2011
Projet de décision	Commission	Publication d'un projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues pour la période 2011-2013.	10 juillet 2011 (30 juillet 2011 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Contestation du projet de décision	SENELEC	Communication au Ministre chargé de l'Énergie et à la Commission de la contestation.	20 juillet 2011 (10 août 2011 en cas d'ajustement des objectifs)
<u>Eventuellement</u> Choix d'un expert	Ministère chargé de l'Énergie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission.	30 juillet 2011 (20 août 2011 en cas d'ajustement des objectifs)

Rubrique	Responsable	Action à mener	Echéance
<u>Eventuellement</u> Conclusions de l'expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC.	20 août 2011 (09 septembre 2011 en cas d'ajustement des objectifs)
Décision finale	Commission	Publication de la décision finale par tous moyens appropriés	20 juillet 2011 (20 septembre 2011 en cas d'ajustement des objectifs et de contestation du projet de décision)
Nouvelle grille tarifaire	SENELEC	Estimation du Revenu Maximum Autorisé et indexation du tarif moyen maximum, sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus. Eventuellement, publication de la nouvelle grille des tarifs.	30 juillet 2011 (30 septembre en cas d'ajustement des objectifs et de contestation du projet de décision)

