République du Sénégal -
Ministère de l'Energie

Etude sur les aspects techniques, économiques et financiers du cadre réglementaire pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables

Phase 1 - Rapport provisoire:

Diagnostic sur base des informations existantes

Juillet 2010

MVV decon GmbH
c/o intec
Leopoldsweg 2
61348 Bad Homburg
Allemagne
Tél: +49-6172-930-279
Fax: +49-6172-930-270
eMail: jean-pierre.abrassart@gopa-intec.de
info@gopa-intec.de
www.gopa-intec.de

TABLE DES MATIERES

1 SOMMAIRE 1-9

2 POTENTIEL THEORIQUE EN ENERGIE RENOUVELABLE 2-22

2.1 POTENTIEL EOLIEN 2-22
2.1.1 Ressources éoliennes 2-22
2.1.2 Production théorique 2-25
2.1.3 Caractère temporaire de la production éolienne 2-29
2.2 POTENTIEL SOLAIRE 2-32
2.2.1 Ressource solaire 2-32
2.2.1.1 Données de mesures de rayonnement disponibles 2-33
2.2.1.2 Carte rayonnement de Meteotest 2-33
2.2.1.3 Autres sources 2-34
2.2.2 Production théorique d'énergie à partir de systèmes photovoltaïque 2-35
2.2.3 Caractère temporaire de la production photovoltaïque 2-36
2.3 BIOMASSE/BIOGAZ 2-39
2.3.1 Généralités 2-39
2.3.1.1 Concurrence agroalimentaire 2-39
2.3.1.2 Concurrence de l'énergie 2-39
2.3.1.3 Concurrence ds surfaces ou concurrence de l'eau 2-39
2.3.2 Biomasse pertinente disponible et potentiel théorique 2-39
2.3.2.1 Bois de feu 2-39
2.3.2.2 Typha australis 2-40
2.3.2.3 Résidus agricoles et agro-industriels 2-41
2.3.2.4 Biogaz à partir des déchets organiques 2-43
2.3.2.5 Estimation du potentiel utilisable 2-46
2.4 UTILISATION ACTUELLE DES ENR 2-47
2.4.1 Energie éolienne 2-47
2.4.2 Energie solaire 2-47
2.4.3 Biomasse/biogaz 2-47
2.4.3.1 Bagasse 2-47
2.4.3.2 Coques d'arachides 2-48
2.4.3.3 Biogaz 2-48
2.5 LES PROJETS ENR ACTUELLEMENT INITIES 2-49
2.5.1 Parc éolien de Saint-Louis 2-49
2.5.2 Parc éolien de Taïba Ndiaye 2-49
2.5.3 Parcs éoliens de Mboro et Léona 2-49
2.5.4 Centrale photovoltaïque de Ziguinchor (7,3 MW) 2-49
2.5.5 Bioénergie Ross Bethio, Cogénération 2-50
2.5.6 Cogénération à partir de bagasse à la CSS (Compagnie Sucrière Sénégalaise) 2-50
2.5.7 Traitement des déchets d'un abattoir 2-50
2.5.8 Captage de gaz de la décharge de Mbeubeuss pour la génération électrique 2-50

TABLE DES MATIERES

3 POTENTIEL TECHNIQUE DE PRODUCTION 3-51

3.1 DEMANDE D'ELECTRICITE (ENERGIE ET PUISSANCE) 3-51
3.1.1 Scénarios de demande d'injection et de la pointe sur le réseau interconnecté 3-51
3.1.1.1 Raccordement de Ziguinchor au RI 3-52
3.1.1.2 Raccordement de Tambacounda au RI 3-53
3.1.1.3 Impact du raccordement de Ziguinchor et Tambacounda sur les scénarios de demande du RI 3-53
3.1.1.4 Electrification rurale 3-54
3.1.2 Scénario de demande d'injection et de la pointe dans le réseau isolé de Ziguinchor 3-55
3.1.3 Scénarios de demande d'injection et de la pointe dans le réseau isolé de Tambacounda 3-56
3.1.4 Scénarios de demande d'injection et de la pointe d'autres réseaux isolés 3-57
3.2 DEMANDE SATISFAITE PAR LES CENTRALES EXISTANTES ET PLANIFIEES 3-58
3.2.1 Réseau interconnecté 3-58
3.2.1.1 Centrales hydroélectriques 3-58
3.2.1.2 Centrales thermiques des producteurs indépendants 3-59
3.2.1.3 Centrale de Kounoune 3-59
3.2.1.4 Centrales de la Sénélec 3-59
3.2.2 Centrales de Ziguinchor et de Tambacounda 3-60
3.2.2.1 Ziguinchor 3-60
3.2.2.2 Tambacounda 3-60
3.2.3 Centrales des autres réseaux isolés 3-60
3.3 POTENTIEL TECHNIQUE DES CENTRALES EOLIENNES – RÉSEAU INTERCONNECTE 3-60
3.3.1 Méthodologie 3-60
3.3.2 Potentiel technique 3-65
3.3.2.1 Scénario de base – Sénélec 3-65
3.3.2.2 Scénario faible – Sénélec 3-66
3.3.2.3 Scénario fort - Sénélec 3-66
3.3.2.4 Analyse de sensibilité 3-67
3.3.2.5 Autres scénarios – (Consultant) 3-68
3.3.2.6 Raccordement d'une centrale biomasse et des éoliennes au réseau interconnecté 3-71
3.4 POTENTIEL (TECHNIQUE) DES CENTRALES PV – RESEAU INTERCONNECTE 3-72
3.4.1 Hypothèses et méthodologie 3-72
3.4.2 Potentiel technique 3-73
3.5 POTENTIEL (TECHNIQUE) DES CENTRALES PV POUR LES RÉSEAUX ISOLÉS 3-75
3.5.1 Réseau isolé de Ziguinchor 3-75
3.5.2 Réseau isolé de Tambacounda 3-78
3.6 TECHNOLOGIES DISPONIBLES POUR LES ENR 3-79
3.6.1 Technologies disponibles pour l'éolien 3-79

TABLE DES MATIERES

3.6.2 Technologies disponibles pour le solaire 3-81
3.6.2.1 Le solaire photovoltaïque 3-81
3.6.2.2 Solaire thermique 3-83
3.6.2.3 Comparaison photovoltaïque – solaire 3-86
3.6.3 Biomasse 3-87
3.6.3.1 Centrale à turbine vapeur 3-87
3.6.3.2 Cycle de Rankin Organique (COR) 3-87
3.6.3.3 Moteur Stirling 3-88
3.6.3.4 Gazéification et moteur à gaz 3-88
3.6.3.5 Production de biogaz par fermentation et moteur à combustion interne 3-88
3.6.3.6 BTL (biomasse-to-liquid) 3-89

4 RACCORDEMENT AU RESEAU DES CENTRALES ENR 4-89

4.1 LE RESEAU HT/MT SÉNÉGALAIS 4-90
4.2 SITES D'IMPLANTATION DES CENTRALES ENR 4-90
4.3 IDENTIFICATION DES SITES PREFERENTIELS 4-91
4.3.1 Puissance nominale des parcs éoliens 4-91
4.3.2 Puissance nominale des centrales PV 4-91
4.3.3 Puissance nominale des centrales Biomasse 4-92
4.3.4 Sites préférentiels éoliens 4-92
4.3.5 Sites préférentiels des centrales PV 4-93
4.3.6 Sites préférentiels des centrales Biomasse 4-93

5 ANALYSE DU CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE EN VIGUEUR 5-94

5.1 CONTEXTE 5-94
5.2 PREMIERE PARTIE : TEXTES DE PORTEE GENERALE 5-95
5.2.1 Circulaire primatoriale n°10 226 pm/sgg/ecs du 21 décembre 1978 5-95
5.2.2 Loi n°81-22 du 25 juin 1981 instituant des avantages fiscaux dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire ou éolienne et complétant le code général des impôts 5-95
5.2.3 Loi n°83-04 du 28 janvier 1983 sur l'utilisation de l'énergie 5-96
5.2.4 Loi 2004-12 du 06 février 2004 (articles 18o a 183 du code des impôts) relative à la réduction d'impôts sur les bénéfices industriels et commerciaux, sur les bénéfices des professions non commerciales et sur les bénéfices de l'exploitation agricole pour investissement dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne 5-96
5.2.5 Code des marchés publics 5-96
5.2.6 Statuts de Sénélec 5-97
5.2.7 Lettre de Politique de Développement du Secteur Electrique (LPDSE) 5-97
5.2.8 Loi n°64-45 du 17 juin 1964 relative au domaine national 5-98
5.2.9 Décret 64-573 du 30 juillet 1964 fixant les conditions d'application de la loi n°64-45 du 17 juin 1964 relative au domaine national 5-98
5.2.10 Loi n°76-66 du 02 juillet 1976 portant code du domaine de l'Etat 5-98
5.2.11 Loi n°2001- 01 du 12 avril 2001 portant code de l' environnement 5-99
5.2.12 Code des investissements 5-99

TABLE DES MATIERES

5.2.13 Loi 2007-25 accordant des avantages dérogatoires au code des investissements et au code minier pour des investissements de plus de 250 millions FCFA 5-101

5.3 DEUXIEME PARTIE : CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE ACTUEL 5-101
5.3.1 Loi 98 -29 du 14 avril 1998 relative au secteur électrique 5-101
5.3.2 Décret n° 98-333 du 21 avril 1998 portant organisation et fonctionnement de la commission de régulation du secteur électrique 5-102
5.3.3 Décret n°98-334 du 24 avril 1998 fixant les conditions et modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production de distribution et de vente d'énergie électrique 5-102
5.3.4 Décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires 5-103
5.3.5 Décret n° 98-336 du 21 avril 1998 relatif aux prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité 5-103
5.3.6 Cahier des charges du contrat de concession et de licence du 31 mars 1999 5-103
5.3.7 Loi n°2002-01 du 10 janvier 2002 abrogeant et remplaçant l'article 19 alinéas 4 et 5 et le chapitre iv de la loi n° 98 -29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité 5-104
5.3.8 Loi n° 2006-18 portant création de la redevance d'électrification rurale 5-104
5.3.9 Projet de loi portant loi d'orientation sur les énergies nouvelles **renouvelables** 5-104
5.4 ANALYSE CRITIQUE DES TEXTES 5-106

6 LES CONTRAINTES ACTUELLES 6-110

6.1 LES CONTRAINTES TECHNIQUES 6-110
6.2 LES CONTRAINTES ECONOMIQUES ET FINANCIERES 6-110
6.2.1 Besoins de subvention 6-110
6.2.2 Absence d'un cadre réglementaire pour l'attribution de subventions 6-110
6.2.3 Absence d'une source de financement pour les subventions 6-111
6.2.4 Financement par des fonds propres des investisseurs probablement élevé par rapport aux projet des centrales traditionnelles 6-111
6.2.5 Processus laborieux et couteux pour obtenir des crédits carbone 6-112
6.2.6 Rôle des promoteurs et rendement attendu des investisseurs 6-112
6.2.7 Aspects économiques des centrales ENR 6-113
6.2.8 Financement des coûts d'investissement des centrales ENR 6-114
6.2.8.1 Financement du type « non recourse » 6-114
6.2.8.2 Financement par des fonds propres 6-115
6.2.8.3 Financement par des crédits 6-115
6.2.8.4 Financement par des subventions 6-116
6.2.8.5 Le rôle du crédit carbone pour le financement 6-116
6.3 LES CONTRAINTES DU CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE 6-117

ANNEXES[1]

Annexe no 2.1	**Approche analytique du calcul du potentiel théorique en puissance**
Annexe no 2.2	**Réponse de la CSS lors d'un entretien guidé**
Annexe no 3.1	**Hypothèse concernant les puissances disponibles durant les heures de pointe**
Annexe no 3.2	**Potentiel technique - scénarios faible et fort du Consultant**
Annexe no 4.1	**Carte du réseau HT/MT sénégalais**
Annexe no 5.1	**Principes généraux d'exploitation du réseau interconnecté de l'OMVS**
Annexe no 6.1	**Rentabilité pour le Sénégal de trois projets de centrales ENR proposés par des promoteurs**
Annexe no 6.2	**Aperçu de différents modes de subvention**
Annexe no 6.3	**Processus d'attribution de certificats MDP**

[1] Les annexes sont numérotées en fonction des chapitres auxquels elles appartiennent.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau no 1.1 - Production théorique éolienne (MWh/MW.an) 1-11
Tableau no 1.2 - Potentiel et productible installable 1-11
Tableau no 1.3 - Production photovoltaïque annuelle spécifique nette 1-14
Tableau no 1.4 - Superficie des panneaux en fonction de la technologie 1-15
Tableau no 1.5 - Potentiel énergétique – Biomasse 1-15
Tableau no 1.6 - Biomasse – potentiel en énergie électrique 1-16
Tableau no 1.7 - Potentiel technique éolien (MW de puissance nominale installée) 1-18
Tableau no 1.8 - Potentiel PV des centres isolés de Ziguinchor et Tambacounda 1-19
Tableau no 2.1 - Résultats des mesures de vents effectuées au Sénégal 2-24
Tableau no 2.2 - Hypothèse retenues pour le calcul du potentiel théorique 2-26
Tableau no 2.3 - Production théorique 2-26
Tableau no 2.4 - Potentiel théorique éolien (puissance nominale installable) 2-28
Tableau no 2.5 - Productible annuel du potentiel installable 2-29
Tableau no 2.6 - Stations météorologiques au Sénégal 2-33
Tableau no 2.7 - Hypothèses pour la production théorique photovoltaïque 2-35
Tableau no 2.8 - Production photovoltaïque annuelle spécifique nette 2-35
Tableau no 2.9 - Superficie des panneaux en fonction de la technologie 2-35
Tableau no 2.10 - Potentiel annuel de Typha 2-41
Tableau no 2.11 - Potentiel annuel de balle de riz 2-41
Tableau no 2.12 - Potentiel annuel de coques d'arachide 2-42
Tableau no 2.13 - Potentiel annuel (tiges de maïs, mil Sorgho) 2-43
Tableau no 2.14 - Potentiel énergétique – ordures domestiques et municipales 2-44
Tableau no 2.15 - Potentiel énergétique – eaux usées 2-44
Tableau no 2.16 - Potentiel énergétique – déchets d'animaux 2-45
Tableau no 2.17 - Potentiel énergétique – déchets d'abattoirs 2-45
Tableau no 2.18 - Biomasse – potentiel en énergie électrique 2-46
Tableau no 2.19 - Production d'électricité à partir de biogaz 2-48
Tableau no 3.1 - Scénarios de demande – Réseau interconnecté 3-51
Tableau no 3.2 - Estimation de la pointe et de la demande des concessions ER 3-55
Tableau no 3.3 - Scénario de demande – Réseau de Ziguinchor 3-56
Tableau no 3.4 - Scénarios de demande – Réseau de Tambacounda 3-57
Tableau no 3.5 - Scénarios de demande – Autres centres isolés 3-58
Tableau no 3.6 - Estimation de l'énergie injectée dans le RI par les centrales hydroélectriques 3-58
Tableau no 3.7 - Production injectée dans le RI par les producteurs indépendants 3-59
Tableau no 3.8 - Production injectée dans le RI par Kounoune 3-59
Tableau no 3.9 - Production des centrales de la Sénélec dans le scénario de base 3-60
Tableau no 3.10 - Potentiel technique des éoliennes – Demande : scénario de base. Centrales sauf éoliennes : Senelec, OMVS, OMVG. 3-66
Tableau no 3.11 - Potentiel technique des éoliennes – Demande : scénario faible. Centrales sauf éoliennes : Sénélec, OMVS, OMVG. 3-66
Tableau no 3.12 - Potentiel technique des éoliennes – Demande : scénario fort. Centrales sauf éoliennes : Sénélec, OMVS, OMVG 3-67
Tableau no 3.13 - Résultats des analyses de sensibilité – Scénario sur la base des informations Sénélec, OMVS et OMVG concernant la mise en service de nouvelles centrales 3-68
Tableau no 3.14 - Changements des hypothèses concernant le démarrage de production de certaines centrales 3-68
Tableau no 3.15 - Scénario de base (Consultant) – ajournement de la mise en service de Sendou,

LISTE DES TABLEAUX

Gouina, Kaléta et Sambangalou et raccordement de Zinguinchor et Tambacounda au RI en 2017 3-69
Tableau no 3.16 - Injection de puissance par des centrales durant les heures de pointe 3-70
Tableau no 3.17 - Résultat des analyses de sensibilité – scénarios du Consultant 3-70
Tableau no 3.18 - Potentiel technique des éoliennes dans le cas de l'adjonction au système d'une centrale biomasse de 30 MW – Demande : scénario de base Sénélec 3-71
Tableau no 3.19 - Potentiel technique éolien avec addition d'une centrale biomasse de 30 MW. Demande : Scénario de base. Source d'autres centrales d'achat : Sénélec, OMVS, OMVG 3-72
Tableau no 3.20 - Potentiel technique des centrales PV sur le RI – Scénario de base 3-74
Tableau no 3.21 - Puissance maximum moyenne d'une centrale PV et puissance moyenne entre 11 h et 14 h (en % de la puissance de crête installée) 3-76
Tableau no 3.22 - Potentiel d'une centrale PV pour le réseau isolé de Ziguinchor. Demande : scénario de base 3-77
Tableau no 3.23 - Potentiel d'une centrale PV pour le réseau isolé de Ziguinchor. Demande : scénario de base 3-79
Tableau no 3.24 - Caractéristiques des modules « cristallin » et à « couche mince » 3-83
Tableau no 3.25 - Comparaison solaire thermique – solaire photovoltaïque 3-86
Tableau no 4.1 - Zones/sites d'implantation des centrales Biomasse 4-91
Tableau no 4.2 - Centrales Biomasse – puissances nominales 4-92
Tableau no 5.1 - Limite d'exploitation aux postes de Sakal et Tobène 5-109

LISTE DES FIGURES

Figure no 1.1 - Zones à potentiel éolien 1-10
Figure no 1.2 - Evolution de la production mensuelle moyenne éolienne (MWh/MW) 1-12
Figure no 1.3 - Evolution de la production journalière 1-13
Figure no 1.4 - Données solaires au Sénégal 1-14
Figure no 1.5 - Prévision de la puissance de pointe sur le réseau interconnecté – scénario de base 1-17
Figure no 2.1 - Catre des vents au Sénégal (source WWA) 2-23
Figure no 2.2 - Comparaison des mesures effectuées et des données du WWA 2-25
Figure no 2.3 - Superficie théoriquement utilisable pour l'éolien 2-27
Figure no 2.4 - Evolution de la production mensuelle moyenne éolienne (MWh/MW) 2-30
Figure no 2.5 - Evolution de la production journalière (MWh/MW) 2-31
Figure no 2.6 - Monotone de production normalisée. 2-32
Figure no 2.7 - Données solaires au Sénégal 2-34
Figure no 2.8 - Puissance photovoltaïque générée par MW_c installé 2-37
Figure no 2.9 - Evolution de la production mensuelle photovoltaïque 2-38
Figure no 2.10 - Evolution annuelle de la production journalière 2-38
Figure no 3.1 - Raccordement de Ziguinchor au Réseau Interconnecté 3-53
Figure no 3.2 - Courbe « Courant – Tension » en fonction du rayonnement et de la température 3-82

1 SOMMAIRE

Le Sénégal et le Gouvernement sénégalais ont reconnus depuis longtemps l'importance de l'exploitation des énergies renouvelables puisque déjà en 1978 la circulaire patrimoniale énonçait des mesures favorisant l'utilisation de matériel solaire par tous les agents économiques. En 1981, une loi instituait des avantages fiscaux dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire ou éolienne en complétant le code général des impôts.

Malgré ces lois et d'autres qui ont été promulguée par la suite, l'utilisation des énergies renouvelables notamment pour la production d'électricité n'a pas réellement décollé sauf dans le domaine rural où de nombreux systèmes photovoltaïques individuels et une dizaine de centrales PV ont été installés dans le cadre de projets d'électrification rurale. Ainsi en 2006, la puissance totale de crête en systèmes photovoltaïque était d'environ 2.000 kW dont ≈ 1400 kWc pour des systèmes individuels et communautaires et ≈ 400 kWc pour des installations de télécommunication. Actuellement, la puissance de crête installée peut être estimée à 2,5 – 3 MW compte tenu des projets d'électrification en cours sous l'égide de l'ASER.

En 1998, la loi relative au secteur de l'électricité a dessiné le nouveau paysage électrique du Sénégal en introduisant d'importantes réformes destinées à accompagner et appuyer la libéralisation du secteur électrique et favoriser le développement de l'offre d'énergie électrique par des opérateurs indépendants tout en maintenant la Sénélec dans un statut d'Acheteur Unique.

Cette loi a conduit à l'apparition de producteurs indépendants sur le marché sénégalais tels que GTI mais tous produisent à partir d'énergie fossile

Ce n'est que depuis 2006-2007 que des promoteurs étrangers se sont intéressés à l'exploitation des sources d'énergie renouvelables au Sénégal, principalement dans le domaine de l'éolien, du solaire photovoltaïque et de la Biomasse par l'exploitation du Typha dans la région du delta du Fleuve Sénégal.

- o – o – o – o – o – o – o -

L'estimation du potentiel théorique éolien au Sénégal a été établie sur base des résultats de mesures effectuées par des promoteurs et sur base de données tirées du Word Wind Atlas (WWA) Ces données ont permis d'établir la carte suivante qui montre que la région exploitable pour l'implantation de parcs éoliens s'étend le long de la Grande Côte entre approximativement Thiès et Saint-Louis sur une distance d'environ 45 km à l'intérieur des terres. Cette bande de terre se caractérise par des vitesses moyennes de vent à 50 m comprises entre 5,7 et 6 m/s.

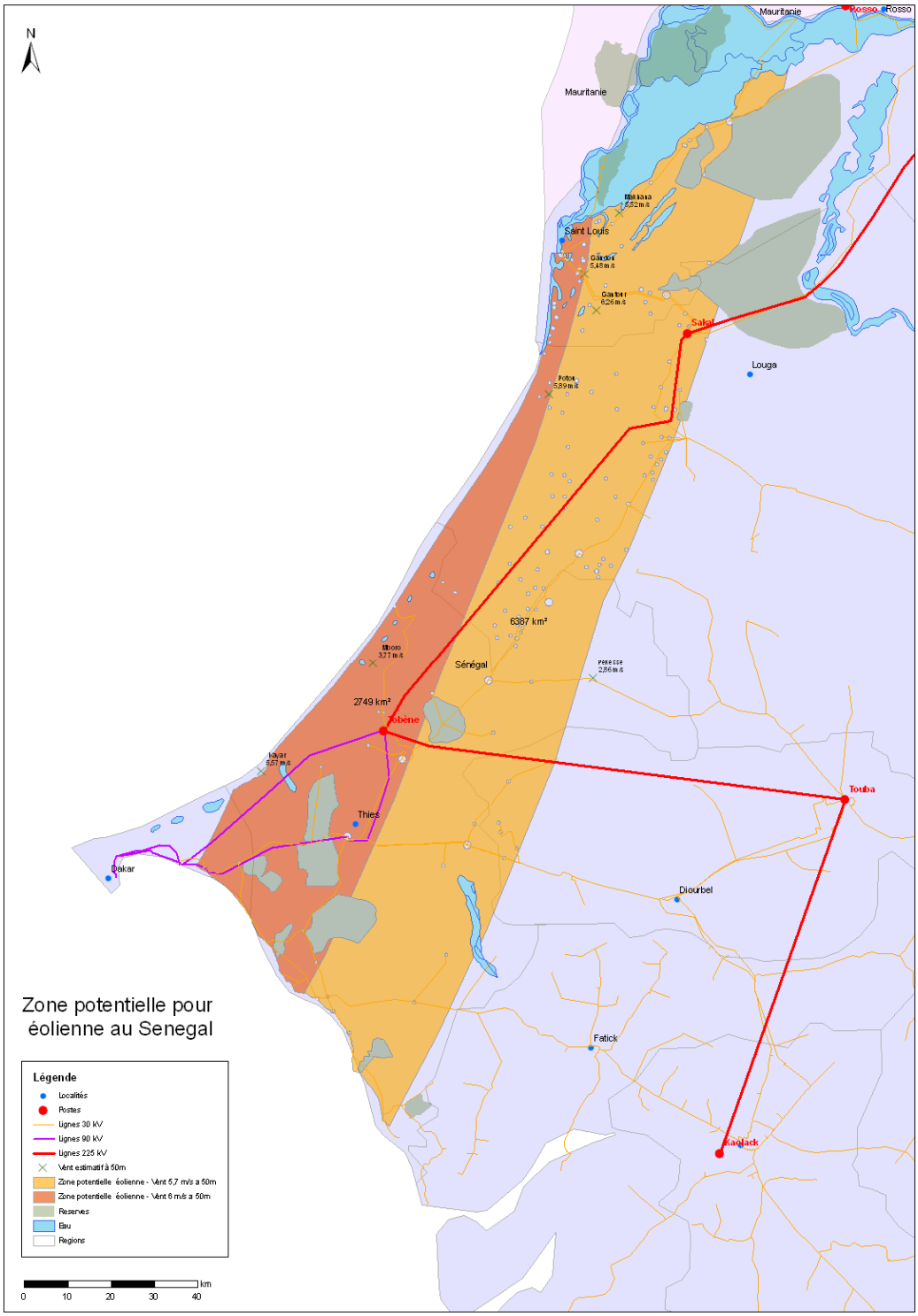


Figure no 1.1 - Zones à potentiel éolien

La production éolienne calculée, sur base de l'éolienne Gamesa G58, pour ces deux zones et normalisée pour une puissance nominale installée de 1 MW est donnée dans le tableau suivant pour les vitesses moyennes de vent caractérisant les deux zones précisées sur la carte précédente.

Vitesse de vent à 50m hauteur (m/s)		Vitesse de vent à 70 m (m/s)	Production G 58 (MWh/an)	Production spécifique nette (MWh/MW.an)	
6,0	± 0,15	6,54	2.175	2.098	± 341
5,7	± 0,15	6,21	1.906	1.839	± 304

Tableau no 1.1 - Production théorique éolienne (MWh/MW.an)

En ce qui concerne la capacité installable en terme de puissance nominale dans ces deux zones, elle est calculée en admettant que les surfaces appropriées et disponibles sont entièrement couvertes d'éoliennes avec une trame type[2] qui conduit à une puissance nominale installable de 5,5 MW/km².

Le tableau suivant donne la puissance nominale installable ainsi que son productible annuel.

Vitesse vent (m/s)	Superficie utilisable (%)	Superficie utilisée (%)	PN installable (MW)	Productible annuel (GWh)	Productible/demande 2025 (%)
6,0 ± 0,15	2.474	100	13.600	28.560	450
		10	1.360	2.856	45
		5	680	1.428	23
		1	138	290	5
5,7 ± 0,15	5.548	100	30.500	56.120	890
		10	3050	5.610	89
		5	1.520	2.800	44
		1	310	570	9

Tableau no 1.2 - Potentiel et productible installable

Ce tableau montre que le facteur limitant pour le développement de l'énergie éolienne au Sénégal n'est pas le potentiel théorique. En considérant une utilisation à 5 % de la superficie utilisable de la bande côtière (vitesse moyenne de 6 m/s), la puissance installable est de l'ordre de 680[3] MW et le productible annuel est compris entre 1.200 et 1.700 GWh soit 20 à 25 % de la demande sur le réseau interconnecté en 2025.

Les facteurs limitant le développement de l'éolien seront d'ordre technique, économique et financier. La détermination du potentiel technique réalisable dépend de plusieurs facteurs mais également du caractère fluctuant de la production éolienne qui doit s'intégrer dans l'approvisionnement en énergie existant et planifié.

Le diagramme suivant donne l'évolution de la production mensuelle moyenne éolienne normée (MWh/MW) pour une année donnée et un site donné ainsi que la production mensuelle injectée dans le réseau interconnecté à l'année 2009[4]. L'évolution mensuelle de la production éolienne n'est valable que pour un site. On peut cependant considérer qu'elle est représentative pour d'autres sites car tous

[2] La distance séparant les éoliennes dans la direction perpendiculaire au vent est de 4 D, D étant le diamètre du rotor. Dans la direction du vent, cette distance est de 12 D valeur recommandée pour des sites à vent faible.
[3] 680 MW représente 12 à 13 parcs de 50 MW
[4] Source Sénélec – Rapport annuel mouvement d'énergie année 2009. Le tableau A21 indique une pointe max de 424 MW en 2009 et une pointe max de 407 MW en 2008. Le tableau A22.a donne les puissances du 28 octobre 2009 qui était la journée à pointe max en 2009. La puissance max réalisée était de 407,2 MW et la puissance max estimée de 409,1 MW. La puissance max de 242 MW inclut probablement l'estimation de la demande que la Sénélec n'a pas pu satisfaire (à vérifier).

les sites appropriés pour l'énergie éolienne le long de la côte nord du Sénégal (Grande Côte) bénéficient du même régime de vent.

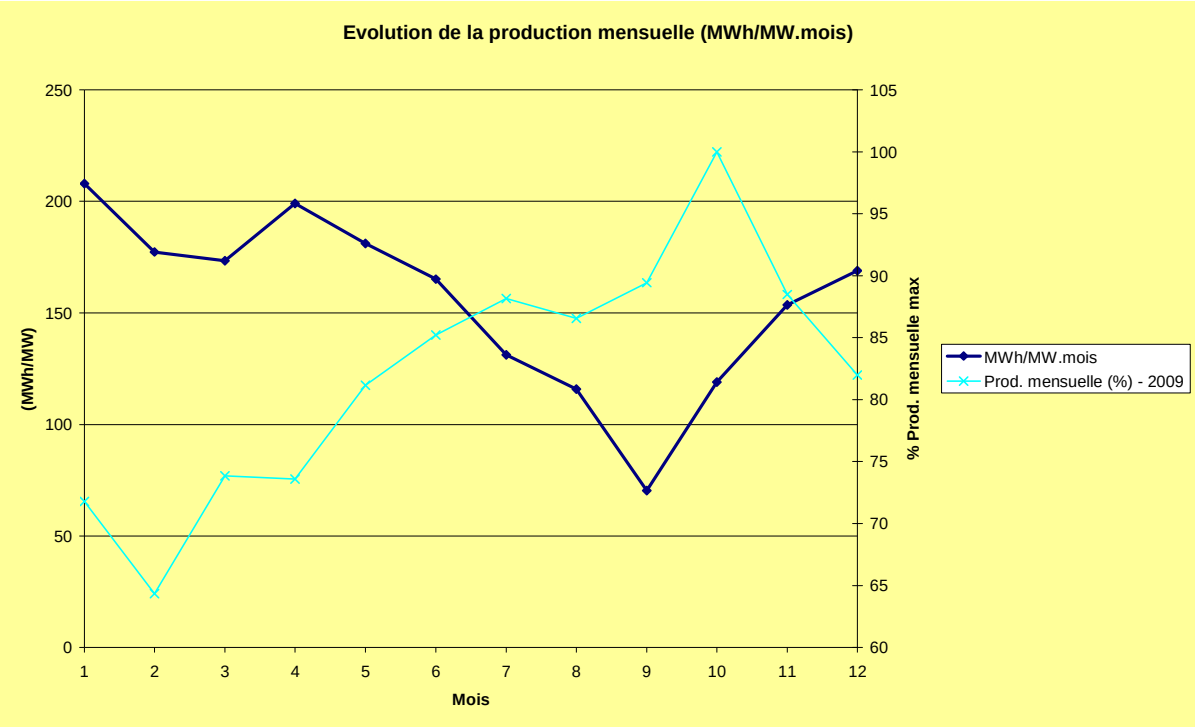


Figure no 1.2 - Evolution de la production mensuelle moyenne éolienne (MWh/MW)

L'évolution mensuelle de la production d'énergie montre un minimum entre juillet et octobre avec une production mensuelle d'environ 89 MWh/MW en septembre alors que la production est d'environ 230 MWh/MW en Avril. La production est forte en saison sèche et faible en saison des pluies.

Ce diagramme également montre que la production moyenne éolienne est pratiquement en opposition de phase avec la demande en énergie sur le réseau interconnecté. D'une manière générale, la production éolienne décroît de janvier à septembre où elle est minimum tandis que la demande sur le réseau interconnecté croît de janvier à septembre pour atteindre un maximum en octobre (ce maximum d'octobre correspond à la pointe max enregistrée sur le réseau interconnecté).

Le caractère fluctuant de la production éolienne se manifeste également durant la journée comme le montre le diagramme suivant établi pour une journée typique d'avril et une journée typique d'octobre.

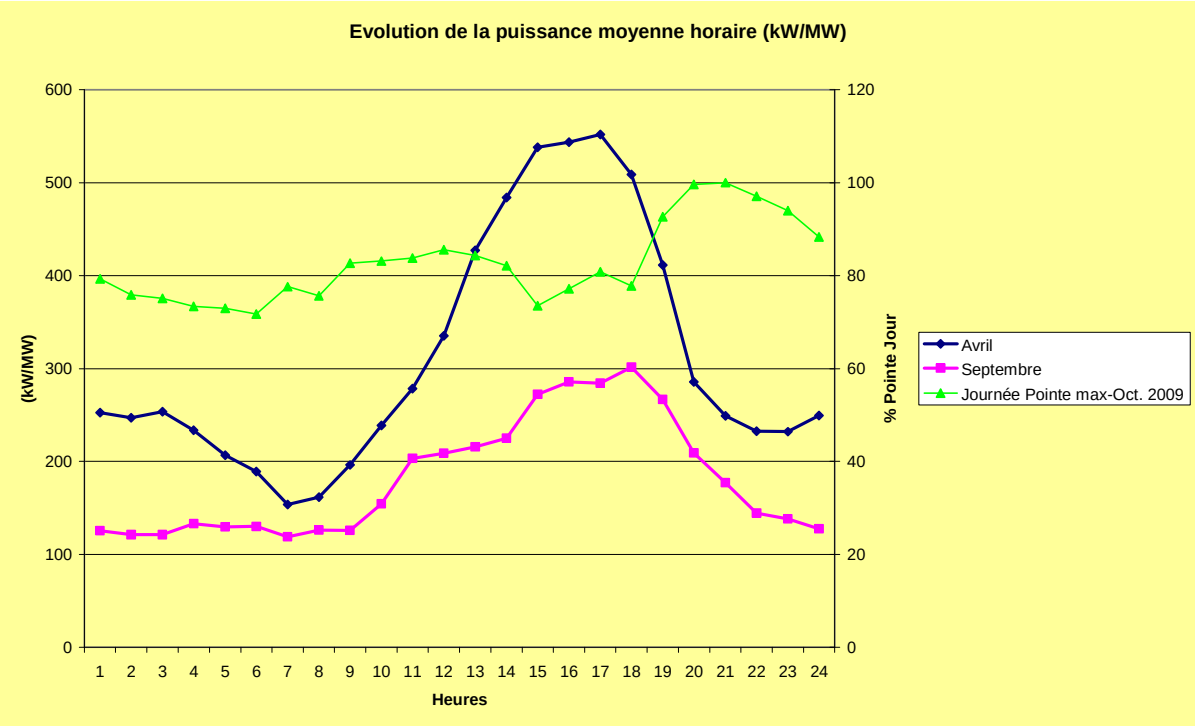


Figure no 1.3 - Evolution de la production journalière

Durant la journée, on constate un pic pendant les heures de l'après midi, la production maximale se déroule donc avant la pointe de charge dans la soirée. Durant les mois à forte production, l'évolution dans la journée est plus fortement prononcée, un signe évident d'un fort vent thermique. Il faut également remarquer qu'il s'agit d'évolution moyenne sur une journée. Les différences entre jours peuvent être plus importantes.

- o – o – o – o – o – o – o -

Le Sénégal se trouve dans l'hémisphère nord et s'étend entre le 12ième et le 17ième degré de latitude Nord et le 12ième et le 17ième degré de longitude Ouest. Le climat change du Nord au Sud, du caractère sahélien sec avec des précipitions d'environ de 300 mm au nord au caractère tropical pluvieux avec des précipitations jusqu'a 1300 mm au sud. Dans toutes les régions, les mois les plus pluvieux sont Juillet, Août et Septembre.

Compte tenu de la position géographique du Sénégal, on peut considérer un niveau de rayonnement solaire assez équilibré durant l'année, mais avec des réductions pendant la saison pluvieuse.

La figure suivante donne la carte du potentiel solaire en kWh/m² et par an. Elle est établie sur base d'informations tirées de Meteotest (Suisse) ainsi que de stations de mesures installées au Sénégal.

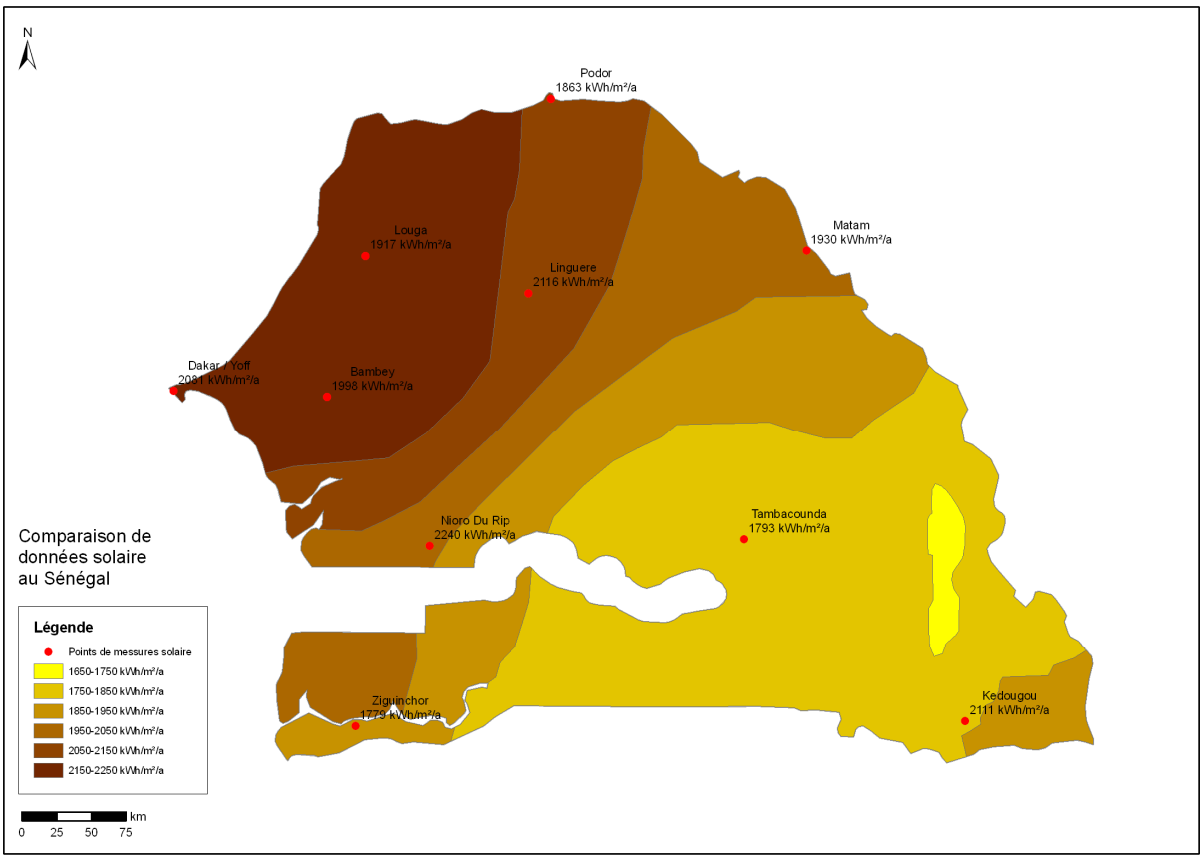


Figure no 1.4 - Données solaires au Sénégal

La production théorique annuelle à partir de systèmes photovoltaïque, normalisée par kW de crête installé est donnée dans le tableau suivant[5].

Rayonnement annuel (kWh/m²)	Rayonnement moyen/jour [kWh/m²]	Production annuelle spécifique nette [kWh/kW$_c$]
2200	6,03	1804
2100	5,75	1722
2000	5,48	1640
1900	5,21	1558
1800	4,93	1476

Tableau no 1.3 - Production photovoltaïque annuelle spécifique nette

La superficie nécessaire à l'installation d'une certaine puissance de crête est différente suivant la technologie des modules comme le montre le tableau suivant.

Type de panneau	Rendement typique	Superficie panneau spécifique [m²/kWc]
Modules monocristallins	16 % -18 %	7,5 – 9

[5] Calculé pour des modules polycristallins montés au sol avec une inclinaison de 15° par rapport à l'horizontale et orientés Sud. Les pertes totales du système sont estimées à 19 %.

Modules polycristallins	12 % - 16 %	8 – 10
Modules en couches minces	6 % - 11 %	12 – 17

Tableau no 1.4 - Superficie des panneaux en fonction de la technologie

En considérant les surfaces additionnelles nécessaires aux infrastructures, aux aires de maintenance et de nettoyage ainsi qu'aux chemins d'accès aux panneaux, on peut estimer que pour une centrale photovoltaïque, il faut réserver 2 à 3 fois la superficie nette des panneaux, c'est-à-dire une superficie de 2 à 5 ha par MW_c. En d'autres termes, sur 1 km², on peut installer environ 35 MW (type polycristallin) et produire plus de 60 GWh/km² par an.

Cela signifie qu'en théorie, une surface d'environ 45 km² (≈ 7 km x 7 km), équivalent à 0,03% de la surface totale du pays suffirait pour répondre à ses besoins actuels en énergie électrique[6] (≈ 2.700 GWh/an).

Le potentiel théorique ne présente donc aucune limite à l'utilisation de l'énergie solaire. Le problème qui se pose est que l'offre en énergie varie avec l'altitude du soleil et n'est pas adaptable à la demande instantanée en énergie et en puissance des consommateurs sans moyens importants de stockage. En principe, ces systèmes de stockage (batteries, centrales hydro par accumulation de pompage, air comprimé, etc.) sont possibles mais en raison des coûts élevés, ils ne sont généralement installés que dans des réseaux isolés et pas en liaison avec des centrales photovoltaïques connectées au réseau interconnecté.

- o – o – o – o – o – o – o -

L'estimation du potentiel théorique en Biomasse s'est focalisée sur des biomasses qui n'entrent pas en concurrence avec d'autres utilisations. Ne sont pas considérées dans cette étude les biomasses qui peuvent être utilisées dans l'alimentation, celles qui sont utilisées pour la production de bois de feu ou de combustible solide pour la cuisson, celles qui pourraient être utilisées pour le transport.

Le tableau suivant le potentiel énergétique théorique total en GJ/an et en tep/an

Biomasse	**Biomasse disponible par an [t] MS**	**Potentiel énergétique théorique total (GJ/an)**	**[tep/an]**
Typha	≈ 520.000	≈ 8.870.000	≈ 211.100
Balle de riz	≈ 100.000	≈ 1.370.000	≈ 32.160
Coque d'arachide	≈ 150.000	≈ 2.250.000	≈ 52.820
Maïs, Mil, Sorgho	≈ 1.343.000	≈ 9.900.000	≈ 232.450
Ordures domestiques	≈ 365.000	≈ 1.700.000	≈ 40.800
Eaux usées		≈ 1.060.000	≈ 24.900
Déjection animaux	≈ 183.000	≈ 2.100.000	≈ 50.300
Déchets d'abattoir		≈ 33.600	≈ 790

Tableau no 1.5 - Potentiel énergétique – Biomasse

[6] Il n'en est pas de même pour ses besoins en puissance qui engendrent cette demande annuelle en énergie.

Estimer la partie de la biomassse disponible qui pourra être utilisée pour la production d'électricité est très difficile. Des informations détaillées doivent exister telles que quantités de biomasse réellement produites, lieu de production, quantités actuellement utilisées avec quelles technologies, etc.

Les chiffres donnés dans le tableau suivant doivent par conséquent être considéré comme une estimation très approximative. Le calcul de la production d'énergie électrique tient compte des moteurs thermiques fonctionnant au biogaz, des installations CRO[7] et en partie des petites turbines à vapeur ou des usines de gazéification en considérant des rendements compris entre 20 et 30%.

Source	Potentiel théorétique (GJ/a)	Utilisation possible estimé (%)	Production électrique (MWh/an)	Remarques
Typha	8.866.000	40 - 60	246.000 – 370.000	Collecte/récolte difficile et coûteuse
Riz	1.370.000	30 – 50	23.000 -38.000	Potentiel partiellement réservé par d'autre projet
Coques d'arachides	2.250.000	20 - 30	25.000 -37.000	Actuellement utilisé, besoin coopération des huileries
Sucrerie			30.000	Réalisation déjà en cours
Tiges	9.902.000	2 – 10	11.000 - 55.000	Collecte non efficace
Biogaz déchets	1.740.000	15 – 40	22.00 – 58.000	Dépendant du système de gestion des déchets
Biogaz eaux usée	1.060.000	15 - 40	13.000 -35.000	Dépendant de la performance du système d'assainissement
Biogaz élevage	2.142.000	50 - 70	89.000 – 125.000	
Biogaz abattoir	33.700	70 - 90	2.000 – 2.500	
TOTAL			**461.000 - 750.500**	

Tableau no 1.6 - Biomasse – potentiel en énergie électrique

La quantité d'énergie électrique qui pourrait chaque année être produite à partir de la biomasse accessible est comprise entre 460 et 750 GWh. Cela représente environ 25 % de la demande en énergie sur le réseau interconnecté en 2009. Ce potentiel peut être entièrement exploitable car une centrale à Biomasse s'apparente dans son fonctionnement à une centrale traditionnelle a condition que sa fiabilité d'approvisionnement en combustible corresponde à celle de cette dernière

- o – o – o – o – o – o – o -

L'estimation du potentiel technique utilisable, notamment de l'éolien et du solaire qui sont des sources passives[8] nécessite de tenir compte de la demande d'injection et de la pointe sur le réseau. Celles-ci sont tirées de scénarios produits par la Sénélec. Un scénario, appelé « scénario –Consultant » qui tient compte du raccordement des centres isolés de Tambacounda et Zinguinchor au réseau interconnecté[9] dans le cadre des projets de l'OMVG et de l'OMVS a également été pris en

[7] CRO : abréviation pour Cycle de Rankin Organique
[8] Une source est dite passive lorsqu'elle ne peut pas être régulée contrairement à une source dite active comme une centrale thermique conventionnelle. Une centrale à biomasse s'apparente à une source active.
[9] Ce scénario a été établi sur base des scénarios Sénélec pour le réseau interconnecté et les centres isolés de Tambacounda et Ziguinchor.

considération. La figure suivante donne l'évolution de la puissance de pointe sur le réseau interconnecté dans le scénario de base. Les scénarios « faible »et « fort » sont peu différents.

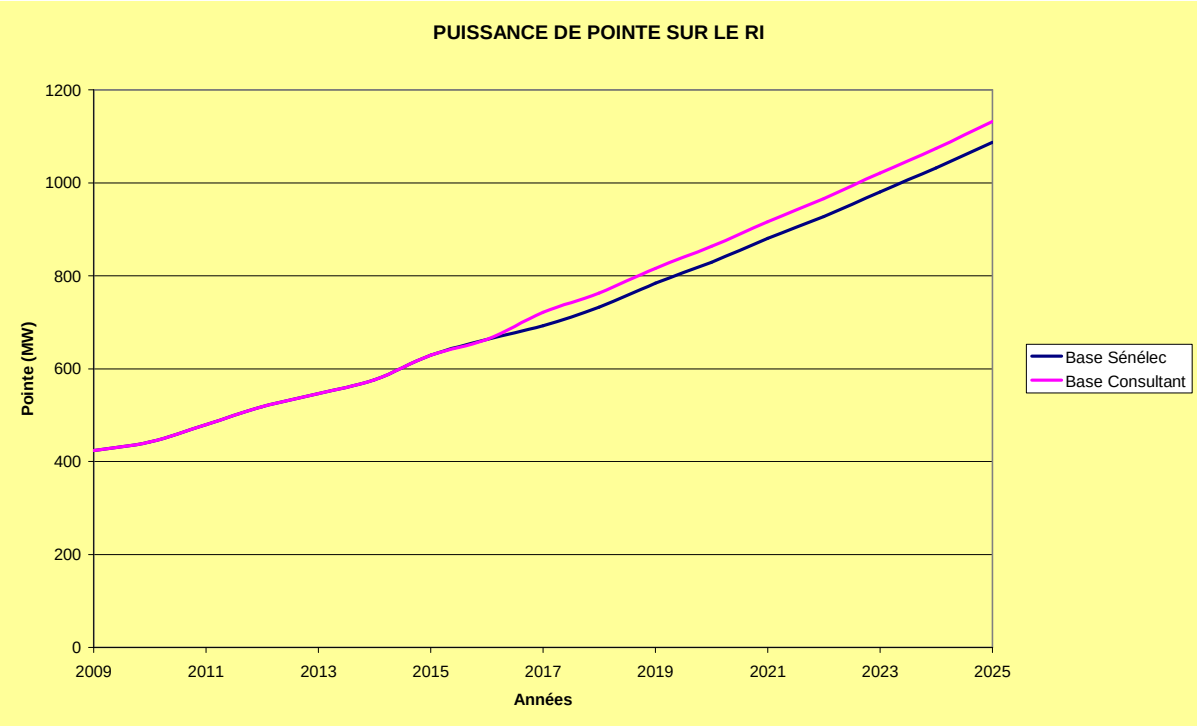


Figure no 1.5 - Prévision de la puissance de pointe sur le réseau interconnecté – scénario de base

La méthodologie utilisée pour estimer le potentiel technique éolien sur le réseau interconnecté comprend deux étapes. Dans la première étape, il est admis que la priorité dans l'utilisation des centrales sera accordée aux centrales hydroélectriques et à certaines centrales thermiques pour une ou plusieurs des raisons suivantes :

- économiques – centrales dont l'électricité est probablement la moins chère. Il est supposé que cela s'applique aux centrales hydroélectriques.

- contractuelles - producteurs indépendants avec des contrats « take or pay ». Cela s`applique aux centrales GTI et Sendou. Les contrats « take or pay » sont normalement seulement économiques si au moins le minimum « take » est acheté.

La seconde étape retient l'hypothèse selon laquelle seule la production de la Sénélec sera remplacée par la production des centrales éoliennes.

Une autre considération prise en compte est le besoin de disposer de suffisamment de capacité conventionnelle sur le réseau pour maintenir la fréquence et la tension et suppléer aux aléas de la production éolienne. Dans le réseau interconnecté de la Sénélec, ces fonctions de régulation sont assurées par les centrales de la Sénélec (diesel ou TAG) et/ou les centrales hydroélectriques. Au niveau de l'énergie, cette limite est prise en compte en acceptant seulement des solutions pour le potentiel technique des éoliennes où les centrales de la Sénélec injectent au moins 10% de la demande totale d'injection.

Une autre contrainte pour estimer le potentiel technique éolien est la nécessité de satisfaire la charge de base des centrales conventionnelles. Le risque d'avoir trop de capacité éolienne sur le réseau se présente notamment durant les heures creuses. Cela conduit à lier le potentiel technique à la puissance demandée durant les heures creuses de l'année. La contrainte d'avoir suffisamment de capacité de régulation et de réserve sur le réseau nécessite que les centrales hydroélectriques et/ou des centrales de la Sénélec injectent dans le réseau. De plus, il faut tenir compte du fait que les centrales en base injectent également dans le réseau durant les heures creuses. Le potentiel technique éolien est donc limité par la puissance demandée durant les heures creuses diminuée de la demande qui est satisfaite durant ces heures par les centrales en base et de régulation en tenant compte cependant du fait que les heures creuses se situent entre 2h et 7h du matin période pendant laquelle la puissance moyenne injectée par les éoliennes varient entre 15 % et 25 % de la puissance nominale installée en avril et est de l'ordre de 12 % en septembre.

Ces considérations conduisent à retenir que le potentiel technique éolien représente environ 45 % de la pointe minimale du réseau interconnecté. Ce potentiel exprimé en puissance est ensuite traduit en énergie sur base de la production spécifique annuelle par MW installé.

Le tableau suivant donne le potentiel technique éolien pour les différents scénarios.

Années	Potentiel technique éolien (MW)			
	Scénario Sénélec			Scénario Consultant
	Base	Faible	Fort	Base
2012	95	88	102	95
2013	102	94	113	102
2014	109	100	120	109
2015	121	108	136	121
2016	130	116	145	130
2017	138	69 (*)	153	144
2018	148	134	164	154
2019	161	147	177	168
2020	173	158	190	180
2021	187	171	204	194
2022	200	184	217	208
2023	214	198	232	223
2024	229	212	247	238
2025	245	227	264	255

(*) Limité par la contrainte selon laquelle les centrales Sénélec injectent au moins 10%

Tableau no 1.7 - Potentiel technique éolien (MW de puissance nominale installée)

Le potentiel technique éolien diffère peu d'un scénario à l'autre. Il évolue d'environ 100 MW en 2012 à 180 MW en 2020. Sa production annuelle représente chaque année environ 6 à 7 % de la demande totale sur le réseau interconnecté. Si on admet que le potentiel technique est limité à 55 % de la demande minimale, il passe, dans le scénario de base, de 116 MW en 2012 à 2010 MW en 2020.

Ce potentiel représente environ deux parcs de 50 MW en 2012 et 3 à 4 parcs en 2020.

- o – o – o – o – o – o – o -

Le potentiel technique en centrales PV sur le réseau interconnecté se base sur les hypothèses et constations suivantes :

- - Les centrales PV injectent de l'électricité dans le réseau entre 7 h et 18.30 h ;
- (b) - L'énergie injectée annuellement est estimée à ≈ 1.600 kWh par kWc installé ;
- (c) - La demande en énergie entre 7 h et 18.30 h représente ≈ 55 % de la demande totale durant la journée. Cette estimation se base sur les courbes de charges journalières présentées dans les rapports des mouvements d'énergie en 2008 et 2009.
- (d) - Les centrales en base (centrales hydroélectriques, GTI, Sendou) et la centrale de Kounoune injectent entre 7 h et 18.30 h 55 % de l'énergie totale qu'elles injectent durant la journée.
- (e) - Les centrales PV injectent le maximum d'énergie entre 12 h et 14 h ;
- (f) - La demande maximum en puissance entre 12 h et 14 h est d'environ 85 % de la pointe journalière. Cette estimation se base sur les courbes de charges journalières présentées dans les rapports des mouvements d'énergie en 2008 et 2009.
- (g) - Les centrales en base et Kounoune injectent entre 12 h et 14 h une puissance constante. Cette puissance est calculée comme : (environ) 9 % des MWh injectés durant l`année divisé par 730 heures (730 = 2 heures par jour * 365 jours).

Les hypothèses f) et g) sont utilisées pour estimer le potentiel technique des centrales PV ; les hypothèses b), c) et d) pour calculer le pourcentage de la demande d'énergie qui serait satisfait par les centrales PV.

Le tableau suivant donne le potentiel technique estimé dans le scénario de base. Ce potentiel passe de 75 MW_c en 2013 à 187 MW_c et satisfait entre 7 % et 11 % de la demande annuelle.

Le tableau suivant donne le potentiel PV pour les réseaux isolés de Ziguinchor et Tambacounda

Scénarios	**Potentiel PV (MW_c)**			
	Ziguinchor		**Tambacounda**	
	2012	**2020**	**2012**	**2020**
Base	≈ 14	≈ 24	≈ 5	≈ 8
Faible	≈ 14	≈ 21	≈ 5	≈ 7
Fort	≈ 14	≈ 26	≈ 5	≈ 9

Tableau no 1.8 - Potentiel PV des centres isolés de Ziguinchor et Tambacounda

- o – o – o – o – o – o – o -

Les contraintes qui pèsent actuellement sur le développement des énergies renouvelables, alors qu'un potentiel exploitable non négligeable existe sont essentiellement économiques et financières et résultent également du cadre législatif et réglementaire en vigueur.

D'une manière générale, les projets de centrales ENR (éolien, photovoltaïque, Biomasse) ont besoin de subventions pour qu'ils soient rentables pour les investisseurs et pour que le prix d'achat soit compétitif pour l'acheteur unique, la Sénélec.[10]

[10] Ce n'est pas spécifique au Sénégal. Dans les autres pays, notamment européens, les investisseurs bénéficient également d'une subvention puisque l'énergie qu'ils produisent est vendue à un prix fixé par le

Pour constituer un Fonds qui permette de subventionner le développement, il ne faut pas compter uniquement sur des bailleurs de fonds qui ont généralement tendance à subventionner des projets plutôt qu'un programme qui nécessite des fonds sur une longue période. Il faut que le Gouvernement sénégalais mette à disposition les fonds nécessaires soit par le budget ou indirectement via les tarifs de l'électricité[11]. L'établissement d'un Fonds de subvention n'exclut pas l'utilisation de subventions offertes par les Bailleurs de fonds.

Les projets de centrales ENR présentent plus de risques que les projets de centrales classiques. C'est la raison pour laquelle on peut s'attendre à ce que les banques préfèrent que les investisseurs financent un pourcentage important des coûts d'investissement par des fonds propres. Les renseignements obtenus des promoteurs indiquent que ce pourcentage devrait être de l'ordre de 30 % pourcentage qui conduit à des montants de plusieurs millions ou dizaines de millions d'euros pour des projets de taille commerciale.

Le financement par des crédits se heurte à deux problèmes. Pour obtenir des conditions de crédits favorables des banques commerciales, il est avantageux d'obtenir une garantie de l'Etat ce que n'autorise pas un accord entre les états de la CEDEAO pour le remboursement de crédits qui sont utilisés par des sociétés privées. L'autre problème est que les crédits sont en devises tandis que les revenus sont en monnaie locale.

La mise à disposition de subventions pour financer les coûts d`investissements aiderait les investisseurs à mobiliser le financement parce que la subvention permet de réduire le besoin en crédits et l'injection des fonds propres. C`est pourquoi les investisseurs préfèrent cette méthode de subvention à la méthode où le gouvernement subventionne les coûts d'achats (Cf. annexe no 7.2 pour les différences entre méthodes de subvention).

A l'heure actuelle, les promoteurs des projets ne savent pas si des subventions sont disponibles pour financer une partie des coûts d`investissements des projets qu`ils proposent. Cette incertitude a pour conséquence que les promoteurs donnent un prix de vente sans subvention des coûts d`investissements et un prix avec subvention. Le prix sans subvention n`est normalement pas compétitif pour la Sénélec. Si la Sénélec achetait à ce prix, l'Etat devrait la subventionner ou il faudrait augmenter les tarifs ce qui implique que les abonnés fournissent la subvention.

Le financement par des certificats crédit carbone dont le processus d'obtention est pénible et coûteux ne permet de réaliser un financement des coûts d'investissements parce que les revenus ne se réalisent que pendant la période d'exploitation. Ces revenus facilitent cependant le remboursement des crédits et notamment le remboursement des crédits en devises parce que le crédit carbone est payé en devises.

Le contexte actuel se caractérise par un nombre assez important de promoteurs des projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables exploitables au Sénégal, plusieurs dans le domaine éolien, un dans le domaine solaire photovoltaïque et un dans le domaine de la Biomasse (Typha).

Gouvernement qui est en général deux fois plus élevé que le prix payé par le consommateur. Pour le photovoltaïque, en Allemagne, le kWh injecté sur le réseau est payé ≈ 50 cents alors que le tarif est de l'ordre de 15 à 20 cents suivant le fournisseur. Le rachat par les fournisseurs à ce prix élevé de l'énergie produite par les sources renouvelables les a conduits à augmenter leur tarif aux consommateurs qui subventionnent donc ainsi les énergies renouvelables.

[11] L'impact de ces possibilités sera examiné dans la Phase II.

Ces promoteurs ont chacun réalisés des études et menés des campagnes de mesures, notamment dans le domaine éolien et sont seuls détenteurs des données, mesures et informations qu'ils ont collectées et pour lesquelles ils ont investi.

Le cadre réglementaire actuel oblige la Sénélec « Acheteur unique » à passer par la procédure d'appel d'offres. Ce qui l'empêche de passer un marché de gré à gré avec un promoteur en place ayant déjà réalisé des études et pouvant proposer un prix d'achat.

La loi sur les énergies renouvelables qui a été votée permet de déroger à cette obligation durant les deux années après sa promulgation, son article 19 précisant que « *dans un délai de deux ans à compter de la date de promulgation de cette présente loi, le ministère en charge de l'énergie pourra agréer des offres de projets soumis par des promoteurs privés* ».

Après cette période de deux années au cours de laquelle tout au plus un ou deux projets seront réalisés si l'on tient compte du temps nécessaire à la mise en place des subventions vraisemblablement nécessaires pour rendre le prix d'achat inférieur aux coûts évités, le Sénégal se trouvera dans une situation où l'acheteur unique devra passer par la procédure d'appel d'offres pour réaliser d'autres projets.

Or le cadre nécessaire pour passer par cette procédure d'appel d'offres n'est pas mis en place. Il n'existe pas de Plan Directeur des Energies renouvelables permettant de définir les projets et de les classer par ordre de priorité économique en fonction des coûts évités.

Les données et informations nécessaires à l'établissement d'un dossier d'appel d'offres et permettant aux soumissionnaires d'établir leurs offres sur une base commune n'existent pas. La procédure d'attribution d'éventuelles subventions n'est pas définie.

D'autres contraintes existent :

- Chaque projet sera soumis au droit régissant tout projet nouveau qui rentre dans le champ d'application du Code des Investissements ;

- Au plan fiscal les mesures particulières prises jusqu'ici dans ce domaine sont limitées dans leurs effets parce qu'insuffisamment incitatives ;

- L'acquisition ou la location de terrains pour les installations peut se révéler onéreux ;

- Le statut d'acheteur unique conféré à la Sénélec qui est considéré par les promoteurs privés comme une contrainte empêchant leur accès libre au marché de l'électricité. La présence d'un acheteur unique augmente le risque de retard de paiement ou de non paiement du promoteur. Dans le cas de plusieurs acheteurs, le risque de non paiement est réduit.

2 POTENTIEL THEORIQUE EN ENERGIE RENOUVELABLE

L'étude du potentiel théorique en énergie renouvelable[12] traite de trois énergies dont le soleil est à l'origine : l'énergie éolienne[13], l'énergie solaire et l'énergie tirée de la biomasse[14].

2.1 POTENTIEL EOLIEN

2.1.1 Ressources éoliennes

En raison de sa position géographique, les conditions de vent au Sénégal sont généralement déterminées par des ramifications d'alizé et des effets thermiques. La direction du vent dominant est le Nord. Les vitesses de vent sont de modérées à faibles. En général, le vent plus fort se trouve dans les régions côtières et il s'affaiblit à mesure que l'on s'éloigne des côtes. Au centre du pays, le potentiel éolien est négligeable. De plus, la vitesse du vent a tendance à diminuer du Nord au Sud le long de la côte de l'Afrique de l'Ouest.

Une étude systématique du potentiel de l'énergie éolienne au Sénégal n'a jamais eu lieu jusqu'à présent, c'est pourquoi les études ci-dessous se basent sur des calculs types globaux et généraux et des données provenant de mesures ponctuelles réalisées par des promoteurs de projets de parcs éoliens.

World Wind Atlas (WWA) [15]
L'Atlas Eolien Mondial (World Wind Atlas) est un ensemble de données mondiales qui décrit la condition du vent entre 50 et 500 m au dessus du sol. A l'élaboration du WWA, les données dites de réanalyse étaient utilisées, c'est à dire qu'il ne se basait pas sur les mesures du vent au niveau du sol mais il évaluait plutôt les modèles météorologiques et les données par satellites (semblables à une prévision météo). Des séries chronologiques de la vitesse et de la direction du vent sur la période 1993 - 2002 ont été générées avec une trame de 2,5°x 2,5°et extrapolées sur une carte de potentiel.

Le WWA peut donner un bon aperçu du potentiel du vent en général mais il n'est pas approprié pour décrire précisément les conditions de vent à l'emplacement précis d'un projet (par exemple pour une étude de faisabilité) car les effets locaux à petite échelle qui sont responsables des conditions réelles de vent ne sont pas pris en considération. L'expérience montre cependant que le WWA livre des résultats satisfaisants lorsque le terrain n'est pas complexe, à savoir qu'il présente peu de changement de rugosité et des faibles dénivelés. Néanmoins, toutes ces données éventuelles existantes doivent toujours être examinées et évaluées avec soin. La carte suivante donne les valeurs fournies par le WWA pour le Sénégal.

[12] Une énergie renouvelable est par définition une énergie dont la vitesse de formation est plus grande que sa vitesse d'utilisation.
[13] L'énergie éolienne provient du déplacement de masses d'air à l'intérieur de l'atmosphère, déplacements causés par des phénomènes météorologiques résultant de l'activité solaire.
[14] La biomasse résulte d'une énergie solaire stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités utilisées n'excèdent pas les quantités produites. Cette condition n'est pas toujours remplie, notamment pour le bois.
[15] Par Sander et Partner

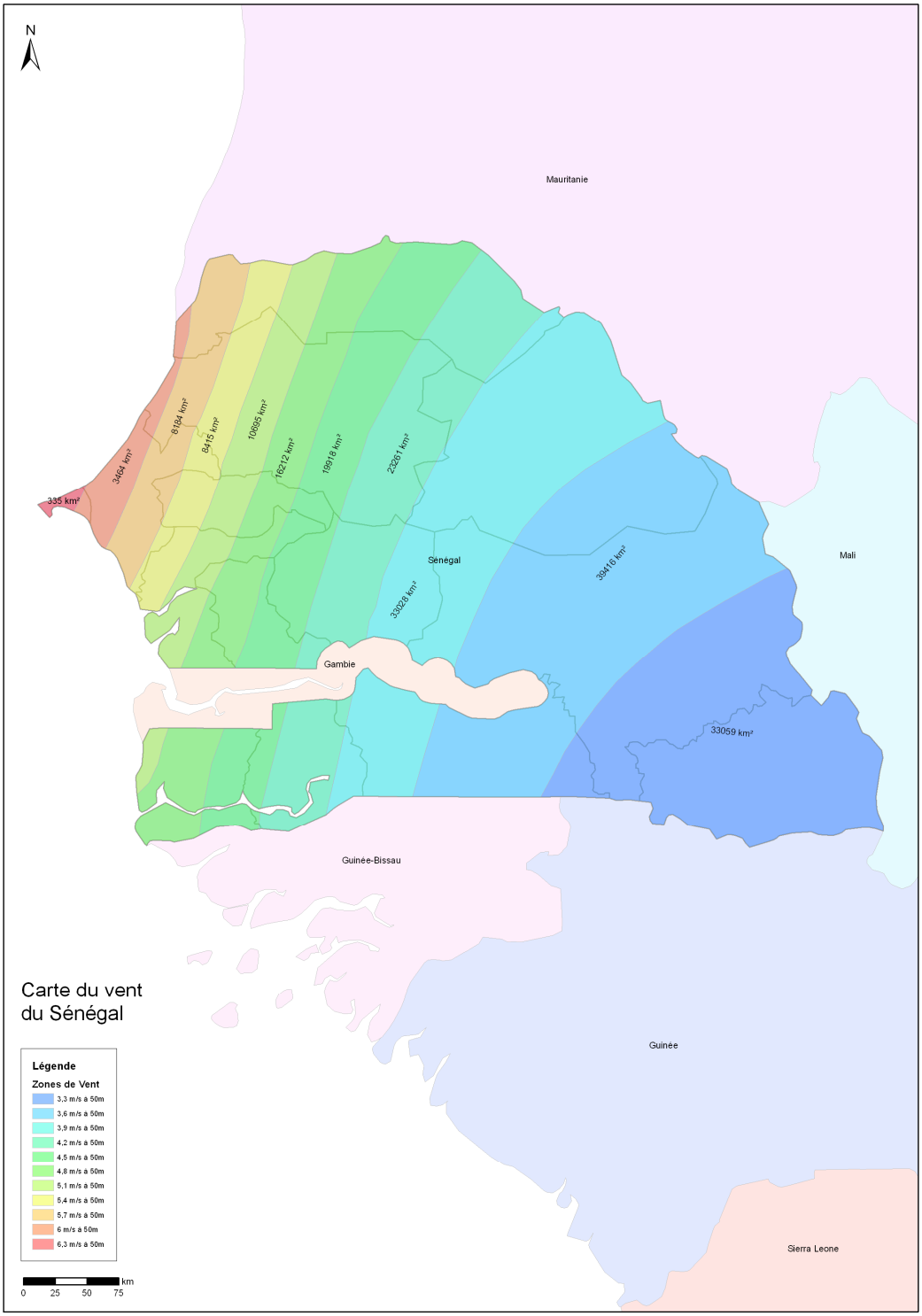


Figure no 2.1 - Catre des vents au Sénégal (source WWA)

Ces données mettent en évidence le fait que d'une manière générale la vitesse du vent diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la grande côte pour pénétrer dans les terres.

<u>Mesures existantes</u>

Au Sénégal, au minimum dix stations météo sont exploitées. Empiriquement, les mesures du vent des stations météorologiques conviennent rarement à une évaluation du potentiel énergétique. Cela tient au fait que les mesures ont lieu à faible altitude et la plupart du temps à proximité de bâtiments, arbres ou autres obstacles influant. D'autre part, en général seules 4 mesures par jour sont relevées. Avant l'utilisation de ces données, la station et en particulier l'installation du capteur de vent doivent être vérifiées. Malheureusement, ceci n'est pas possible dans la présente étude car les stations météos ne sont pas considérées.

Différentes stations de mesures ont été installées au Sénégal en vue de l'utilisation énergétique du vent. Les données (en particulier les séries chronologiques complètes) sont disponibles mais relatives car elles ont été en partie effectuées par des investisseurs privés.

Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques des données existantes (disponibles)

Emplacement	Période mesure	Vitesse moyenne mesurée (m/s)	Hauteur de mesure (m)	Remarque
Gandon	2/04-1/05	5,23	40	Données mesurées par un promoteur de projet; on peut estimer qu'elles sont fiables
	3/07-1/08	5,25	40	
Gantour	2/07-1/08	5,98	40	
Mboye	5/07-1/08	5,80	40	
Potou	7/07-7/08	5,62	40	Mesurées dans le cadre du projet GTZ TERNA, équipement de bonne qualité, données fiables
Kayar	7/07-7/08	5,31	40	
Mboro	?	3,53	30	Les chiffres sont pris d'une publication sur l'évaluation des ressources par CERER, la source des données n'est pas claire, elles proviennent probablement d'une étude de potentiel éolien antérieur, l'équipement de mesure n'est pas connu
Makhana	?	5,17	30	
Pekesse	?	2,09	10	

Tableau no 2.1 - Résultats des mesures de vents effectuées au Sénégal

La carte donnée à la figure suivante montre la comparaison entre les valeurs du WWA et les mesures existantes pour le Sénégal. A titre de comparaison, les valeurs indiquées dans le tableau ci-dessus ont été converties à une hauteur unique de 50 m. Cela peut conduire à de graves erreurs surtout avec de faibles mesures. D'autres incertitudes peuvent également résulter de la période de mesure relativement courte d'un an.

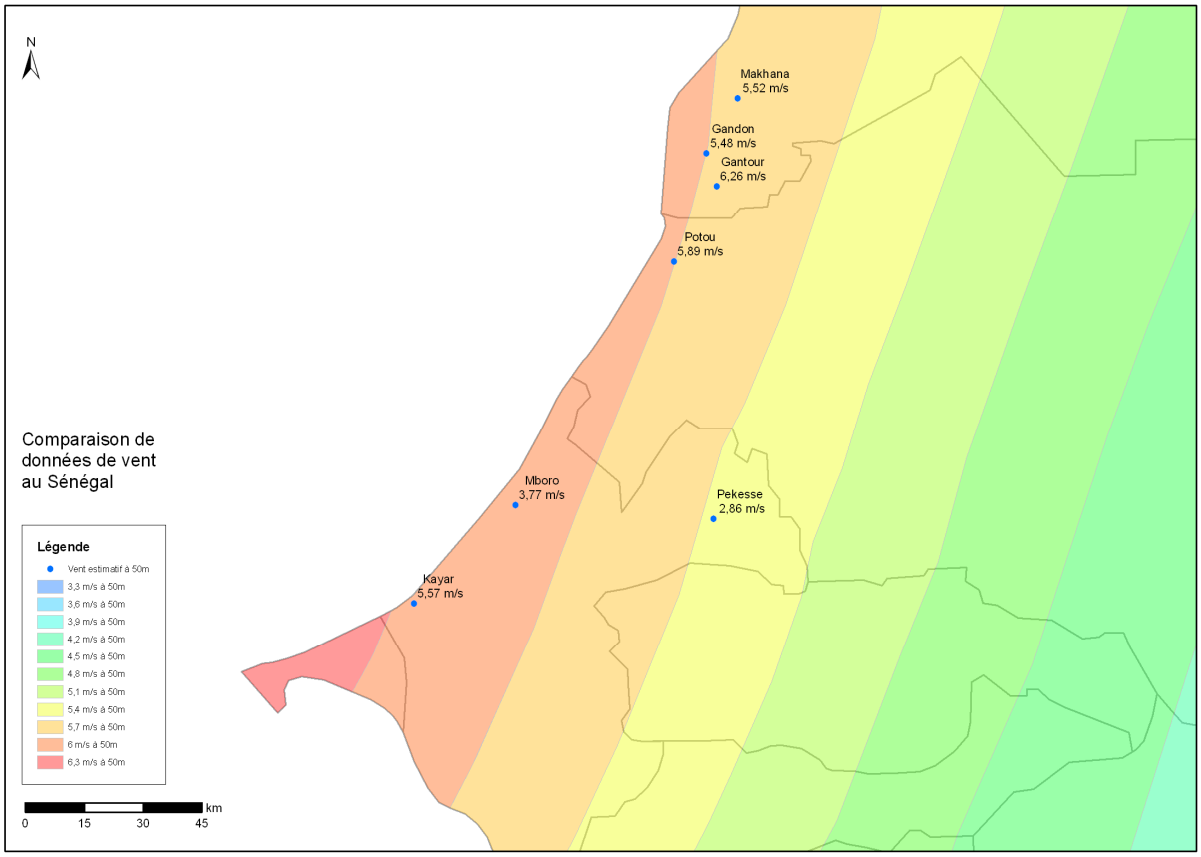


Figure no 2.2 - Comparaison des mesures effectuées et des données du WWA

Des différences significatives sont observées pour Mboro et Pekesse. Elles résultent vraisemblablement du caractère discutable des données. Pour les sites situés dans le Nord du pays, les valeurs sont assez semblables, à Kayar elles divergent d'environ 10 %. Cela montre que le WWA surestime quelque peu les conditions à la latitude de Dakar. En principe, la comparaison confirme les calculs généraux du WWA. Elle montre également que les fluctuations à petite échelle du potentiel du vent, dues à des caractéristiques locales ne sont pas prises en compte et que l'on peut prévoir 5 à 10 % d'incertitudes (cela correspond à des incertitudes dans le rendement énergétique d'environ 15 %). Le WWA peut être utilisé comme base pour déterminer le potentiel du vent mais il n'est pas adapté pour évaluer l'emplacement d'un projet particulier.

2.1.2 Production théorique

L'estimation de la production d'électricité à partir de l'éolien a été calculée sur la base d'une éolienne réelle, la Gamesa G58. Aucune présélection ou recommandation n'a été faite pour cette éolienne. Il s'agit cependant de l'une des seules éoliennes qui a une puissance nominale inférieure à 1 MV et qui a été conçue pour une utilisation sur des sites caractérisés par des vents faibles. Elle a de plus, déjà été installée de nombreuses fois dans le monde.

Les hypothèses suivantes ont été considérées pour le calcul de la production théorique.

Hauteur du moyeu	70 m

Masse volumique de l'air	1,165 kg/m³
Facteur de Weibull k	3,0
Pertes totales en énergie	10 %

Tableau no 2.2 - Hypothèse retenues pour le calcul du potentiel théorique

Les productions pour les catégories de vitesses de vent ont été calculées à partir du WWA et normalisées pour une puissance nominale installée de 1 MW. Le tableau suivant donne les valeurs obtenues. Les écarts résultent de la largeur d'intervalle et d'une erreur de prévision de ± 15 %

Vitesse de vent à 50m hauteur (m/s)		**Vitesse de vent à 70 m (m/s)**	**Production G 58 (MWh/an)**	**Production spécifique nette (MWh/MW.an)**	
6,3	± 0,15	6,87	2.457	2.370	± 379
6,0	± 0,15	6,54	2.175	2.098	± 341
5,7	± 0,15	6,21	1.906	1.839	± 304
5,4	± 0,15	5,89	1.638	1.580	± 266
5,1	± 0,15	5,56	1.384	1.335	± 232

Tableau no 2.3 - Production théorique

La détermination du potentiel théorique en énergie suppose que toutes les surfaces appropriées seront équipées d'éoliennes. Sont considérés comme sites non appropriés (y compris dans un rayon de 500 m), les localités, les lacs, marais ou autres cours d'eau, forets, sites naturels protégés, zones côtières protégées, zones de moyenne et haute montagne, prairies, champs.

Le Système d'Information Géographique (SIG) développé a permis d'estimer les surfaces totales utilisables pour l'implantation d'éoliennes en tenant compte des superficies des sites non appropriés.

La carte suivante donne les superficies théoriquement utilisables dans les régions du Sénégal caractérisées par des vitesses moyennes de vent de 6 et 5,7 m/s à 50 m.

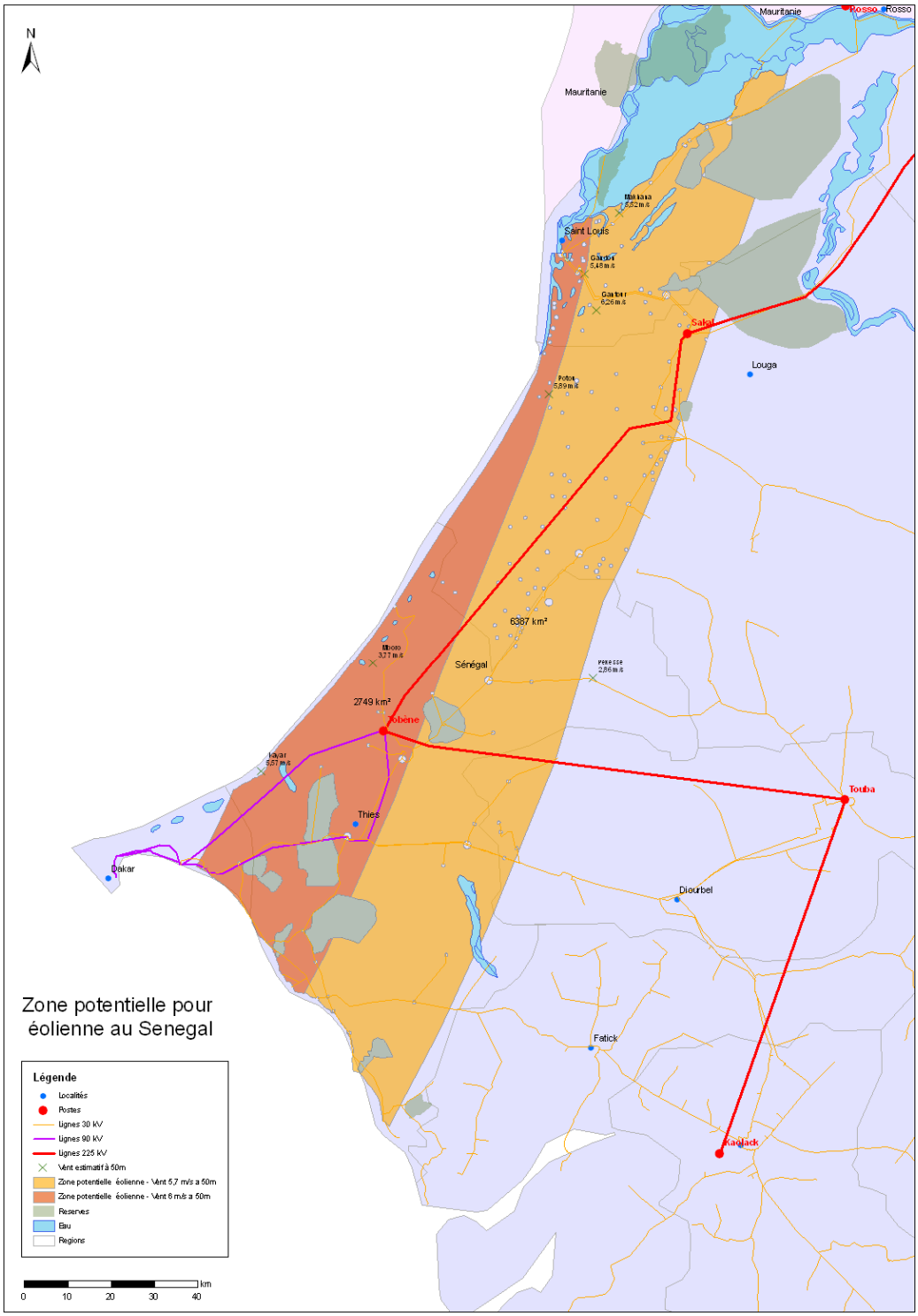


Figure no 2.3 - Superficie théoriquement utilisable pour l'éolien

Pour déterminer la capacité installable (en terme de puissance nominale), il est supposé que les surfaces appropriées et disponibles seront entièrement recouvertes d'éoliennes avec une trame type de 4 fois le diamètre du rotor et 12 fois le diamètre du rotor. Lorsque l'on utilise une éolienne adaptée aux sites avec de faibles vents (c'est à dire qui possède un diamètre de rotor relativement grand), environ

5,5 MW de puissance d'énergie éolienne peuvent être installés par km². Cette valeur est largement indépendante de la puissance nominale de l'éolienne. Ce n'est que dans des très petites surfaces prévues pour peu d'éoliennes que l'on peut installer de plus grosses éoliennes avec une puissance totale plus élevée.

L'approche analytique conduisant à cette valeur de 5,5 MW de puissance nominale par km² est présentée dans l'annexe no 2.1.

Le tableau suivant donne la puissance nominale installable en MW pour une valeur moyenne de 5,5 MW/km².

Classe de vitesse de vent (m/s)	Superficie totale (km²)	Superficie nette utilisable (km²)	Superficie utilisée (%)	Remarques	Puissance nominale installable (MW)
6,3 ± 0,15	335	0		Région de Dakar avec surface au sol pratiquement totalement occupée par la population	
6,0 ± 0,15	3464	2474	100	2474 km²	13600
			10	247 km²	1360
			5	124 km²	680
			1	25 km²	138
5,7 ± 0,15	8184	5548	100	5548 km²	30500
			10	555 km²	3050
			5	277 km²	1520
			1	56 km²	310
5,4 ± 0,15	8415			Les vitesses de vent sont trop faibles pour la génération électrique. Les systèmes de pompage sont encore possibles	
5,1 ± 0,15	10695			Les vitesses de vent sont trop faibles pour la génération électrique. Les systèmes de pompage sont encore possibles	

Tableau no 2.4 - Potentiel théorique éolien (puissance nominale installable)

Le tableau suivant donne le productible de la puissance installable.

Classe de vitesse de vent (m/s)	Superficie utilisée (km²)	Puissance nominale installable (MW)	Production spécifique nette (GWh/MW.an)[16]	Productible annuel (GWh)	Productible/demande 2025 (%)[17]
6,0 ± 0,15	2474	13.600	2,1	28.560	450
	247	1.360		2.856	45
	124	680		1.428	23
	25	138		290	5

[16] Valeurs moyennes
[17] Selon Sénélec, Prévision 2010-2025, l'énergie à injecter dans le réseau interconnecté est estimée à 6.319 GWh en 2025

5,7 ± 0,15	5548	30.500	1,84	56.120	890
	555	3.050		5.610	89
	277	1.520		2.800	44
	56	310		570	9

Tableau no 2.5 - Productible annuel du potentiel installable

Ce tableau montre que le facteur limitant pour le développement de l'énergie éolienne au Sénégal n'est pas le potentiel théorique. En considérant une utilisation à 5 % de la superficie utilisable de la bande côtière (vitesse moyenne de 6 m/s), la puissance installable est de l'ordre de 680[18] MW et le productible annuel est compris entre 1.200 et 1.700 GWh soit 20 à 25 % de la demande sur le réseau interconnecté en 2025.

Les facteurs limitant le développement de l'éolien seront d'ordre technique, économique et financier.

2.1.3 Caractère temporaire de la production éolienne

Le potentiel technique réalisable dépend de plusieurs facteurs. Mais il faut avant tout étudier dans quelle mesure la production d'énergie éolienne très fluctuante et difficilement prévisible peut s'intégrer à l'approvisionnement en énergie déjà existant et planifié. Pour cette raison, le déroulement chronologique de la production d'énergie a été calculé en se fondant sur les données de mesures de 10 minutes effectuées sur site de Potou (08/2007 - 07/2008). Le calcul du rendement a été normalisé pour une puissance nominale installée de 1 MW.

Le diagramme suivant donne l'évolution de la production mensuelle moyenne éolienne normée (MWh/MW) pour une année donnée et un site donné ainsi que la production mensuelle injectée dans le réseau interconnecté à l'année 2009[19]. L'évolution mensuelle de la production éolienne n'est valable que pour un site. On peut cependant considérer qu'elle est représentative pour d'autres sites car tous les sites appropriés pour l'énergie éolienne le long de la côte nord du Sénégal (Grande Côte) bénéficient du même régime de vent.
Même si les vitesses de vent mesurées ne présentent apparemment que peu de fluctuations, la production d'énergie peut fortement varier car la teneur en énergie du vent est proportionnelle au cube de sa vitesse.

L'évolution mensuelle de la production d'énergie montre un minimum entre juillet et octobre avec une production mensuelle d'environ 89 MWh/MW en septembre alors que la production est d'environ 230 MWh/MW en Avril. La production est forte en saison sèche et faible en saison des pluies.

Ce diagramme également montre que la production moyenne éolienne est pratiquement en opposition de phase avec la demande en énergie sur le réseau interconnecté. D'une manière générale, la production éolienne décroît de janvier à septembre où elle est minimum tandis que la demande sur le réseau interconnecté croît de janvier à septembre pour atteindre un maximum en octobre (ce maximum d'octobre correspond à la pointe max enregistrée sur le réseau interconnecté).

[18] 680 MW représente 12 à 13 parcs de 50 MW
[19] Source Sénélec – Rapport annuel mouvement d'énergie année 2009. Le tableau A21 indique une pointe max de 424 MW en 2009 et une pointe max de 407 MW en 2008. Le tableau A22.a donne les puissances du 28 octobre 2009 qui était la journée à pointe max en 2009. La puissance max réalisée était de 407,2 MW et la puissance max estimée de 409,1 MW. La puissance max de 242 MW inclut probablement l'estimation de la demande que la Sénélec n'a pas pu satisfaire (à vérifier).

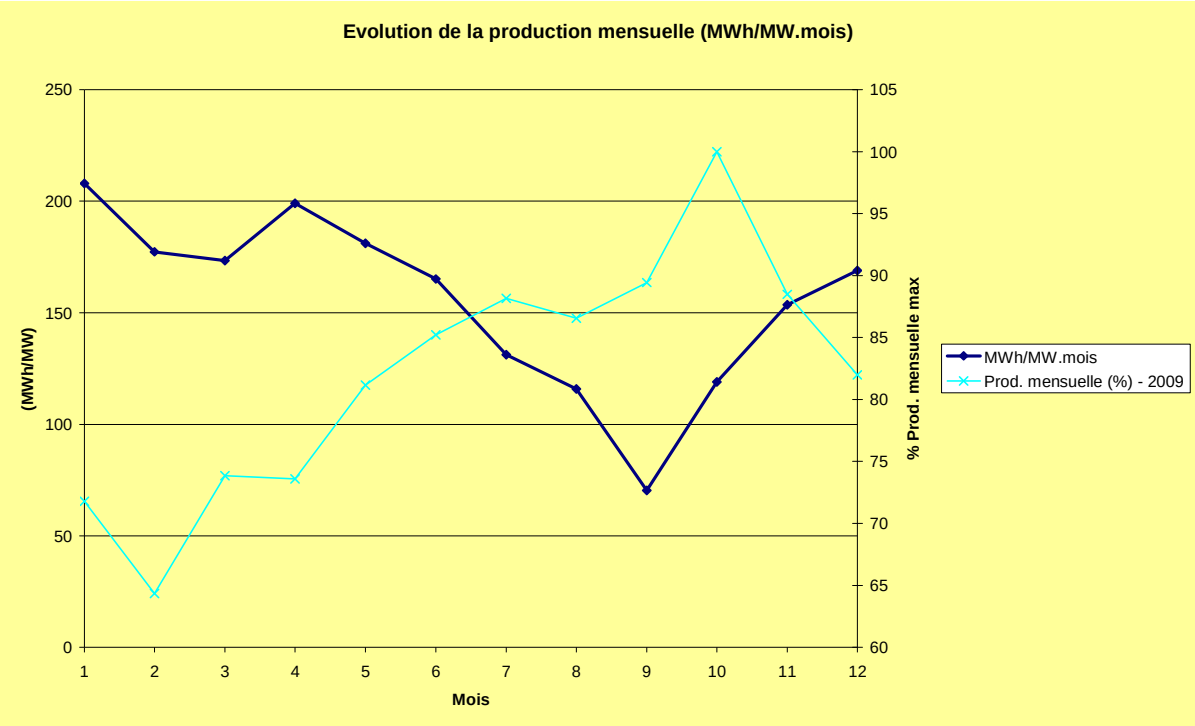


Figure no 2.4 - Evolution de la production mensuelle moyenne éolienne (MWh/MW)

Le diagramme suivant donne l'évolution de la puissance moyenne horaire éolienne pour une journée d'avril (production mensuelle maximum) et une journée de septembre (production mensuelle minimum) ainsi que l'évolution de la puissance horaire sur le réseau interconnecté pour la journée à pointe max de l'année 2009.

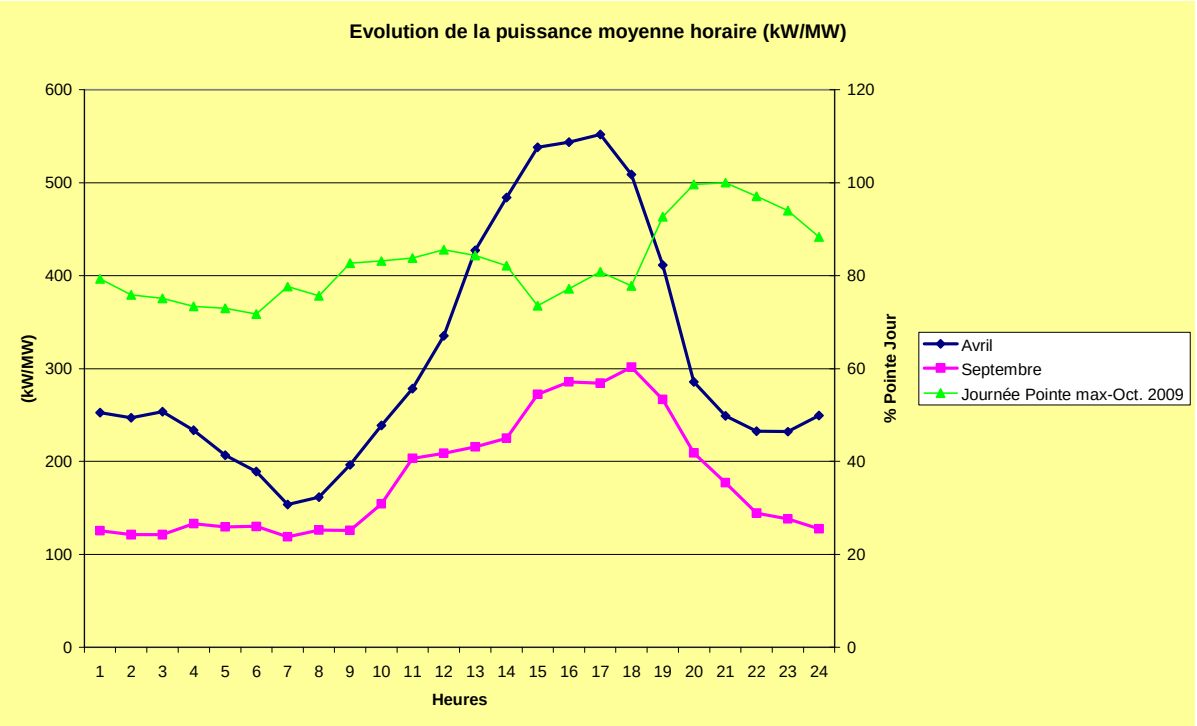


Figure no 2.5 - Evolution de la production journalière (MWh/MW)

Durant la journée, on constate un pic pendant les heures de l'après midi, la production maximale se déroule donc avant la pointe de charge dans la soirée. Durant les mois à forte production, l'évolution dans la journée est plus fortement prononcée, un signe évident d'un fort vent thermique. Il faut également remarquer qu'il s'agit d'évolution moyenne sur une journée. Les différences entre jours peuvent être plus importantes.

Ces deux diagrammes montrent que l'intégration complète[20] de la production éolienne (en puissance et en énergie) risque de poser des problèmes sur le réseau interconnecté si la puissance nominale éolienne installée est trop importante.

Une prévision exacte du moment où la production d'énergie éolienne peut être intégrée n'est donc pas possible. Pour intégrer l'énergie éolienne dans le système d'approvisionnement, on envisagera seulement la possibilité ou plutôt la fréquence à laquelle une puissance minimale précise pourra être définie. La monotone des puissances pour l'exemple de Potou est illustrée dans le graphique suivant.

[20] L'intégration complète signifie que l'éolien installé n'est jamais déconnecté du réseau pour assurer la stabilité du réseau en fonction normal (sans incident) et maintenir la fréquence dans le domaine de variation autorisé au Sénégal.

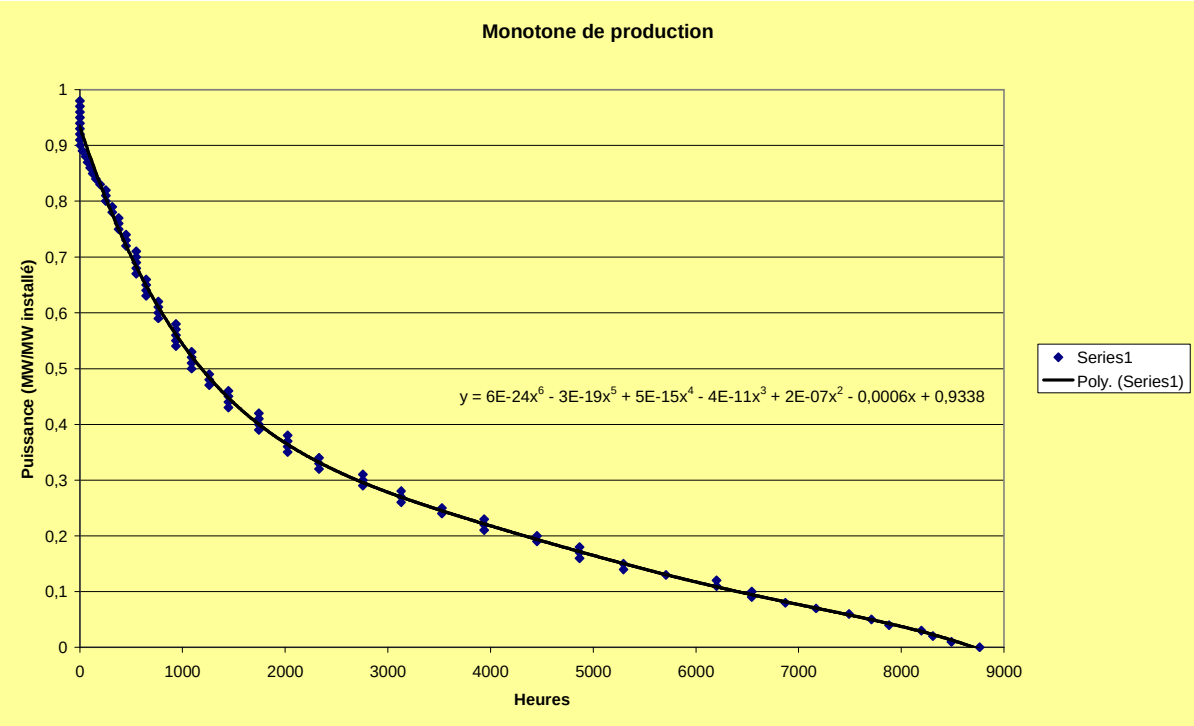


Figure no 2.6 - Monotone de production normalisée[21].

Pour le cas étudié, le parc éolien ne pourrait absolument pas produire pendant 270 heures par an à cause de la faible vitesse du vent. Une puissance de 90 % de la puissance nominale installée ne sera atteinte que pendant 6 heures par an. Durant cette période, l'énergie produite est marginale par rapport à l'énergie annuelle produite. En raison d'interférences réciproques, des pertes et de la non disponibilité de chaque éolienne, la puissance nominale installée dans un grand parc éolien ne sera jamais atteinte.

On peut partir du principe que d'autres projets sur la côte nord présentent des caractéristiques très similaires.

2.2 POTENTIEL SOLAIRE

2.2.1 Ressource solaire

Le Sénégal se trouve dans l'hémisphère nord et s'étend entre le 12ième et le 17ième degré de latitude Nord et le 12ième et le 17ième degré de longitude Ouest. Le climat change du Nord au Sud, du caractère sahélien sec avec des précipitions d'environ de 300 mm au nord au caractère tropical pluvieux avec des précipitations jusqu'a 1300 mm au sud. Dans toutes les régions, les mois les plus pluvieux sont Juillet, Août et Septembre.

Compte tenu de la position géographique du Sénégal, on peut considérer un niveau de rayonnement solaire assez équilibré durant l'année, mais avec des réductions pendant la saison pluvieuse.

[21] L'intégration sur le temps de la monotone donne la production annuelle en énergie par MW éolien installé.

2.2.1.1 Données de mesures de rayonnement disponibles

Le Centre Mondial de Données de Radiation (World Radiation Data Centre) traite les informations fournies par les centres météorologiques nationaux disposant de 1.100 stations d'observation réparties dans le monde entier depuis 1964. Pour le Sénégal, les données sont disponibles pour les stations indiquées dans le tableau suivant. Dans le cadre de la présente étude, le consultant n'a pas vérifié si ces stations sont encore opérationnelles, si des données plus actuelles sont disponibles et si les mesures sont fiables (aucune influence des capteurs par des ombres)

Station	Période de mesure	Latitude	Longitude	Rayonnement moyen [kWh/m²/jour]
Bambey	1980 - 1988	14,7	-16,47	5,48
Dakar / Yoff	1964 - 1991	14,73	-17,50	5,70
Kedougou	1982 - 1990	12,57	-12,22	5,78
Linguere	1983 - 1991	15,38	-15,12	5,80
Louga	1980 - 1991	15,62	-16,22	5,25
Matam	1983 - 1991	15,65	-13,25	5,29
Nioro Du Rip	1988 - 1991	13,73	-15,78	6,14
Podor	1982 - 1991	16,65	-14,97	5,10
Tambacounda	1980 - 1987	13,77	-13,68	4,91
Ziguinchor	1976 - 1991	12,55	-16,27	4,88

Tableau no 2.6 - Stations météorologiques au Sénégal

2.2.1.2 Carte rayonnement de Meteotest

La Meteotest Suisse gère une base de données qui compile les informations provenant de 7.756 stations de mesure terriennes disséminées à travers le monde Les données d'entrée de ces stations proviennent des mesures à long terme et des archives météorologiques globales et sont disponibles pour la période de 1981 à 2000 (WMO and NREL). En ce qui concerne les sites qui ne se trouvent pas à proximité d'une des stations météorologiques, un jeu de données interpolées est créé en combinant les données de sol aux données provenant de satellites. Ces algorithmes d'interpolation ont été développés dans le cadre d'un programme de recherche réalisé par l'Union Européenne.

La carte suivante donne une comparaison entre les données de Meteotest et les valeurs relevées dans les stations météorologiques du Sénégal.

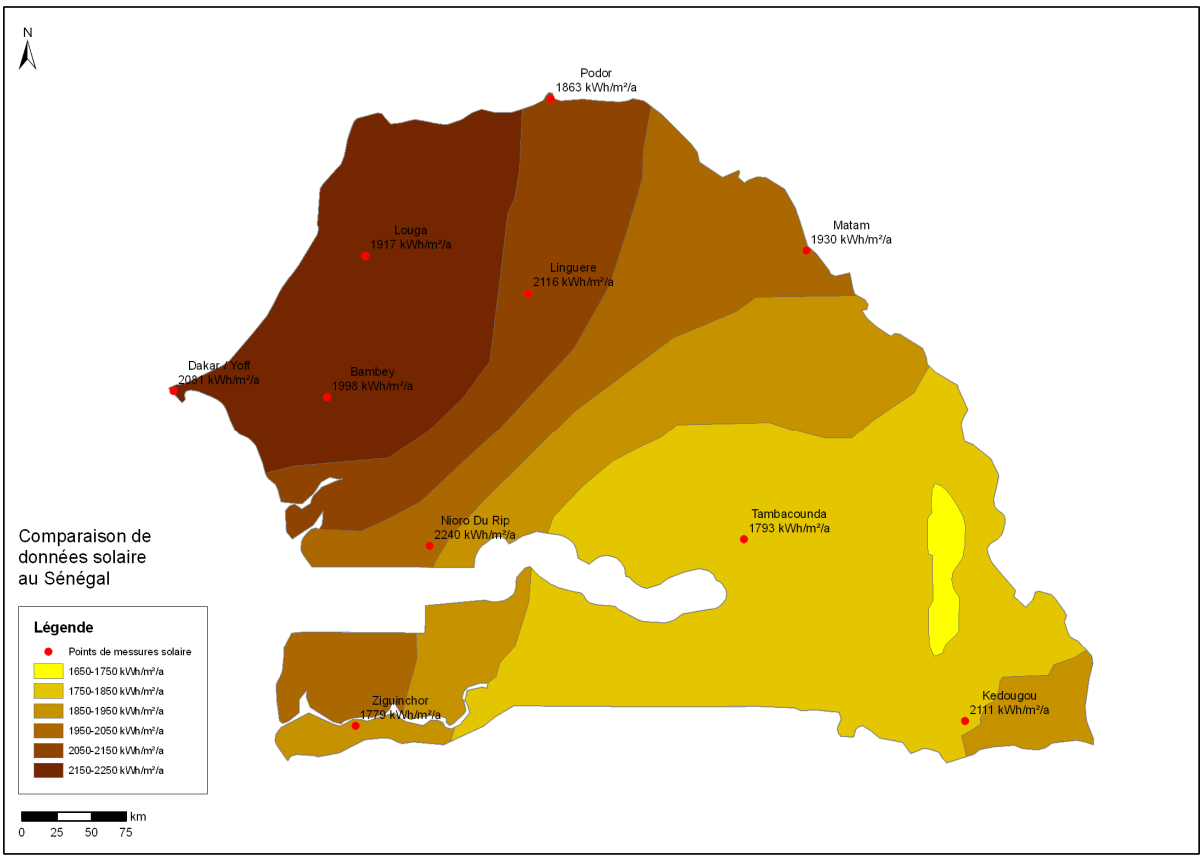


Figure no 2.7 - Données solaires au Sénégal

2.2.1.3 Autres sources

Les autre sources d'information disponibles sont les bases de données dérivées à partir des modèles météorologiques (n'utilisant que des données satellitaires), par exemple: Centre National de Prévisions Environnementales (NCEP), Centre National de Recherches Atmosphériques (NCAR), « Surface Meteorology and Solar Energy » de la NASA, la base de données HelioClim, le serveur Satel-Light, et SOLEMI (Solar Energy Mining) par l'Agence Aéronautique Allemande. Les différentes bases de données se distinguent par le maillage, la période des données disponibles et surtout les détails de la modélisation.

A cause de ces différences, seule une comparaison quantitative des modèles est possible. Tous les modèles donnent une gamme des valeurs de rayonnement moyen d'environ 5 kWh/m² à 6 kWh/m² par jour sur une surface horizontale (correspondant à 1825 – 2190 kWh/m²/an), mais la distribution géographique montre des déviations. Cela s'applique surtout à la région pluvieuse. Ici, le modèle HelioClim, par exemple, montre les valeurs de rayonnement les plus élevées, les autres modèles par contre montrent le maximum du rayonnement dans la région sèche du centre –nord ou dans la région de la côte nord.

En général, la carte de Meteotest apparait raisonnable et appropriée pour les analyses suivantes, mais il faut estimer des incertitudes d'environ 10 %.

A cause de ces incertitudes, les informations ne sont suffisantes ni pour une étude de faisabilité d'une centrale solaire, ni pour la sélection des emplacements les plus performants. Ces décisions ont besoin d'une analyse plus détaillée.

2.2.2 Production théorique d'énergie à partir de systèmes photovoltaïque

La production annuelle a été calculée pour les différentes valeurs de rayonnement correspondant aux catégories de la carte de rayonnement. La production est normée à une puissance installée de 1 MW_c

Les hypothèses suivantes ont été retenues.

Type de module	Polycristallin
Inclination	15 ° fixe[22], orienté vers le Sud
Montage	au sol
Pertes totales du système (effet température, pertes onduleur et câblage, « missmatch ») :	19 %

Tableau no 2.7 - Hypothèses pour la production théorique photovoltaïque

Le tableau suivant donne les résultats obtenus.

Rayonnement annuel (kWh/m^2)	Rayonnement moyen/jour [kWh/m^2]	Production annuelle spécifique nette [kWh/kW_c]
2200	6,03	1804
2100	5,75	1722
2000	5,48	1640
1900	5,21	1558
1800	4,93	1476

Tableau no 2.8 - Production photovoltaïque annuelle spécifique nette

La production spécifique (kWh/kW_c) peut fluctuer avec la qualité de l'équipement et le dimensionnement détaillé du système, mais il n'y a pas de différence importante entre les différents types de panneau (cristallin ou à couche mince). Seule la superficie nécessaire pour l'installation d'une certaine puissance est différente pour chaque technologie comme le montre le tableau suivant.

Type de panneau	Rendement typique	Superficie panneau spécifique [m^2/kWc]
Modules monocristallins	16 % -18 %	7,5 – 9
Modules polycristallins	12 % - 16 %	8 – 10
Modules en couches minces	6 % - 11 %	12 – 17

Tableau no 2.9 - Superficie des panneaux en fonction de la technologie

[22] La relation entre le rendement d'une surface horizontale et une surface inclinée dépend de la latitude et varie durant l'année. Pour maximiser le rendement annuel au Senegal (position géographiques entre 12° et 17° nord) l'inclinaison devrait être environ de 14° à 16° orienté vers sud. Mais on recommande un angle d'inclinaison minimum de 15° pour éviter que la poussière et la saleté restent sur les panneaux.
La génération électrique est supérieure d'environ 2.5 % qu' en cas d'installation horizontale

En considérant les surfaces additionnelles nécessaires aux infrastructures, aux aires de maintenance et de nettoyage ainsi qu'aux chemins d'accès aux panneaux, on peut estimer que pour une centrale photovoltaïque, il faut réserver 2 à 3 fois la superficie nette des panneaux, c'est-à-dire une superficie de 2 à 5 ha par MW_c. En d'autres termes, sur 1 km², on peut installer environ 35 MW (type polycristallin) et produire plus de 60 GWh/km² par an.

Cela signifie qu'en théorie, une surface d'environ 45 km² (≈ 7 km x 7 km), équivalent à 0,03% de la surface totale du pays suffirait pour répondre à ses besoins actuels en énergie électrique[23] (≈ 2.700 GWh/an).

Le potentiel théorique ne présente donc aucune limite à l'utilisation de l'énergie solaire. Le problème qui se pose est que l'offre en énergie varie avec l'altitude du soleil et n'est pas adaptable à la demande instantanée en énergie et en puissance des consommateurs sans moyens importants de stockage. En principe, ces systèmes de stockage (batteries, centrales hydro par accumulation de pompage, air comprimé, etc.) sont possibles mais en raison des coûts élevés, ils ne sont généralement installés que dans des réseaux isolés et pas en liaison avec des centrales photovoltaïques connectées au réseau interconnecté.

2.2.3 Caractère temporaire de la production photovoltaïque

L'aspect temporaire de la production photovoltaïque est illustré par le diagramme suivant donnant l'évolution de la puissance photovoltaïque générée par MW_c installé en fonction de l'heure de la journée. Le calcul est réalisé pour un site situé à Dakar. Les hypothèses retenues sont celles précisées dans le Tableau no 2.7

[23] Il n'en est pas de même pour ses besoins en puissance qui engendrent cette demande annuelle en énergie.

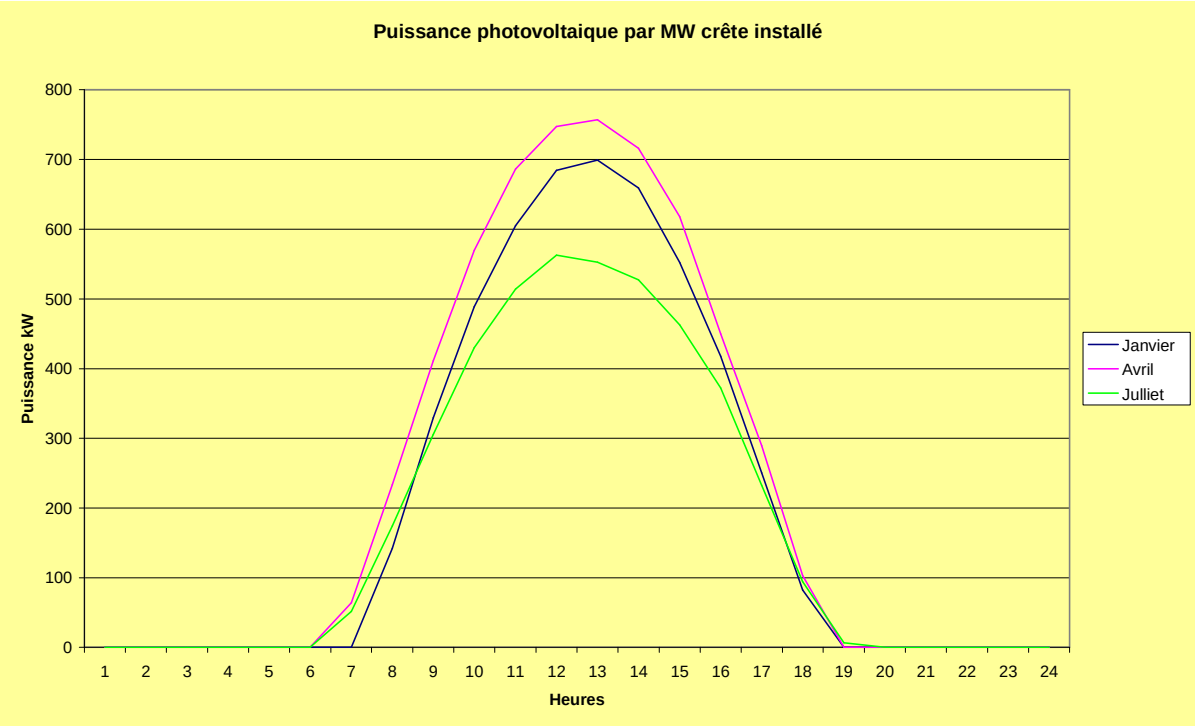


Figure no 2.8 - Puissance photovoltaïque générée par MW_c installé

Le maximum journalier se produit comme prévu aux heures les plus chaudes (entre midi et 14 heures) et se situe donc bien avant la pointe de charge.

Les deux diagrammes suivants donnent respectivement l'évolution de la production mensuelle (site de Dakar) ainsi que l'évolution annuelle de la production journalière.

Les fluctuations saisonnières de production sont relativement faibles.

Cependant, la production journalière réelle peut varier considérablement, de sorte qu'une production sûre n'est pas garantie. Cependant, les cas où la production atteint moins de 50 % de la production moyenne sont relativement peu nombreux.

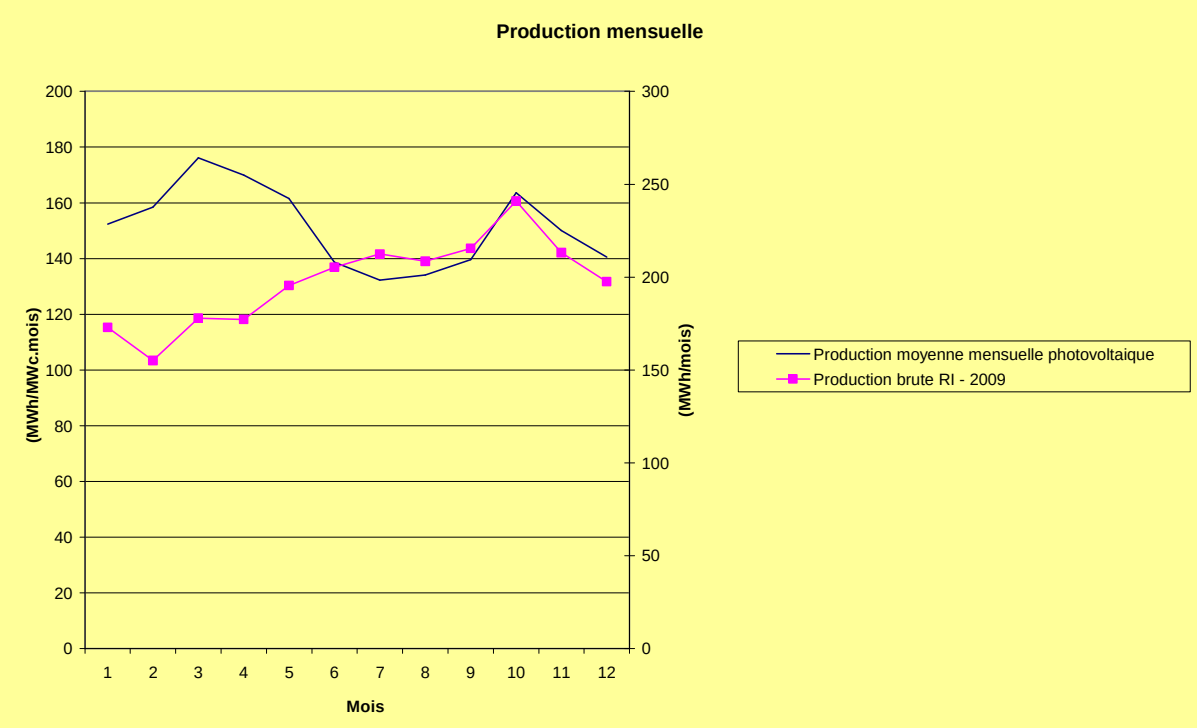


Figure no 2.9 - Evolution de la production mensuelle photovoltaïque

A partir du mois de juin, la production mensuelle moyenne photovoltaïque est en phase avec la production brute injectée sur le réseau interconnecté.

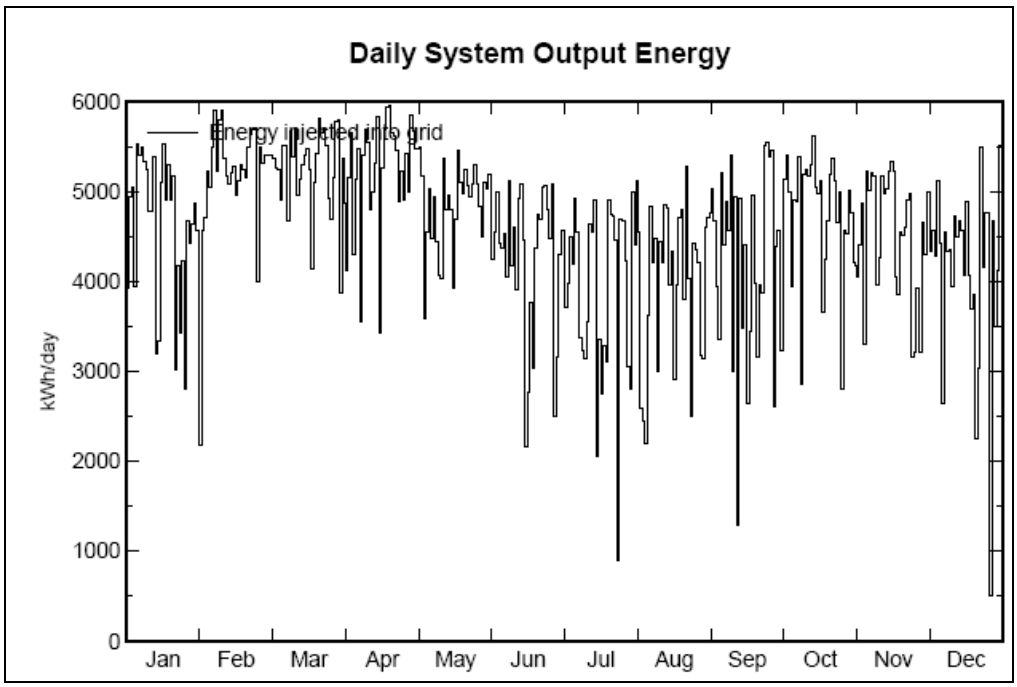


Figure no 2.10 - Evolution annuelle de la production journalière

2.3 BIOMASSE/BIOGAZ

2.3.1 Généralités

La détermination du potentiel théorétique est normalement basée sur des inventaires de quantités de biomasse disponibles. La croissance totale annuelle de biomasse au Sénégal varie entre 500 kg/ha dans les régions sèches au nord et 6000 kg/ha dans les régions au sud et sud est du pays.

La biomasse est la matière première la plus importante et la plus variée et en tout cas la ressource énergétique la plus utilisée dans les pays non industrialisés. La performance économique est la plupart du temps directement liée à la production ou à la transformation de la biomasse. Il en résulte qu'une production d'électricité à partir de la biomasse se fait généralement en concurrence (directe ou indirecte) avec les autres utilisations de la biomasse et doit être étudiée avec soin. Outre le potentiel théorétique et réalisable, un potentiel « socialement acceptable » doit également être pris en compte. Concrètement, les situations de concurrence suivantes sont à observer.

2.3.1.1 Concurrence agroalimentaire

La demande importante de biomasse qui peut en principe être utilisé dans l'alimentation (comme par exemple le maïs, le blé, l'huile de colza, l'huile de palme, le sucre, etc.) peut conduire à une hausse du prix des denrées alimentaires à cause de la demande croissante. Cela s'applique aussi pour la biomasse, qui est utilisée comme aliments pour animaux.

2.3.1.2 Concurrence de l'énergie

La biomasse (y compris les déchets) est déjà utilisée comme combustible domestique, et parfois commercialisée. La production d'électricité peut amener à une pénurie des combustibles bons marché (par exemple le bois, les déchets de la transformation du bois, éventuellement aussi les pellets ou le charbon bio).

2.3.1.3 Concurrence ds surfaces ou concurrence de l'eau

Pour certaines plantes énergétiques spécifiques (bois à croissance rapide, colza, maïs énergétique, canne à sucre, jatropha...), il faut être sûr que les surfaces utilisées pour la culture ne le soient pas au détriment de celles utilisées pour la production de denrées alimentaires. La même chose s'applique lors d'une irrigation éventuelle avec des ressources limitées en eau, qui sont essentielles pour la production alimentaire. Comme de tels choix ne peuvent pas être étudiés de manière détaillée dans le cadre de cette étude, les possibilités des plantes énergétiques ne seront pas examinées.

La présente étude concernant la biomasse se base sur des informations tirées des études existantes, des recherches antérieures ou des données statistiques.

2.3.2 Biomasse pertinente disponible et potentiel théorique

2.3.2.1 Bois de feu

Le Sénégal dispose d'une superficie de forêt d'environ 6,3 millions d'hectares. La production de biomasse brute est estimée entre 20 et 25 million de tonnes par an (correspondant à un potentiel théorique de 3,3 à 4,2 million tep).

Selon le rapport de SIE[24], la consommation de biomasse comme source énergétique est d'environ 1,74 millions tep/an, c'est-à-dire la moitié de la production de biomasse ligneuse totale. D'un autre côté, les informations concernant la production du charbon de bois sont un peu contradictoires. Selon les chiffres de la direction des eaux, forêts et conservation des sols, la production autorisée de charbon de bois est d'environ 150.000 t par an. Selon les statistiques de la Direction d'Energie, la consommation de charbon du bois devrait être de plus de 400.000 tonne par an. L'explication la plus probable est la surexploitation des ressources et la production non autorisée de charbon du bois.

On estime qu'une superficie d'environ 45.000 ha de forêt disparait chaque année à cause des feux de brousse, du surpâturage, du défrichement pour obtenir de nouvelles terres pour la culture et la consommation des bois de chauffe.

En considérant ce fait et les efforts pour réduire la consommation de bois de chauffe par la subvention des carburants domestiques alternatifs, il faut constater qu'il n y a pas de potentiel de bois disponible pour la production d'électricité.

2.3.2.2 Typha australis

Après la construction du barrage de Diama qui évite l'entrée de l'eau salée dans le delta du fleuve Sénégal, le typha australis s'est énormément développé dans plusieurs zones de la vallée du fleuve. Malgré quelques utilisations traditionnelles (fabrication des nattes, clôtures, etc.), la croissance énorme de cette biomasse constitue plutôt une peste car elle bouche les canaux d'irrigation et de drainage, entrave la navigation fluviale et l'accès au fleuve et réduit les surfaces cultivables.

Les études existantes donnent des informations différentes concernant la quantité totale de Typha. Une étude détaillée en 1998 de la SAED a déterminé une superficie infectée d'environ 6.700 ha avec une production annuelle de biomasse (MF[25]) d'environ 900.000 tonnes entre le barrage de Diama et la station de pompage de Débit-Tiguet. Selon les estimations de PERACOD, l'interpolation pour toute la vallée du fleuve Sénégal (et le Lac de Guier) donne un potentiel actuel de la biomasse fraiche (MF) d'environ 3 million de tonnes soit 520.000 tonnes de biomasse sèche (MS).

L'estimation de l'utilisation actuelle du Typha est d'environ 10,000 t :

- 4.000 t pour la production de 800 t bio charbon par Bioterre ;
- 500 t pour la production 50 t à 100 t de bio charbon pour des petits projets (exemple PERACOD) ;
- Utilisation artisanale et domestique (fabrication de nattes, clôtures,…) ;
- Expérimentation d'utilisation comme matériau d'isolation des bâtiments.

De plus, un premier projet de production d'électricité qui utilisera 30.000 t MS par an (Projet Bioenergie Ross Bethio, SGI) est en préparation.

La limitation de l'utilisation résultera surtout des capacités de récolte/coupage. Aujourd'hui le typha est coupé manuellement, mais comme il constitue une menace croissante, il existe plusieurs propositions pour une récolte mécanisée.

[24] System d'information énergétique du Sénégal
[25] Masse Fraiche

Biomasse disponible par an [t] MS	Valeur calorifique [GJ/t]	Potentiel énergétique théorique total (GJ/an)	[tep/an]
520.000	16,3-17,8	8.866.000	211.100

Tableau no 2.10 - Potentiel annuel de Typha

2.3.2.3 Résidus agricoles et agro-industriels

Balle de riz

La production totale de riz au Sénégal est d'environ 400.000 t/an (408.800 en 2009) dont la plupart est produite dans la région de Saint Louis (200.000 t), Kolda (80.000 t) et Ziguinchor (80.000 t).

La balle de riz représente 20 % du poids du paddy et est séparée du grain au cours du processus de décorticage. Dans les grand pays producteurs de riz (Indonésie, Vietnam ou Inde), l'utilisation de balles de riz dans les centrales de cogénération est établie. Actuellement au Sénégal, il y a surtout des expérimentations ou des petits projets pilotes pour valoriser la balle de riz comme combustible, principalement par carbonisation.

On estime que la majorité du riz (env. 70 %) est produit par des petites décortiqueuses, où la production d'électricité serait difficile à cause des faibles quantités de balles de riz.

Actuellement le Projet Bioenergie Ross Bethio a l'intention d'utiliser la balle de riz ensemble avec le typha pour la génération d'électricité par grésification. Dans ce cadre, il est prévu de collecter 15.000 t de balles de riz auprès des plus grandes rizeries. Si le projet se réalise, le potentiel restant sera assez difficile et coûteux à exploiter à cause de la dispersion des ressources.

Biomasse disponible par an [t] MS	Valeur calorifique [GJ/t]	Potentiel énergétique théorique total (GJ/an)	[tep/an]
100.000	13,7	1.370.000	32.160

Tableau no 2.11 - Potentiel annuel de balle de riz

Résidus des sucreries (bagasse et mélasse)

Le seul producteur de sucre est la CSS (Compagnie Sucrerie Sénégalaise) installée à Richard Toll. En 2008, la compagnie a produit 105.000 tonnes de sucre raffiné à partir de plus d'un million de tonnes de canne. Il est prévu d'augmenter la production jusqu'à 1,38 millions de tonnes par an en 2012. L'usine fonctionne en continu pendant les 7 à 8 mois de la campagne de novembre à mai pour assurer la production.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour l'estimation du potentiel :

- Relation bagasse/canne : 40%
- Humidité bagasse : 50 %
- Valeur calorifique : 15 MJ/kg MS

Ces chiffres conduisent à un **potentiel énergétique théorique de 4,14 million GJ /an** dans un future proche. Mais il faut tenir compte du fait que la bagasse est déjà utilisée par la CSS pour fabriquer la

vapeur nécessaire au processus de raffinage et pour alimenter un turbogénérateur qui produit l'électricité pour d'autres besoins dans tout le secteur agro-industriel, par exemple l'irrigation, la production d'éthanol, les cités résidentielles pour les cadres, etc.. Actuellement la CSS doit acheter du carburant pour satisfaire sa demande hors période de production du sucre. La consommation de vapeur de la CSS est d'environ 2,6 million GJ/an.

La CSS a l'intention d'investir dans une nouvelle chaudière génératrice plus efficace. Ce système permettrait de satisfaire sa demande de vapeur et produirait environ 100 GWh/an d'électricité dont environ 30 GWh/a pourraient être vendus au réseau SENELEC.

Le projet est proposé comme projet MDP.

Le deuxième résidu de la production de sucre raffiné avec un potentiel d'énergie significatif est la mélasse. Mais ici ce potentiel n'est pas considéré comme disponible pour la production d'électricité, parce qu'il est déjà utilisé pour la production d'éthanol utilisable comme carburant.

Coque d'arachide

La production d'huile d'arachide en 2009 était de 730.000 t mais on a observé des fortes fluctuations au cours des années précédentes. On estime une future production moyenne de 600.000 t/an pour l'estimation du potentiel de biomasse. Les coques constituent environ 25 % du pois de la gousse d'arachide. Environ 65 % des arachides sont traités par les grandes huileries Suneor et Novasen , le reste est traité par des petites décortiqueuses.

Biomasse disponible par an [t] MS	Valeur calorifique [GJ/t]	Potentiel énergétique théorique total (GJ/an)	[tep/an]
150.000	≈ 15	2.250.000	52.820

Tableau no 2.12 - Potentiel annuel de coques d'arachide

Suneor utilise les coques comme combustible pour la chaudière pour la fabrication de l'huile, les détails et l'efficacité des processus ne sont pas connus.

A Novasen, les coques sont transformées en carburant domestique (biocharbon). Aussi les coques disponibles au niveau des petites décortiqueuses sont partiellement utilisées, par exemple comme compost ou pour le fumage du poisson.

Tiges de Maïs, Mil et Sorgho et de coton

Concernant le mais, le mil et le sorgho, les tiges sont des résidus végétaux qui restent dans les champs après la récolte. Ils servent partiellement à l'alimentation du bétail, pour la fertilisation des sols ou pour la protection contre l'érosion. Avant la prochaine mise en culture, les résidus sont brulés dans les champs, sans utilisation énergétique. Comme il n'y aucune étude détaillée sur la quantité de cette biomasse, elle est estimée sur la base de la production actuelle, et des chiffres types suivant :

- Relation grain-tiges 1,3
- Taux de collecte possible 0,3
- Valeur calorifique 18,9 MJ/t

Le tableau suivant donne le potentiel énergétique obtenu sur base des hypothèses retenues.

Biomasse	Production totale (t/an)	Surface cultivée (ha)	Résidus (t/an MS)	Potentiel énergétique théorique	
				(GJ/a)	(tep/a)
Maïs	411.500	225.160	160.490	3.033.167	71.201
Mil	678.170	883.620	264.490	4.998.791	117.343
Sorgho	253.770	254.940	98.970	1.870.539	43.909
TOTAL	1.343.440	1.363.720	523.950	9.902.496	232.453

Tableau no 2.13 - Potentiel annuel (tiges de maïs, mil Sorgho)

Le potentiel semble être énorme, mais à cause de la saisonnalité des ressources et de la densité d'énergie disponible par unité de surface très faible, la production d'électricité à partir de ces ressources pose de grandes difficultés logistiques.

En général, on peut estimer que pour la plupart des résidus, la transformation en biocarburant domestique par carbonisation ou briquetage par des petites entreprises serait plus efficace que la production d'électricité.

La situation est similaire pour les tiges de coton, qui sont généralement brûlées dans les champs après la récolte.

2.3.2.4 Biogaz à partir des déchets organiques

Déchets ménagers et municipaux

Pour la valorisation énergétique des déchets ménagers, plusieurs processus sont disponibles. Outre la co-combustion, un traitement anaérobie élaboré et ciblé dans des centrales de biogaz est possible. La méthode la plus simple reste tout de même le captage du gaz de décharge (environ 60 % de méthane), qui se trouve dans chaque décharge. La production de méthane dépend des conditions de chaque décharge mais elle est en tout cas beaucoup plus faible que dans une usine de biogaz réelle.

Les ordures collectées dans l'agglomération de Dakar (poids total de 475.000 t/an) sont éliminées à la décharge de Mbeubeuss. Dans les villes des autres régions, les déchets sont déposés dans des petites décharges, la plupart du temps mal organisées près des agglomérations. Dans les zones rurales, il n'y a pas de réglementation pour l'élimination des déchets. Sauf pour Mbeubeuss, on trouve peu d'informations sur l'élimination des déchets, par conséquent le potentiel sera déterminé à partir d'indicatifs types.

La production de biogaz dépend de la composition des déchets solides (partie biodégradable), de la température ambiante et du taux d'humidité/d'eau infiltrée dans les déchets. La production de méthane dans les décharges s'étend sur une période de 15-20 ans avec un temps de latence dans les premières années, un maximum dans les premiers 5-10 ans et une dégressivité ultérieure. Mais à cause de la charge continue, on peut supposer pour l'estimation de la production de gaz que toute la charge annuelle est dégradée pendant la même année.

L'estimation du potentiel énergétique se base sur les hypothèses suivantes :

- Quantité de déchets par habitants (zone urbaine) : 250kg/an MF (matière fraiche) ;
- Taux de MS (matière organique sèche) : 25 % de MF ;
- Production de gaz de décharge : 400-800 m^3/t MS ;

- Composition : 60 % méthane, 40 % CO_2 ;
- Taux de captage : 20 à 30 %.

Le tableau suivant donne le potentiel énergétique estimé sur base des hypothèses précédentes.

Population urbaine	Déchets (t/an MF)	Déchets (t/an MS)	Production biogaz (m^3)	Potentiel énergétique théorique	
				(GJ/an)	Tep/an
5.850.000	1.462.500	365.625	54.843.750	1.739.644	40.837

Tableau no 2.14 - Potentiel énergétique – ordures domestiques et municipales

Il existe déjà des propositions de projets pour capter les gaz de décharge à Mbeubeuss et enregistrer le projet sous le nom de projet MDP (Mécanisme de Développement Propre). Mais des études détaillées sur ce sujet furent malheureusement impossible à trouver.

Eaux usées

Pour le traitement des eaux usées domestiques et industrielles, plusieurs procédés sont disponibles. Le traitement anaérobie nécessite un investissement important mais tellement de méthane ou de biogaz sont produits, que cela permet non seulement d'assurer l'exploitation de la décharge (pompage, etc.) mais également de produire de l'électricité destinée à la vente.

En principe, une usine de biogaz n'est pas exploitable économiquement pour produire de l'électricité sans tenir compte d'une valorisation monétaire du traitement des eaux usées.

Les systèmes d'évacuation d'eau existent à Dakar et dans quelques grandes villes, environ 55-60 % de la population urbaine est raccordée à un système d'assainissement. La plus grande partie des eaux usées est déversée sans traitement dans la mer ou les fleuves. Seulement dans la région de Dakar, quelques petites stations d'épuration existent. Il est important de souligner qu'on utilise le traitement anaérobie à Cambérène, où l'on fabrique déjà du biogaz utilisé dans un générateur de 200 kVA.

Des données fiables sur les systèmes d'évacuation des eaux usées (quantité totale, utilisation, charge de pollution, etc.) ne sont malheureusement pas connues, le potentiel énergétique est donc estimé à partir des données moyennes suivantes:

- Quantité spécifique des eaux usées (en équivalence de Demande Chimique en Oxygène DCO : 80 gr/jour/habitant ;
- Taux de dégradation de DCO ; 75 % ;
- Population raccordée au système d'assainissement (60 % de la population urbaine) : 3,5 millions d'habitants.

Le tableau suivant donne le potentiel énergétique estimé sur base des hypothèses précédentes.

Population raccordée	Eaux usées (kg DCO)	Production biogaz (m^3)	Potentiel énergétique théorique	
			(GJ /an)	(tep/an)
3.510.000	102.492.000	33.438.000	**1.060.654**	**24.898**

Tableau no 2.15 - Potentiel énergétique – eaux usées

Déchets d'animaux

Les déchets d'animaux, principalement du fumier et du purin bovin appartiennent aux substances les plus utilisées pour la production de biomasse car ce sont les plus faciles à fermenter et à stabiliser le processus de décomposition.

Le bétail actuel au Sénégal s'élève à plus de 3 millions de bovins, 4 millions d'ovins et de chèvres et environ 25 millions de poules (et un nombre sensiblement inférieur de porcs, chevaux et ânes). Les déchets d'animaux constituent donc un potentiel considérable, mais qui peuvent à peine être utilisés à cause du caractère extensif de l'élevage. L'élevage intensif (bâtiments d'élevage) est surtout présent dans la région de Dakar. Actuellement, on compte environ 5 millions de poules et entre 30.000 et 40.000 bovins. L'objectif est d'augmenter considérablement les bâtiments d'élevage pour y accueillir environ 250 000 bovins de manière à pouvoir couvrir efficacement les besoins croissant en lait.

Le tableau suivant donne une estimation du potentiel énergétique théorique.

	Elevage en étable (têtes)	**Déjection (t/an MS)**	**Production biogaz (m^3)**	**Potentiel énergétique théorique [GJ /an]**	**[tep/an]**
Bovins	30.000	54.750	16.425.000	521.000	12.230
Volaille	5.000.000	127.750	51.100.000	1.620.892	38.049
TOTAUX		**182.500**	**67.525.000**	**2.141.893**	**50.279**

Tableau no 2.16 - Potentiel énergétique – déchets d'animaux

Déchets d'abattoirs

Les déchets et les eaux usées des abattoirs sont fortement chargés et représentent un risque pour la santé, si bien qu'ils doivent être traités séparément dans de nombreux pays.

Environ 70% des abattoirs professionnels se situent dans la région de Dakar. Ils traitent essentiellement des bovins, ovins et caprins. Pour déterminer le potentiel, les chiffres 2009 des abattoirs centraux contrôlés sont exploités.

Les déchets d'abattoir se distinguent par la forte charge en protéines dans un rendement de biogaz élevé. Pour l'estimation de ce potentiel, les valeurs européennes de retour d'expérience sont utilisées. De cette façon, les eaux usées ne seront pas caractérisées seulement par la charge organique contenue mais par le poids total, pour que l'on puisse comparer les chiffres dans les différentes exploitations.

Le tableau suivant donne le potentiel énergétique.

	Quantité	**Poids brut (t)**	**Résidus solides (t MF)**	**Eaux usées (kg DCO)**	**Production biogaz (m^3)**	**Potentiel énergétique théorétique**	
						(GJ /an)	**(tep/an)**
Bovins	84.900	42.480	2.550	339.830	646.100	20.494	481
Ovins	469.600	18.780	940	422.650	335.130	10.630	250
Caprins	112.200	4.490	230	100.970	80.060	2.539	60
TOTAUX		65.750	3.720	863.450	1.061.290	33.664	790

Tableau no 2.17 - Potentiel énergétique – déchets d'abattoirs

Des expériences existent au Sénégal avec un abattoir à Thiès. Une usine de biogaz y a été installée avec un fermenteur de 40 m³ et un générateur de 18 kVA. Dans les rapports rédigés jusqu'à présent, l'usine fonctionne bien mais n'est pas rentable économiquement.

Au moins un projet pour un autre abattoir dans la région de Dakar est à l'étude en ce moment et doit être réalisé en tant que projet MDP.

2.3.2.5 Estimation du potentiel utilisable

Estimer la partie de la biomassse disponible qui pourra être utilisée pour la production d'électricité est très difficile. Des informations détaillées doivent exister telles que quantités de biomasse réellement produites, lieu de production, quantités actuellement utilisées avec quelles technologies, etc.

Les chiffres donnés dans le tableau suivant doivent par conséquent être considéré comme une estimation très approximative. Le calcul de la production d'énergie électrique tient compte des moteurs thermiques fonctionnant au biogaz, des installations CRO[26] et en partie des petites turbines à vapeur ou des usines de gazéification en considérant des rendements compris entre 20 et 30%.

Source	Potentiel théorétique (GJ/a)	Utilisation possible estimé (%)	Production électrique (MWh/an)	Remarques
Typha	8.866.000	40 - 60	246.000 – 370.000	Collecte/récolte difficile et coûteuse
Riz	1.370.000	30 – 50	23.000 -38.000	Potentiel partiellement réservé par d'autre projet
Coques d'arachides	2.250.000	20 - 30	25.000 -37.000	Actuellement utilisé, besoin coopération des huileries
Sucrerie			30.000	Réalisation déjà en cours
Tiges	9.902.000	2 – 10	11.000 - 55.000	Collecte non efficace
Biogaz déchets	1.740.000	15 – 40	22.00 – 58.000	Dépendant du système de gestion des déchets
Biogaz eaux usée	1.060.000	15 - 40	13.000 -35.000	Dépendant de la performance du système d'assainissement
Biogaz élevage	2.142.000	50 - 70	89.000 – 125.000	
Biogaz abattoir	33.700	70 - 90	2.000 – 2.500	
TOTAL			**461.000 - 750.500**	

Tableau no 2.18 - Biomasse – potentiel en énergie électrique

La quantité d'énergie électrique qui pourrait chaque année être produite à partir de la biomasse accessible est comprise entre 460 et 750 GWh. Cela représente environ 25 % de la demande en énergie sur le réseau interconnecté en 2009.

[26] CRO : abréviation pour Cycle de Rankin Organique

2.4 UTILISATION ACTUELLE DES ENR

2.4.1 Energie éolienne

Plusieurs centaines des pompes éoliennes (mécanique) ont été installées dans les années 80, le pourcentage des systèmes qui sont encore en fonction n'est pas connu.

Aussi au début des années 80, 5 petits aérogénérateurs d'une puissance comprise entre 1 et 4 kW ont été installés pour alimenter des équipements différents dans les régions de Thiès et de Dakar. Tous ces éoliennes sont hors service et/ou démontées. Dans le cadre d'un projet italien, 10 éoliennes d'une puissance de 10 kW ont été chacune couplées à un groupe diesel pour l'irrigation. Ils ont fonctionné de 1991 à 1995.

Le seul aérogénérateur actuellement en opération fait partie d'un system hybride isolé, constitué d'un aérogénérateur de 5 kW, de modules photovoltaïques de 5 kW_c et d'un groupe diesel. Le système a été installé cette année à Sine Moussa Abdou dans la région de Thiès.

Aujourd'hui il n'existe aucune éolienne raccordée au réseau interconnecté du Sénégal.

2.4.2 Energie solaire

La puissance totale installée en systèmes photovoltaïques était en 2006[27] d'environ de 2 MW, dont environ de 880 kW dans des systèmes domestiques, 500 KW pour alimenter des infrastructures communautaire (incl. pompage) et 400 kW dans des installations de télécommunication. En considérant les projets d'électrification rurale en cours, on peut estimer une puissance installée actuelle comprise entre 2,5 et 3 MW.

En plus des systèmes domestiques, il existe une dizaine de centrales PV ou PV hybride pour alimenter des réseaux isolés aves des puissances installées comprises entre 10 et 100 kW. Quelques exemples sont Ndiebel (20 kW), Diaoulé (21,5 kW), Dionewar-Niodor (100 kW, système hybride) ou Bassoul Bassar (80 kW système hybride).

Aucune installation photovoltaïque n'est raccordée actuellement au réseau interconnecté de Sénélec.

2.4.3 Biomasse/biogaz

2.4.3.1 Bagasse

La CSS (Compagnie Sucrière Sénégalaise) utilise la bagasse pour générer de la vapeur pour la production du sucre et pour le fonctionnement d'un turbogénérateur de 9.8 MW_{el} pendant les 7 mois de la campagne. Toute l'électricité générée est consommée par le complexe agro-industriel, pour l'irrigation, pour la production ou pour l'alimentation des bâtiments résidentiels. Aucune électricité n'est injectée dans le réseau interconnecté. La quantité totale générée n'est pas connue exactement, mais on peut l'estimer comprise entre 45 et 50 GWh/an (l'utilisation pendant la campagne de 7 mois est très élevée).

[27] Rapport SIE 2007

La CSS dispose actuellement de 4 chaudières d'une capacité globale de 160 T/H couplées chacune à un turbo alternateur et capables de produire au total 23,5 MW. Toutefois, c'est l'une d'elles qui fournit 9,8 MW pour les besoins actuels d'autoconsommation, les autres servants de secours. Ce secours est doublé par des groupes diesel qui devraient fonctionner en grand secours.

L'annexe no 2.2 donne les réponses de la CSS lors d'un entretien sur la biomasse disponible pour la production d'électricité.

2.4.3.2 Coques d'arachides

L'huilerie Suneor utilise des coques d'arachide pour satisfaire ses besoins en énergie.

Suneor exploite plusieurs sites dont :

- Suneor Dakar
- Suneor Diourbel
- Suneor Kaolack (Lyndiane)
- Suneor Ziguinchor

Actuellement, il n'y a que Suneor Kaolack Lyndiane et Suneor Ziguinchor qui produisent de l'énergie avec les coques d'arachides. Ces coques sont brûlées dans une chaudière couplée à un turbo alternateur. Suneor Kaolack Lyndiane produit 1754 MWh par an dont 1470 de Décembre à Juillet et 284 d'août à novembre (période d'arrêt de l'usine). Toute l'électricité est consommée par l'usine. Il n'est donc pas possible vendre un surplus à la SENELEC. Si l'on tient compte de l'âge des installations et des facteurs d'utilisation, on peut estimer que l'efficacité de la centrale est très faible.

2.4.3.3 Biogaz

Plusieurs systèmes de biogaz ont été installés dans le cadre de projets différents depuis les années 80, surtout pour alimenter des pompes d'irrigation, pour la cuisson et l'éclairage au gaz. Pour la génération d'énergie électrique, les trois systèmes suivants ne sont pas raccordés au réseau :

	Puissance électrique	**Etat / remarque**
Abattoir de Thiès	18 kVA	
Traitement des eaux usées de Camberene	200 kVA	Moteur hors services
Centre agro pastoral Sassal	3,5 kVA	

Tableau no 2.19 - Production d'électricité à partir de biogaz

2.5 LES PROJETS ENR ACTUELLEMENT INITIES

2.5.1 Parc éolien de Saint-Louis

Le projet a été développé par l'entreprise sénégalaise C3E avec le partenaire français Aerowatt (qui a remplacé le partenaire initial, cegelec). Le parc aura une puissance nominale de 50 MW et sera implanté près de Gantour et raccordé au poste de 225/30 kV de Sakal.

Pendant les 6 années de développent du projet, des mesures de vent à trois emplacements différents et les études de rendement correspondantes ont été effectuées. L'étude sur l'impact environnemental (ornithologie) ainsi que l'investigation géotechnique ont été menées. Le C3E a conclu des accords pour l'utilisation des terrains et a obtenu du Conseil Régional les autorisations nécessaires pour leur occupation. Pour la gestion, le concept d'une société anonyme de projet, composée de C3E et de promoteurs internationaux a été développé.

Le site et le parc de 50 MW a fait l'objet en 2010 d'une étude de faisabilité réalisée par Lahmeyer International sur financement de la kfW.

Le contrat de raccordement et d'achat d'énergie est encore en négociation et semble être l'obstacle principal à la réalisation du projet. Hormis ce problème de contrat, le projet est déjà bien avancé.

2.5.2 Parc éolien de Taïba Ndiaye

La société française SARREOLE est en train de développer un parc éolien de 125 MW à Taïba Ndiaye. Une étude de vent a été réalisée mais les résultats de la campagne de mesures ne sont pas connus. Le terrain pour le projet a été obtenu et une étude d'impacte environnemental a déjà été réalisée.

Actuellement SARREOLE est en train de chercher des investisseurs pour le financement (dette et équité).

2.5.3 Parcs éoliens de Mboro et Léona

Les deux projets font l'objet d'investigations par la société INFRACO. On considère une puissance de environ de 50 MW par projet dans les zones de Mboro et de Léona. Les études de rendement d'énergie sont encore en cours, le démarrage les mesures de vent était prévu pour mai 2010. On peut estimer que la décision concernant la réalisation de l'un ou l'autre site ne sera prise au niveau technique que lorsque les résultats des mesures seront connus et exploités dans le cadre de l'étude technique. INFRACO a réservé le terrain et a commencé les négociations avec Sénélec concernant le contrat d'achat d'énergie. Il est estimé qu'INFRACO va faire partie d'une société de projet et peut contribuer au financement du projet.

2.5.4 Centrale photovoltaïque de Ziguinchor (7,3 MW)

Le projet est initié par CARERA, un développeur allemand, en coopération avec le conseil régional de Ziguinchor. Le projet prévoit la construction d'une centrale photovoltaïque de 7,3 MW_c et d'injecter l'énergie dans le réseau isolée de Ziguinchor, au niveau de la centrale diesel de Boutoute (30 kV). Des études de réalisation ont été effectuées et le terrain est réservé.

Le projet sera réalisé par un groupement comprenant des entreprises (par exemple des fournisseurs d'équipements) qui peuvent apporter au moins 30 % de financement par équité.

Il existe des accords au niveau politique pour le projet mais, un contrat d'achat d'énergie avec Sénélec n'est pas encore signé.

Le Ministère chargé de l'énergie et la KFW ont commandité une étude de faisabilité qui a été réalisée par Lahmeyer International en 2010. Les décisions sont attendues.

2.5.5 Bioénergie Ross Bethio, Cogénération

Le bureau suisse SGI avec sa branche sénégalaise développe actuellement un projet de cogénération à partir de biomasse (Typha et balles de riz) en utilisant la technologie de gazéification. La première étude de faisabilité réalisée en 2007 envisageait une centrale de 7,5 $MW_{él}$ (10 MW_{th}). Cependant comme il y a suffisamment de ressources en biomasse disponible, on s'oriente aujourd'hui vers la réalisation de 5 x 15 $MW_{él}$.

Des études concernant la réalisation technique et la logistique de collecte de la biomasse ont été réalisées et des pré-accords existent pour l'utilisation des résidus.

La SGI a reçu l'autorisation pour la coupe du Typha ainsi qu'une lettre d'intention d'achat d'électricité par la Sénélec.

Des négociations avec des investisseurs potentiels sont encore en cours.

2.5.6 Cogénération à partir de bagasse à la CSS (Compagnie Sucrière Sénégalaise)

La CSS prévoit d'augmenter sa capacité de fourniture de sucre de 100.000 t/an à 150.000 t/an. Dans ce contexte, il est envisagé d'améliorer le système énergétique et d'installer une nouvelle chaudière de 150 t/h qui sera couplée à un TurboGénérateur de 25 MW. Ce système permet de satisfaire la demande de vapeur et de produire environ 100 GWh/an d'électricité dont environ 30 GWh/an pourraient être vendu à la Sénélec.

Ceci est prévu à partir de Novembre 2010 pour une finalisation en 2017. Le projet est proposé comme projet MDP.

2.5.7 Traitement des déchets d'un abattoir

Actuellement, C3E et SOGAS (Gestion d'abattoirs) étudient la possibilité d'utiliser les déchets d'un abattoir situé dans la région de Dakar. Il est envisagé de proposer ce projet comme projet MDP.

2.5.8 Captage de gaz de la décharge de Mbeubeuss pour la génération électrique

Le projet a été proposé en 2007 comme projet MDP au bureau de l'UNFCCC[28] par une entreprise qui est active dans le secteur de commercialisation des réductions de CO_2.

[28] United Nation Framework Convention on Climat Change

3 POTENTIEL TECHNIQUE DE PRODUCTION

3.1 DEMANDE D'ELECTRICITE (ENERGIE ET PUISSANCE)

3.1.1 Scénarios de demande d'injection et de la pointe sur le réseau interconnecté

La Sénélec a produit trois scénarios de demande d'injection dans le réseau interconnecté. Ces scénarios, retenus dans le cadre de la présente étude, sont donnés dans le tableau suivant.

Année	Scénario de base		Scénario faible		Scénario fort	
	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)
2009	2.309	424	2.309	424	2.309	424
2010	2.496	442	2.496	442	2.496	442
2011	2.727	480	2.610	459	2.864	504
2012	2.970	519	2.762	482	3.192	557
2013	3.152	546	2.911	504	3.507	608
2014	3.348	576	3.078	529	3.694	635
2015	3.658	629	3.257	560	4.102	706
2016	3.853	663	3.450	593	4.298	739
2017	4.026	693	3.621	623	4.473	769
2018	4.258	732	3.850	662	4.707	810
2019	4.556	784	4.142	712	5.011	862
2020	4.821	829	4.402	757	5.281	908
2021	5.117	880	4.692	807	5.583	960
2022	5.393	928	4.962	854	5.864	1.009
2023	5.700	980	5.263	905	6.178	1.063
2024	6.000	1.032	5.557	956	6.484	1.115
2025	6.319	1.087	5.870	1.010	6.809	1.171
% par an 09-25	**6,5%**	**6,1%**	**6,0%**	**5,6%**	**7,0%**	**6,6%**
% par an 00-09	6,2%	6,8%	6,2%	6,8%	6,2%	6,8%

Source : Sénélec, Prévisions 2010-2025

Tableau no 3.1 - Scénarios de demande – Réseau interconnecté

Encadre 1 : Scénarios produits par Senelec
Le consultant a reçu deux fichiers avec des scénarios de demande. Un fichier contient un seul scénario pour la période 2010 – 2014. Sauf des petites différences, ce scénario correspond au scénario de base qui fait partie des scénarios du deuxième fichier. Ce fichier contient de plus un scénario faible et un scénario fort. Le fichier est baptisé « Prévision 2010 – 2025 » dans le présent rapport. Seul le scénario pour la période 2010 – 2014 (« Prévision 2010 – 2014 ») montre aussi la production injectée par centrale pour satisfaire la demande. La méthodologie qui a été utilisée pour préparer la « Prévision 2010 – 2014 » est décrite dans le document « Prévision de la Demande 2010 – 2014 » de la Direction des Etudes Générales (DEEG), Janvier 2010.

On constate que la différence entre les scénarios est faible.

Sauf pour le scénario fort, l`énergie à injecter dans le RI croît avec un taux moyen annuel qui est proche du taux observé sur la période 2000 – 2009.

Le taux d`accroissement des ventes est plus élevé et dépasse dans chaque scénario le taux de 5,9 % par an qui a été observé sur la période 2000 – 2009. Dans le scénario de base, les ventes augmentent de 7,1 % par an dans la période 2009 – 2025 (scénario faible 6,6 % par an, scénario fort 7,6 % par an). Que la demande d`injection soit supposée croître moins fort que les ventes est dû à l`hypothèse que les pertes non techniques diminueront. Les pertes techniques et non techniques comptent pour la différence entre l`énergie injectée dans le réseau et les ventes. En 2009, les pertes étaient de l'ordre de 20 % de l'énergie injectée dans le réseau. Environ 50 % des pertes étaient des pertes non techniques (fraude, etc.). Dans les scénarios de la Sénélec, la valeur de 20 % se réduit à 13 % en 2018 et reste ensuite à ce niveau. La valeur de 13 % contient encore des pertes non techniques mais nettement moins qu'actuellement.

Selon les informations reçues de la Sénélec, cette prévision de demande en puissance et en énergie sur le réseau interconnecté ne tient pas compte du raccordement à celui-ci des deux centres isolés les plus importants du Sénégal, à savoir Ziguinchor et Tambacounda.

3.1.1.1 Raccordement de Ziguinchor au RI

Le raccordement de Ziguinchor au réseau interconnecté est prévu dans le cadre de la construction de la centrale hydroélectrique de Kaléta (OMVG). Dans le cadre de ce projet, une ligne 225 kV sera construite pour raccorder la centrale au réseau interconnecté de la Sénélec à Kaolack. La ligne Kaléta – Kaolack passe par Ziguinchor et le réseau de Ziguinchor sera connecté au RI par un poste prévu à Tanaf. (Cf. figure ci-dessous). Selon les informations reçues de l'OMVG, le raccordement du réseau MT de Ziguinchor au RI pourrait avoir lieu à partir de 2016.

Source : WAPP

Figure no 3.1 - Raccordement de Ziguinchor au Réseau Interconnecté

3.1.1.2 Raccordement de Tambacounda au RI

Le raccordement de Tambacounda au réseau interconnecté aura lieu, soit dans le cadre de la réalisation de la centrale de Sambangalou (OMVG) soit dans le cadre de la réalisation de la centrale de Gouina (OMVS). Dans le cadre de ce dernier projet, et sans préjuger des résultats de l'étude du Plan Directeur de Transport de l'OMVS, il est probable que l'injection de la puissance de la centrale de Gouina dans le réseau interconnecté de l'OMVS nécessitera la construction de la ligne 225 kV Kayes – Tambacounda – Kaolack pour soulager la ligne Ouest du réseau de Manantali (Manantali – Dagana) qui risque d'arriver à saturation.

Selon les informations reçues de l'OMVS, la mise en service de la centrale de Gouina est prévue pour l'année 2016.

3.1.1.3 Impact du raccordement de Ziguinchor et Tambacounda sur les scénarios de demande du RI

Les scénarios de demande de la Senelec ne tiennent pas compte du raccordement de Ziguinchor et de Tambacounda. Si on ajoute les scénarios de demande pour Ziguinchor et Tambacounda – voir les

paragraphes 5.1.2 et 5.1.3 – aux scénarios pour le RI, la demande d`injection dans le RI augmente dans chaque scénario d`environ 3,4 %[29] à partir de l`année à laquelle les deux réseaux sont raccordés.

3.1.1.4 Electrification rurale

Il semble que les scénarios de la Sénélec ne tiennent pas compte des programmes d`ER dont la plupart prévoient l'ER par le raccordement au RI. La politique d'ER vise à l`attribution de concessions au secteur privé. Afin que les tarifs soient abordables pour les abonnés et rentables pour les opérateurs, les coûts d`investissements sont subventionnés. L'ASER est chargée de réaliser le programme d'ER. La situation actuelle (juin 2010) se présente comme suit :

- Les travaux de construction de la première concession, la concession de Dagana-Podor-Saint Louis, ont commencé ;
- La concession de Louga-Linguère-Kébémer a été attribuée. Il est attendu que les travaux de construction commencent début 2011 ;
- L`appel d'offres pour la concession de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas est en cours.
- Les appels d'offres pour Mbour, Kaffrine-Tambacounda-Kédougou et Kolda Vélingara sont prévus d`être lancés vers mi 2010.

Le tableau suivant donne une estimation de la pointe et de la demande en énergie des concessions ER à l'année 2020.

[29] La pointe augmente de 4,1% si on ajoute les pointes de Ziguinchor et de Tambacounda aux pointes du RI. Ce calcul est cependant simpliste parce qu`il suppose que les pointes se réalisent en même temps.

No	Concession	Appel de puissance pointe réseau Sénélec – année 2020 (MW)	Demande d'injection – année 2020 (GWh)
1	Dagana – Pordor – Saint-Louis	5,3	20,9
2	Mbour	4,5	17,8
3	Kolda Vélingara	4,1	16,3
4	Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas	5,2	20,5
5	Foundioune	4,2	16,8
6	Kafrine – Tambacounda – Kedougou	4,7	18,6
7	Kebemer – Louga – Linguere	4,6	18,2
8	Rufisque – Thies - Tivaouane	4,8	18,8
9	Diourbel – Bambey – Mbacke	5,0	19,8
10	Matam – Bakel	5,0	19,7
11	Ziguinchor – Oussouye – Bignona - Sedhiou	4,7	18,6
	TOTAUX	52,3	206,0

Source : Pointe – ASER : Demande d'injection : estimation du Consultant en considérant un facteur de charge de 0,45

Tableau no 3.2 - Estimation de la pointe et de la demande des concessions ER

En 2020, la demande des concessions d'ER augmenterait la demande de l`énergie à injecter dans le RI d'environ 4 % (scénario de base). Tenir compte de cette demande est cependant difficile parce que ni les dates de raccordement des concessions au RI ni le développement de la demande entre les dates de raccordement et 2020 ne sont connues. Un autre problème qui se pose dans ce contexte est celui des « reprises ». Dans certaines concessions, il existe des clients dont l'électrification a déjà été réalisée par l'ASER et qui sont actuellement approvisionnés par la Sénélec. Il est prévu que ces clients deviennent clients du concessionnaire d'ER. La demande de ces clients est incluse dans la prévision de la Sénélec et dans la prévision de l`ASER. Il faudrait donc exclure la demande des reprises soit de la prévision de la Sénélec, soit de la prévision de l`ASER. Cela n'est pas possible parce que la demande n'est pas connue[30].

3.1.2 Scénario de demande d'injection et de la pointe dans le réseau isolé de Ziguinchor

Le tableau suivant donne les scénarios de la Sénélec pour le réseau de Ziguinchor. On constate que la différence entre les scénarios est faible.

Dans chaque scénario, l'accroissement annuel moyen de la demande d`injection et de la pointe est nettement plus faible que les taux observés dans la passé[31]. Cela est partiellement dû à l`hypothèse que les pertes non techniques vont diminuer beaucoup. En 2009, les pertes techniques et non techniques étaient dans l`ordre de 15 % de l`énergie injectée dans le réseau. Il est supposé que cette valeur se réduit chaque année pour atteindre 9 % en 2018 et rester ensuite à ce niveau. La valeur de 9 % contient encore quelques pertes non techniques mais la plus grande partie reflète les pertes techniques. Mais l`accroissement de la demande d`injection est aussi inférieur au taux moyen observé dans le passé si on laisse le niveau des pertes à 15 %. Dans ce cas, l`accroissement moyen dans la période 2009 –

[30] Les chiffres que le consultant a obtenus pour la concession de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas indiquent que la demande peut être importante. Le nombre de reprises est estimé par l`ASER à 1,900. Le nombre de nouveaux abonnés qui seront électrifiés par le concessionnaire dans les trois premières années est estimé à environ 5,000, y compris l`éclairage public. Il est peu probable que ce nombre augmente beaucoup dans les années suivantes parce que les coûts d`investissements ne seront probablement plus subventionnés à partir de la 4ème année. Par conséquent, les reprises constitueront un pourcentage important du nombre total d`abonnés et on peut s`attendre à ce que cela s`applique aussi à leur demande d`électricité.

[31] Les pointes dans les années 2000 – 2002 ne sont pas connues. C`est pourquoi le taux d`accroissement observé dans le passé n`est pas présenté pour la période 2000 – 2009.

2025 serait de 6,9 % par an dans le scénario de base, de 6,4% par an dans le scénario faible et de 7,9 % par an dans le scénario fort.

Année	Scénario de base		Scénario faible		Scénario fort	
	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)
2009	56	12,5	56	12,5	56	12,5
2010	60	13,0	60	13,0	60	13,0
2011	65	14,3	62	13,6	68	15,0
2012	70	15,5	65	14,4	76	16,7
2013	75	16,5	69	15,2	83	18,3
2014	79	17,5	73	16,1	88	19,3
2015	87	19,1	77	17,0	97	21,4
2016	91	20,1	82	18,0	102	22,5
2017	95	21,0	86	18,9	106	23,4
2018	101	22,3	91	20,1	112	24,6
2019	108	23,8	98	21,7	119	26,2
2020	114	25,2	104	23,0	125	27,6
2021	121	26,8	111	24,5	132	29,2
2022	128	28,2	118	25,9	139	30,7
2023	135	29,8	125	27,5	146	32,3
2024	142	31,4	132	29,1	154	33,9
2025	150	33,0	139	30,7	161	35,6
% par an 09-25	**6,4%**	**6,2%**	**5,9%**	**5,8%**	**6,9%**	**6,7%**
% par an 00-09	9,3%		9,3%		9,3%	
% par an 03-09	9,8%	10,2%	9,8%	10,2%	9,8%	10,2%

Source : Sénélec, Prévisions 2010-2025

Tableau no 3.3 - Scénario de demande – Réseau de Ziguinchor

3.1.3 Scénarios de demande d'injection et de la pointe dans le réseau isolé de Tambacounda

Le tableau suivant donne les scénarios de la Sénélec pour le réseau de Tambacounda. On constate que la différence entre les scénarios est faible.

Dans chaque scénario, l`accroissement annuel moyen de la demande d`injection et de la pointe est nettement plus faible que les taux observés dans la passé[32]. Cela est partiellement dû à l`hypothèse que les pertes non techniques vont diminuer beaucoup. En 2009, les pertes techniques et non techniques étaient dans l`ordre de 17 % de l'énergie injectée dans le réseau. Il est supposé que la valeur se réduit chaque année pour atteindre 11,5% en 2018 et rester ensuite à ce niveau. La valeur de 11,5% contient encore des pertes non techniques mais nettement moins par rapport à la situation actuelle. Mais l`accroissement de la demande d`injection est aussi inférieur au taux moyen observé dans le passé si on laisse le niveau des pertes à 15 %. Dans ce cas, l'accroissement moyen dans la période 2009 – 2025 serait de 6,7 % par an dans le scénario de base, de 6,2 % par an dans le scénario faible et de 7,2 % par an dans le scénario fort.

[32] Les pointes dans les années 2000 – 2002 ne sont pas connues. C`est pourquoi le taux d`accroissement observé dans le passé n`est pas présenté pour la période 2000 – 2009.

Année	Scénario de base		Scénario faible		Scénario fort	
	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)
2009	24	4,5	24	4,5	24	4,5
2010	26	4,6	26	4,6	26	4,6
2011	28	5,0	26	4,8	29	5,3
2012	30	5,5	28	5,1	32	5,9
2013	32	5,8	30	5,4	36	6,5
2014	34	6,2	31	5,7	37	6,8
2015	37	6,7	33	6,0	42	7,6
2016	39	7,1	35	6,4	44	7,9
2017	41	7,4	37	6,7	45	8,2
2018	43	7,8	39	7,1	48	8,7
2019	46	8,4	42	7,6	51	9,2
2020	49	8,9	45	8,1	54	9,7
2021	52	9,4	48	8,7	57	10,3
2022	55	9,9	50	9,1	60	10,8
2023	58	10,5	53	9,7	63	11,4
2024	61	11,1	56	10,2	66	12,0
2025	64	11,6	60	10,8	69	12,6
% par an 09-25	**6,3%**	**6,1%**	**5,8%**	**5,6%**	**6,8%**	**6,6%**
% par an 00-09	8,4%		8,4%		8,4%	
% par an 03-09	7,8%	8,9%	7,8%	8,9%	7,8%	8,9%

Source : Sénélec, Prévisions 2010-2025

Tableau no 3.4 - Scénarios de demande – Réseau de Tambacounda

3.1.4 Scénarios de demande d'injection et de la pointe d'autres réseaux isolés

Les autres réseaux isolés sont au nombre de 26 (Kahone 9, Boutoute 7, Tambacounda 10). Les scénarios de la Sénélec donnent l'estimation de la demande totale. Les pointes sont peu significatives parce qu`il s'agit vraisemblablement de l'addition des pointes individuelles. Cela implique que les pointes sont synchrones, ce qui n'est pas certain.

Année	Scénario de base		Scénario faible		Scénario fort	
	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)	A injecter (GWh)	Pointe (MW)
2009	34	8,6	34	8,6	34	8,6
2010	39	9,8	39	9,8	39	9,8
2011	42	10,7	41	10,3	44	11,3
2012	46	11,7	43	10,9	50	12,6
2013	49	12,4	45	11,4	54	13,8
2014	52	13,2	48	12,1	57	14,5
2015	57	14,4	51	12,8	64	16,1
2016	60	15,2	54	13,6	67	16,9
2017	63	15,8	56	14,2	69	17,6

2018	66	16,7	60	15,1	73	18,5
2019	71	17,9	64	16,3	78	19,7
2020	75	19,0	68	17,3	82	20,8
2021	79	20,1	73	18,5	87	22,0
2022	84	21,2	77	19,5	91	23,1
2023	89	22,4	82	20,7	96	24,3
2024	93	23,6	86	21,9	101	25,5
2025	98	24,9	91	23,1	106	26,8
% par an 09-25	**6,8%**	**6,9%**	**6,3%**	**6,4%**	**7,3%**	**7,4%**
% par an 00-09	4,9%		4,9%		4,9%	
% par an 03-09	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%

Source : Sénélec, Prévisions 2010-2025

Tableau no 3.5 - Scénarios de demande – Autres centres isolés

3.2 DEMANDE SATISFAITE PAR LES CENTRALES EXISTANTES ET PLANIFIEES

3.2.1 Réseau interconnecté

3.2.1.1 Centrales hydroélectriques

Le Tableau suivant donne, pour chaque scénario de demande, la production estimée des centrales hydroélectriques existantes et planifiées raccordées au réseau interconnecté.

Centrale Hydro	Capacité installée (MW)	Production annuelle (GWh/an)	Début de production	Production pour Sénégal (%)	Production pour Sénégal (GWh/an)	Pertes transport (%)	Injection RI Sénélec (GWh/an)
Manantali		710	2002	33,0%	234,4	4,0%	225.0 *
Félou	59	320	Mi 2013	25,0%	80,0	4,0%	76,8
Gouina	120	440	Mi 2016	25,0%	110,0	4,0%	105,6
Kaléta	240	946	Mi 2016	40,0%	378,4	4,0%	363,3
Sambangalou	128	402	Mi 2017	40,0%	160,8	4,0%	154,4
Koukoutamba	280	560	Mi 2020	30,0%	168,0	4,0%	161,3
Gourbassi	25	?	après 2020	?		4,0%	
Boureya	240	?	après 2020	?		4,0%	
Badoumbe	70	?	après 2020	?		4,0%	

Source : OMVS, OMVG, Senelec (Manantali). La production annuelle de Manantali (710 GWh) n`inclut pas la production pour le site de Manantali.
* La prévision de la production injectée dans l`année 2010 est légèrement différente (214 GWh).

Tableau no 3.6 - Estimation de l'énergie injectée dans le RI par les centrales hydroélectriques

3.2.1.2 Centrales thermiques des producteurs indépendants

Le tableau suivant donne l'estimation de la production injectée dans le réseau interconnecté par les centrales thermiques des producteurs indépendants.

La centrale GTI (cycle combiné, 52 MW) est actuellement exploitée par un producteur indépendant sous un contrat de type « take or pay ». La centrale est à l'arrêt depuis juin 2008 à cause de divers problèmes, notamment l'endommagement du transformateur de puissance et le refus de fourniture de combustible à cause de non-paiement des factures. La centrale sera bientôt reprise par le Gouvernement. L`objectif est cependant de la transférer à un autre producteur indépendant. On peut supposer que le contrat avec ce producteur sera un contrat du type « take or pay ».

Sendou est une centrale au charbon (2*125 MW) qui est planifiée. Le contrat pour la première phase (1*125 MW) est déjà signé. La centrale ne sera pas exploitée avec un contrat de type « take or pay ». Mais la Sénélec s'attend à ce que seul les prix d'achat des centrales hydroélectriques soient moins chers et prévoit que Sendou tourne en base. Le prix d'achat de Sendou inclut une prime fixe qui permet à l`investisseur de récupérer les coûts fixes, y compris les coûts d`investissements.

Centrale	**Production (GWh)**					
	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**≥ 2015**
GTI	158	372	370	351	360	360
Sendou			941	1817	1818	1820

Source : Senelec jusqu`à 2014 (Prévision 2010 – 2014). Estimation du consultant à partir de 2015.

Tableau no 3.7 - Production injectée dans le RI par les producteurs indépendants

3.2.1.3 Centrale de Kounoune

La centrale de Kounoune (centrale diesel équipée de 9 groupes totalisant une puissance de 67,5 MW) est exploitée par une société privée mais **pas** avec un contrat du type « take or pay ». Cela explique la faible production dans les années 2012 – 2014. La production injectée dans les années à partir de 2015 représente l'estimation du Consultant.

Centrale	**Production (GWh)**					
	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**≥ 2015**
Kounoune	293	123	60	12	19	100

Source : Senelec jusqu`à 2014 (Prévision 2010 – 2014). Estimation du consultant à partir de 2015.

Tableau no 3.8 - Production injectée dans le RI par Kounoune

3.2.1.4 Centrales de la Sénélec

Le fichier « Prévision 2010 – 2014 » de la Sénélec présente la production injectée par ses centrales dans le scénario de base (Cf. tableau ci-dessous). Le consultant n'a pas reçu un plan correspondant pour le scénario faible et le scénario fort, mais vue la relativement faible différence entre ces scénarios et le scénario de base, on peut considérer que l'ajustement proportionnel soit une très bonne estimation.

Dans le calcul du potentiel technique des centrales ENR, la production de la Sénélec est considérée comme production qui pourrait être remplacée par la production des centrales ENR, cela à condition que les centrales de la Sénélec injectent dans le RI au moins 10 % de la demande totale d'injection

Centrale	Production (GWh)

	2010	2011	2012	2013	2014
Bel Air – Diesel (C1+C6)	498	489	445	244	325
Bel Air – TAG4	21	18	8	1	2
Cap de Biches – TAV3	248	330	101		
Cap de Biches – Diesel C4	507	387	301	190	218
Cap de Biches – TAG2	40	132	130	117	122
Kahone – Diesel	446	390	209	79	89
Leasing (35 MW)	71	262	180	77	93
Total	1.831	2.008	1.374	708	849

Source : Sénélec, Prévision 2010 – 2014. Les valeurs de la Sénélec ont été légèrement changées (maximum 1,7%) pour que la production totale injectée soit en ligne avec les valeurs du scénario de base présenté dans le fichier « Prévision 2010 – 2025 ».

Tableau no 3.9 - Production des centrales de la Sénélec dans le scénario de base

3.2.2 Centrales de Ziguinchor et de Tambacounda

3.2.2.1 Ziguinchor

Selon la « Prévision 2010 – 2025 », la demande dans le réseau de Ziguinchor sera satisfaite par la centrale de Boutoute. La centrale dispose actuellement de plusieurs groupes diesel d`une puissance totale installée de 19,1 MW mais la capacité disponible est nettement inférieure, estimée à 13,8 MW. La mise en service de deux nouveaux groupes de 5 MW chacun est prévue pour fin 2011/début 2012.

3.2.2.2 Tambacounda

Selon la « Prévision 2010 – 2025 », la demande dans le réseau de Tambacounda sera satisfaite par les groupes installés à Tambacounda. Sénélec dispose actuellement de plusieurs groupes diesel d'une puissance totale installée de 10,5 MW et d'une puissance exploitable de 8,5 MW. La mise en service de deux nouveaux groupes de 3 MW chacun est prévue pour fin 2011/début 2012.

3.2.3 Centrales des autres réseaux isolés

Selon la « Prévision 2010 – 2025 », la demande d'injection dans les autres réseaux isolés est satisfaite par les centrales diesel de la Sénélec. Il n'y a pas d`informations sur le raccordement potentiel de ces réseaux au RI.

3.3 POTENTIEL TECHNIQUE DES CENTRALES EOLIENNES – RESEAU INTERCONNECTE

A court et moyen terme, les éoliennes constituent probablement le potentiel le plus élevé en centrales ENR pour l'injection dans le RI. C'est pourquoi les analyses se concentrent sur ce potentiel. Le cas d`une centrale à biomasse est analysé dans le chapitre no 3.3.2.6.

3.3.1 Méthodologie

L'estimation du potentiel technique des centrales ENR est faite en deux étapes.

Dans la **première étape**, il est admis que la priorité dans l'utilisation des centrales sera accordée aux centrales hydroélectriques et à certaines centrales thermiques pour une ou plusieurs des raisons suivantes :

- économiques – centrales dont l'électricité est probablement la moins chère. Il est supposé que cela s'applique aux centrales hydroélectriques.

- contractuelles - producteurs indépendants avec des contrats « take or pay ». Cela s`applique aux centrales GTI et Sendou. Les contrats « take or pay » sont normalement seulement économiques si au moins le minimum « take » est acheté.

La centrale de Kounoune n'a pas un contrat du type « take or pay ». Théoriquement, on pourrait donc estimer le potentiel technique des éoliennes sans tenir compte de la production de Kounoune. Les calculs supposent cependant que Kounoune injecte les MWh indiqués dans le Tableau no 3.8.

L'énergie injectée par les centrales de la Sénélec en l'absence des centrales ENR a donc été calculée comme suit :

Demande d'énergie électrique à injecter dans le réseau interconnecté

Moins

a) Injection des centrales hydroélectriques qui sont ou seront raccordées au réseau Sénélec
b) Injection des centrales thermiques des producteurs indépendants qui ont un contrat de type « take or pay » (GTI, Sendou)
c) Injection de la centrale de Kounoune

Egal

Energie injectée par des centrales de la Sénélec en l'absence des centrales ENR

Le point de départ dans la **seconde étape** est l'hypothèse que seule la production de la Sénélec pourrait être remplacée par la production des centrales ENR.

L'autre aspect considéré dans la seconde étape est que **trop de capacité éolienne risque de créer des problèmes de stabilité pour le réseau si la déconnexion des éoliennes n'est pas prévue dans les contrats avec les opérateurs des parcs éoliens**[33]. Le Consultant recommande de prévoir une clause

[33] La recommandation de permettre la déconnexion des éoliennes est une des conclusions de l'analyse des impacts que des éoliennes avaient sur le réseau d'E.ON au nord de l'Allemagne en 2001 et 2002. La puissance maximale injectée par les éoliennes était d'environ 2,500 MW ce qui correspondait à la puissance injectée par les centrales en base. La demande variait entre 4,000 et 8,000 MW. La recommandation de permettre la déconnexion des éoliennes est formulée dans l'article de Werner Leonhard "Feeding the Grid from Regenerative Sources, the Way to a Sustainable Energy Supply?, EPE Journal, Vol.2, no. 3, August 2002" en disant que les éoliennes sont à soumettre au contrôle du gestionnaire du réseau. Une autre recommandation dit qu'il faut prévoir des limites pour les variations de puissance que les éoliennes sont permises d'injecter dans le réseau dans un certain temps.

dans les contrats avec les opérateurs des éoliennes qui permette au gestionnaire du réseau de réduire la puissance injectée par les éoliennes dans le cas où le réseau serait surchargé lorsque les éoliennes injectent la puissance disponible. Cela à condition que le gestionnaire assure que les éoliennes injectent le maximum possible. Cette condition implique que le gestionnaire ne doit pas accorder la priorité à d'autres centrales sauf à celles qui doivent être sur le réseau pour des raisons techniques. Qu'une certaine puissance doive être fournie par les centrales en base peut faire partie des raisons techniques[34].

Les variations dans la production des éoliennes sont à l'origine de la limite technique. Les variations ont pour conséquence que la consommation d'énergie pour les besoins de régulation augmente. A partir d'un certain niveau de pénétration, le besoin en capacité de régulation[35] et le besoin en capacité de réserve augmente aussi. Il est cependant très difficile de chiffrer le besoin additionnel parce qu'il dépend d'une multitude de facteurs. Il existe des estimations grossières pour d'autres pays (Cf. Encadré 1) mais celles-ci ne sont pas applicables au Sénégal à cause des énormes différences entre les caractéristiques des réseaux et des systèmes de production dans ces pays et au Sénégal. Signalons aussi que les résultats présentés dans ces pays sont souvent contestés par les parties prenantes. Les sociétés d'électricité prétendent le plus souvent que les promoteurs des éoliennes sous-estiment le besoin en régulation tandis que ceux-ci réclament que les sociétés d'électricité exagèrent quand elles avancent des chiffres.

Encadre 1 : Eoliennes et besoin en régulation et réserve

Besoin en régulation
La régulation doit assurer que la puissance injectée dans le réseau est à tout moment égale à la demande, y compris les pertes de transport. C'est à cette fin que la régulation doit compenser les variations dans la production des éoliennes qui ont lieu dans les courts intervalles de quelques secondes. Ces variations instantannées sont dites se compenser largement s'il y a une « grande » dispersion géographique des éoliennes. Selon (1), l'augmentation de la réserve primaire et secondaire n'est pas nécessaire dans ce cas.

Le premier parc éolien au Sénégal ne sera certainement pas un parc avec une grande dispersion géographique et il reste à voir si plusieurs parcs dans la zone entre Dakar et Saint Louis ont pour effet de compenser largement les variations instantanées.

Une méthode de lisser les variations instantanées est d'installer des éoliennes à vitesse variable. Presque toutes les éoliennes installées aujourd'hui sont de ce type. Ces éoliennes sont équipées d'électronique de puissance qui réalise un découplage entre la fréquence du réseau et la fréquence du rotor, permettant de lisser la production d'éolienne en stockant de l'énergie dans le rotor en le faisant accélérer et décélérer en fonction de la différence des fréquences.

Besoin en réserve
Une étude du réseau allemand mentionne que le besoin en réserve pour des intervalles de minutes et d'heures avait augmenté avec l'installation des éoliennes à grande échelle. En 2003, la capacité éolienne était d'environ 14.600 MW. Il a fallu prévoir une réserve de 1.200 MW avec un maximum de 2.000 MW. L'étude estime qu'en 2015 la capacité éolienne sera de l'ordre de 36.000 MW. La réserve devrait être en moyenne de 9 % de la capacité éolienne avec un maximum de presque 19 % (Cf. 2).

[34] En Allemagne, la loi sur les énergies renouvelables prévoit dans l'article 11 que le gestionnaire du réseau peut réduire la puissance injectée par les éoliennes dont la capacité installée dépasse 100 kW dans le cas où le réseau serait surchargé sans la réduction.

[35] Les expériences faites en Allemagne suggèrent que la pénétration doit atteindre un niveau important avant que le besoin en capacité de régulation augmente. En Allemagne, les éoliennes n'avait pas conduit à une augmentation de la capacité de régulation avant 2004. En 2004, ≈ 16.600 MW de capacité éolienne étaient installés. Cette capacité comptait pour 13 % de la capacité totale. (source : http://www.wwindea.org/technology/ch04/de/4_1_2_1.html

Impact des prévisions de la production éolienne sur le besoin en réserve
Le besoin en capacité de réserve diminue avec la précision des prévisions de l'énergie éolienne. Moins il y a de risques de surprises, moins de capacité de régulation doit être disponible. La précision des prévisions a beaucoup augmenté dans les dernières années selon (3) et on peut s'attendre que cela continue. Les prévisions pour le lendemain sont dites avoir une marge d'erreur comprise entre 14 % et 22 %. La source (1) mentionne même 10 – 15 %. Vue ces marges, il est étonnant que la source (4) mentionne que la marge d'erreur est en moyenne de 8 % pour un horizon entre deux et trois jours.

(1) Regelmarkt – Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelenergie durch die deutschen Uebertragungsnetzbetreiber, BET Aachen, Octobre 2003, p.63-64.
(2) Voir www.leseoliennes.be/economieeolien/previsioneolien.htm
(3) economist, June 12th – 18th, 2010. Article « And now, the electricity forecast » in Technology Quartely.
(4) Ce résultat de l'étude est cité dans le document « Regelenergie und Windkraft », publié en mai 2005 par le Bundesverband WindEnergie e.V.

Le besoin d'avoir suffisamment de capacité conventionnelle sur le réseau pour maintenir la fréquence et la tension constitue donc une limite pour le potentiel technique des éoliennes. Dans le réseau interconnecté de la Sénélec, ces fonctions de régulation sont assurées par les centrales de la Sénélec (diesel ou TAG) et/ou les centrales hydroélectriques. Au niveau de l'énergie, cette limite est prise en compte en acceptant seulement des solutions pour le potentiel technique des éoliennes où les centrales de la Sénélec injectent au moins 10% de la demande totale d'injection.

Une autre limite pour le potentiel technique des éoliennes se présente sous forme de la nécessité de satisfaire la charge de base par des centrales conventionnelles. Au niveau de l'énergie, cette limite est prise en compte dans les calculs faits dans la première étape.

Le risque d'avoir trop de capacité éolienne sur le réseau se présente notamment dans les heures creuses. Cela propose de lier le potentiel technique à la puissance demandée durant les heures creuses de l'année. La contrainte d'avoir suffisamment de capacité de régulation sur le réseau (réserves primaire et secondaire) nécessite que des centrales hydroélectriques et/ou des centrales de la Sénélec injectent dans le réseau. De plus, il faut tenir compte que les centrales en base GTI et Sendou injectent dans le réseau durant les heures creuses. En résumé le potentiel des éoliennes est limité par la puissance demandée durant les heures creuses moins la demande qui est satisfaite par des centrales en base et des centrales de régulation.

Une possibilité d'augmenter la limite serait l'exportation de l'énergie éolienne si la demande du Sénégal est faible et que les contraintes techniques ne permettent pas d'absorber toute la production éolienne. Cette possibilité n'est pas considérée dans le calcul du potentiel[36].

Cela est essentiellement aussi l'approche décrite dans l'article « Limite de la production éolienne ». L'article examine le système de production et de transport de l'électricité dans plusieurs pays en Europe qui ont installé une capacité éolienne importante[37]. Le résultat principal est que la puissance éolienne maximum est un pourcentage de la puissance demandée pendant les heures creuses moins la puissance des centrales en base.

Notre calcul du potentiel technique des éoliennes se présente comme suit :

[36] En Europe, cette possibilité existe et c'est pourquoi la capacité installée dépasse souvent le potentiel calculé avec la méthode présentée dans ce rapport. Le Danemark exporte souvent de l'énergie éolienne mais son prix d'achat est beaucoup plus faible que celui de l'énergie de centrales actives compte tenu de son caractère aléatoire.
[37] Voir http://www.leseoliennes.be/economieeolien/eolemaxi.htm

- La demande annuelle minimale augmente de 40 % de la pointe annuelle en 2011 à 50 % en 2025 ; voir l'Encadre 2.

- La puissance injectée par les centrales en base et les centrales de la Sénélec durant les heures creuses de l'année est de 80 % de la puissance demandée[38].

Encadre 2 : Demande minimum

Selon le « Rapport Annuel Mouvements d'Energie » de la Sénélec, la demande minimum était de 72 MW en 2008 et de 120 MW en 2009 (Annexe 22c des rapports). Les minima étaient dus à des incidents. Il est estimé à partir de la monotone des puissances réalisées que les minima sans incidents étaient de l'ordre de 150 MW en 2008 et de 160 MW en 2009.

En 2008, la pointe réalisée était de 395,6 MW et la pointe théorique de 407 MW. Les valeurs correspondantes en 2009 étaient de 407,2 MW (réalisé) et de 424 MW (théorique). Les pointes théoriques reflètent les pointes si la Sénélec avait pu satisfaire la demande de ses abonnés. La « Prévision de la Demande 2010 – 2025 » montre comme données historiques les pointes théoriques. On peut donc s`attendre à ce que les pointes projetées soient des pointes demandées, c`est-à-dire sans tenir compte de la possibilité que la Sénélec ne puisse pas satisfaire une partie de la demande de pointe.

Il s'en suit que les minima – sans tenir compte des impacts des incidents – étaient de l`ordre de 37 % des pointes théoriques en 2008 et 2009. Le calcul du potentiel technique suppose que le minimum sera de 40 % de la pointe en 2011 et qu'il augmente ensuite pour atteindre 50% en 2025. Cette augmentation correspond à une amélioration du facteur de charge et de la monotone des puissances.

Cela laisse 20 % de la puissance demandée durant les heures creuses pour les éoliennes. Le potentiel technique serait donné par les 20 % si les éoliennes injectent la capacité installée durant la demande annuelle minimale. Cela est cependant très peu probable. La demande minimale a lieu durant la nuit (entre 2 h et 7 h). La Figure 2.5 montre que durant ce temps, la puissance moyenne injectée par les éoliennes varie en avril entre 15 % et 25 % de la puissance installée. En septembre, la valeur est d'environ 12 %. Durant le jour de pointe en 2009, la valeur aurait été d'environ 37 %. Le calcul du potentiel suppose que les éoliennes injectent 45 % de la capacité installée durant la demande annuelle minimale.

Le potentiel technique est donc comme suit : demande annuelle minimale * 0,20 / 0,45. En tenant compte que 0,2 / 0,45 ~ 0,45, le potentiel a été calculé à partir de la formule :

Demande annuelle minimale * 0,45

L'hypothèse que les éoliennes injectent 45 % de la capacité installée durant la demande annuelle minimale est conservatrice si on regarde la Figure 2.5. C'est pourquoi le potentiel technique est aussi calculé en multipliant la demande annuelle minimale avec 0,50 et 0,55. Cela implique que les éoliennes injectent moins que 45% de leur capacité installée. (La valeur de 0,55 implique, par exemple, que les éoliennes injectent 36 % de la capacité installée ; cela à condition que les centrales en base satisfassent 80 % de la demande.)

[38] Il s'agit d'une estimation grossière. Une bonne estimation nécessite des informations de la Senelec sur l'opération des centrales. Cela concerne notamment la centrale de Sendou. Supposons, par exemple, que les 250 MW soient disponibles à partir de 2013 et que la centrale soit opérée à 90 % de la capacité. Si la puissance de 225 MW est injectée durant les heures creuses en 2013, cela est déjà égal à la puissance demandée. A part le problème qu'il n'y aurait pas un potentiel pour les éoliennes - soit qu'on les déconnecte durant les heures creuses de l'année – ce scénario n'est probablement pas faisable parce qu'on peut s'attendre que le besoin de régulation nécessitera qu'une centrale de la Sénélec ou une centrale hydroélectrique injecte aussi de l'énergie dans le réseau.

Le potentiel en puissance installée est ensuite transformé en potentiel en énergie injectée par la relation :

MW installé * 1,860 MWh par MW installé par an (ou 2,094 MWh/MWinst./an)

Les valeurs de 1,860 MWh par an par MW installé et de 2,094 MWh sont tirées du chapitre sur le potentiel théorique des éoliennes (Cf. Tableau no 2.5 dans le chapitre 2.1 - Potentiel Eolien).

La production injectée par les éoliennes, les centrales en base (centrales hydroélectriques, GTI et Sendou) et la centrale de Kounoune est ensuite soustraite de la demande totale d'injection. Le restant est la production injectée par les centrales de la Sénélec. Ces centrales, plus éventuellement les centrales hydroélectriques, assurent les fonctions de régulation. Le calcul du potentiel technique des éoliennes suppose que suffisamment de capacité de régulation soit sur le réseau si les centrales de la Senelec injectent au moins 10% de l`énergie totale injectée. Sinon, le potentiel technique des éoliennes est réduit.

Le calcul du potentiel technique est fait pour le réseau interconnecté et les réseaux isolés de Ziguinchor et de Tambacounda[39]. Le calcul n'est pas fait pour les autres réseaux isolés parce qu`il faudrait avoir des prévisions par réseaux et le potentiel de chaque réseau serait en tout cas minime.

Le calcul pour le réseau interconnecté est d'abord fait pour les scénarios préparés par la Sénélec. En gardant les scénarios de demande de la Sénélec, d`autres scénarios sont ensuite examinés qui se basent sur des hypothèses qui nous semblent être plus réalistes concernant la mise en service de certaines centrales (Sendou, Gouina, Kaléta, Sambangalou). De plus, les scénarios tiennent compte du raccordement de Zinguinchor et de Tambacounda au RI. L'impact de l'électrification rurale n'est pas examiné pour les raisons expliquées dans le paragraphe 3.1.1.4.

3.3.2 Potentiel technique

Les scénarios sont d`abord présentés pour le cas le plus pessimiste où la capacité des éoliennes est limitée à 45% de la demande minimum et où un mégawatt de capacité éolienne injecte 1,860 MWh par an. Les analyses de sensibilité qui sont présentées dans le paragraphe 3.3.2.4 montrent les résultats pour les cas plus optimistes.

Les commentaires suivants se limitent à la période 2012 – 2020. Etant donné que cinq mois de l`année 2010 se sont déjà écoulés, aucun projet important de production d'électricité par des centrales ENR ne pourra être réalisé en 2010 pour une mise en service début 2011. La prévision de la demande et du parc de production après 2020 est très spéculative. Vue que d`autres centrales hydroélectriques sont prévues d`être raccordées au RI (Gourbassi, Boureya, Badoumbe,…), la production des centrales de la Sénélec sera probablement plus faible qu'indiqué dans les tableaux suivants.

3.3.2.1 Scénario de base – Sénélec

Le Tableau suivant montre que le potentiel technique des éoliennes passe de 95 MW en 2012 à 173 MW en 2020. Chaque année, l'énergie injectée par les éoliennes compte pour 6 % - 7 % de l`énergie totale injectée. L`importance des centrales de la Senelec se réduit énormément avec la mise en service de la centrale de Sendou. Mais les centrales de la Sénélec injectent toujours au moins 16% de la demande totale.

[39] Dans le cas des réseaux isolés de Ziguinchor et Tambacounda, le potentiel technique est calculé pour des centrales PV uniquement compte tenu du potentiel éolien très faible de ces zones.

Année	Pointe MW	Minimum MW	Demande d`inject. GWh	Achats hydroélec. GWh	Achats GTI GWh	Achats Sendou GWh	Achats Kounoune GWh	Injecté par Senelec * GWh		Potentiel Eolien GWh **	% dem.	MW ***	Senelec si potentiel éoliennes est utilisé GWh	% dem.
2009	424	160	2.309	239	-	-	327	1.742						
2010	442	172	2.496	214	158	-	293	1.831						
2011	480	192	2.727	225	372	-	123	2.008		161	6%	86	1.847	68%
2012	519	211	2.970	225	370	941	60	1.375		177	6%	95	1.198	40%
2013	546	226	3.152	263	351	1.817	12	708		189	6%	102	518	16%
2014	576	243	3.348	302	360	1.818	19	849		203	6%	109	646	19%
2015	629	270	3.658	302	360	1.820	100	1.076		226	6%	121	851	23%
2016	663	289	3.853	536	360	1.820	100	1.037		242	6%	130	795	21%
2017	693	307	4.026	848	360	1.820	100	898		257	6%	138	642	16%
2018	732	330	4.258	925	360	1.820	100	1.053		276	6%	148	777	18%
2019	784	358	4.556	925	360	1.820	100	1.351		300	7%	161	1.051	23%
2020	829	385	4.821	1.006	360	1.820	100	1.535		322	7%	173	1.213	25%
2021	880	415	5.117	1.086	360	1.820	100	1.751		347	7%	187	1.404	27%
2022	928	444	5.393	1.086	360	1.820	100	2.027		372	7%	200	1.655	31%
2023	980	476	5.700	1.086	360	1.820	100	2.334		399	7%	214	1.935	34%
2024	1.032	509	6.000	1.086	360	1.820	100	2.634		426	7%	229	2.208	37%
2025	1.087	543	6.319	1.086	360	1.820	100	2.953		455	7%	245	2.498	40%

* Demande d`injection moins achats ** La production annuelle est de **1.860** MWh par MW installé.
*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.

Tableau no 3.10 - Potentiel technique des éoliennes – Demande : scénario de base. Centrales sauf éoliennes : Senelec, OMVS, OMVG.

3.3.2.2 Scénario faible – Sénélec

Les résultats montrent que le minimum de capacité éolienne (69 MW) est réalisé en 2017. Dans cette année, la capacité des éoliennes est limitée par la contrainte que les centrales de la Sénélec injectent au moins 10 % de la demande. Que la contrainte entre en vigueur est dû à l`hypothèse qu'en 2017 les centrales de Gouina et de Kaléta injectent dans le RI la production annuelle accordée au Sénégal. Les calculs financiers sont nécessaires pour déterminer s`il est rentable d'installer plus de 69 MW avant 2017.

Après 2017, le potentiel technique éolien est peu différent de celui obtenu dans le scénario de base.

Année	Pointe MW	Minimum MW	Demande d`inject. GWh	Achats hydroélec. GWh	Achats GTI GWh	Achats Sendou GWh	Achats Kounoune GWh	Injecté par Senelec * GWh		Potentiel Eolien GWh **	% dem.	MW ***	Senelec si potentiel éoliennes est utilisé GWh	% dem.
2009	424	160	2.309	239	-	-	327	1.742						
2010	442	172	2.496	214	158	-	293	1.831						
2011	459	184	2.610	225	372	-	123	1.891		154	6%	83	1.737	67%
2012	482	196	2.762	225	370	941	60	1.167		164	6%	88	1.003	36%
2013	504	209	2.911	263	351	1.817	12	466		175	6%	94	291	10%
2014	529	223	3.078	302	360	1.818	19	579		187	6%	100	392	13%
2015	560	240	3.257	302	360	1.820	100	675		201	6%	108	474	15%
2016	593	259	3.450	536	360	1.820	100	633		216	6%	116	417	12%
2017	623	276	3.621	848	360	1.820	100	493		128	4%	69	365	10%
2018	662	298	3.850	925	360	1.820	100	645		249	6%	134	396	10%
2019	712	326	4.142	925	360	1.820	100	937		273	7%	147	664	16%
2020	757	352	4.402	1.006	360	1.820	100	1.116		294	7%	158	822	19%
2021	807	380	4.692	1.086	360	1.820	100	1.326		318	7%	171	1.008	21%
2022	854	408	4.962	1.086	360	1.820	100	1.596		342	7%	184	1.254	25%
2023	905	440	5.263	1.086	360	1.820	100	1.897		368	7%	198	1.529	29%
2024	956	471	5.557	1.086	360	1.820	100	2.191		394	7%	212	1.797	32%
2025	1.010	505	5.870	1.086	360	1.820	100	2.504		423	7%	227	2.081	35%

* Demande d`injection moins achats ** La production annuelle est de **1.860** MWh par MW installé.
*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.
En 2017 seulement 25% pour tenir compte de la contrainte que les centrales de la Senelec injectent au moins 10% de la demande totale d`injection.

Tableau no 3.11 - Potentiel technique des éoliennes – Demande : scénario faible. Centrales sauf éoliennes : Sénélec, OMVS, OMVG.

3.3.2.3 Scénario fort - Sénélec

Dans le scénario fort, le potentiel technique éolien passe de 102 MW en 2012 à 190 MW en 2020. Dans chaque année, l`énergie injectée par les éoliennes compte pour 6% - 7% de l`énergie totale

injectée. Les centrales de la Sénélec injectent toujours entre 24% et 31% après la mise en service de la deuxième centrale de Sendou.

Année	Pointe	Minimum	Demande d`inject.	Achats hydroélec.	Achats GTI	Achats Sendou	Achats Kounoune	Injecté par Senelec *		Potentiel Eolien			Senelec si potentiel éoliennes est utilisé	
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh **	% dem.	MW ***	GWh	% dem.
2009	424	160	2.309	239	-	-	327	1.742						
2010	442	172	2.496	214	158	-	293	1.831						
2011	504	202	2.864	225	372	-	123	2.145		169	6%	91	1.976	69%
2012	557	227	3.192	225	370	941	60	1.597		190	6%	102	1.407	44%
2013	608	252	3.507	263	351	1.817	12	1.062		211	6%	113	852	24%
2014	635	268	3.694	302	360	1.818	19	1.195		224	6%	120	971	26%
2015	706	302	4.102	302	360	1.820	100	1.520		253	6%	136	1.267	31%
2016	739	322	4.298	536	360	1.820	100	1.482		270	6%	145	1.212	28%
2017	769	341	4.473	848	360	1.820	100	1.345		285	6%	153	1.060	24%
2018	810	364	4.707	925	360	1.820	100	1.502		305	6%	164	1.197	25%
2019	862	394	5.011	925	360	1.820	100	1.806		330	7%	177	1.476	29%
2020	908	422	5.281	1.006	360	1.820	100	1.995		353	7%	190	1.642	31%
2021	960	453	5.583	1.086	360	1.820	100	2.217		379	7%	204	1.838	33%
2022	1.009	483	5.864	1.086	360	1.820	100	2.498		404	7%	217	2.094	36%
2023	1.063	516	6.178	1.086	360	1.820	100	2.812		432	7%	232	2.380	39%
2024	1.115	550	6.484	1.086	360	1.820	100	3.117		460	7%	247	2.657	41%
2025	1.171	586	6.809	1.086	360	1.820	100	3.443		490	7%	264	2.953	43%

* Demande d`injection moins achats

** La production annuelle est de **1.860** MWh par MW installé.

*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.

Tableau no 3.12 - Potentiel technique des éoliennes – Demande : scénario fort. Centrales sauf éoliennes : Sénélec, OMVS, OMVG

3.3.2.4 Analyse de sensibilité

Le Tableau donne le potentiel technique éolien dans le cas où la capacité installée est limitée à 45%, 50% et 55% de la demande minimum et où un mégawatt de capacité éolienne injecte 1,860 GWh/MW par an ou 2,094 GWh/MW par an.

On constate que la contrainte que les centrales de la Sénélec injectent au moins 10% de la demande totale entre seulement en vigueur dans le scénario faible. L`impact de la contrainte est que la capacité éolienne n'augmente pas en continu mais est dans quelques années plus faible qu`avant. Comme déjà mentionné, les analyses financières sont nécessaires pour déterminer s`il est rentable d`installer de capacité que l'on ne peut pas utiliser entièrement dans quelques années.

Dans le scénario de base et le scénario fort, la production annuelle des éoliennes n`a pas d`impact sur la capacité qu'on pourrait installer parce que les centrales de la Sénélec injectent toujours au moins 10 % de la demande totale. Dans ces scénarios, la capacité éolienne augmente de manière continue. Elle se développe proportionnellement au pourcentage de la demande minimum (45%, 50% ou 55%) qui limite la capacité.

	Potentiel éolien (MW)								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scénario Faible									
Lim. 45% , 1860 MWh / an / MW	88	94	100	108	116	69	134	147	158
Lim. 45% , 2096 MWh / an / MW	88	84	100	108	116	63	122	147	158
Lim. 50% , 1860 MWh / an / MW	98	94	112	120	129	69	140	163	176
Lim. 50% , 2096 MWh / an / MW	98	84	112	120	129	63	122	163	176
Lim. 55% , 1860 MWh / an / MW	108	94	123	132	142	69	140	179	193
Lim. 55% , 2096 MWh / an / MW	108	84	123	132	142	63	122	179	193
Scénario de Base									
Lim. 45% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	95	102	109	121	130	138	148	161	173
Lim. 50% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	106	113	121	135	144	153	165	179	192
Lim. 55% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	116	124	133	148	159	169	181	197	212
Scénario Fort									
Lim. 45% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	102	114	120	136	145	155	165	177	190
Lim. 50% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	113	126	134	151	161	170	182	197	211
Lim. 55% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	125	138	147	166	177	187	200	217	232

Lim.45% / 50% / 55% : Capacité éolienne limitée à 45% (50%, 55%) de la demande minimum

Limitée par la condition que les centrales de la Senelec injectent au moins 10% de la demande totale.

Tableau no 3.13 - Résultats des analyses de sensibilité – Scénario sur la base des informations Sénélec, OMVS et OMVG concernant la mise en service de nouvelles centrales

3.3.2.5 Autres scénarios – (Consultant)

A. Hypothèses

Certaines hypothèses concernant le démarrage de production de nouvelles centrales sont très optimistes. Le Tableau 5suivant présente des hypothèses qui nous semblent être plus réalistes.

Nouvelle Hypothèse	Avant
Production de la première centrale à charbon (125 MW) à partir de 2013	2012
Production de la deuxième centrale à charbon (125 MW) à partir de 2015	2013
Démarrage d`injection de Gouina et de Kaleta dans le RI : mi 2017	mi 2016
Démarrage d`injection de Sambangalou dans le RI : mi 2018	mi 2017

Tableau no 3.14 - Changements des hypothèses concernant le démarrage de production de certaines centrales

A cause du délai dans la mise en service de Sendou, la centrale de Kounoune est supposée injecter 300 GWh en 2012 au lieu de 60 GWh.

De plus, les résultats présentés ci-après tiennent compte, dans la demande du réseau interconnecté du raccordement au RI des centres isolés de Ziguinchor et Tambacounda dans le cadre des projets OMVG et OMVS. La demande de Ziguinchor a donc été ajouté à la demande du RI à partir de 2017 et celle de Tambacounda aussi à partir de 2017. On peut s`attendre à ce que les centrales installées à Ziguinchor et Tambacounda continuent de produire quand Ziguinchor et Tambacounda sont raccordées au RI. Leur production fait partie de la production des centrales de la Sénélec à partir de ce moment.

B. Potentiel technique dans le scénario de base

Les résultats présentés dans le tableau suivant montrent que le potentiel technique éolien passe de 95 MW en 2012 à 180 MW en 2020.

Le délai dans la mise en service de Sendou et des centrales hydroélectriques de Gouina, Kaléta et Sambangalou n`a pas un impact direct sur la capacité éolienne qu`on pourrait installer. Celle-ci dépend de la demande minimum qui ne change pas avant le raccordement de Ziguinchor et de Tambacounda en 2017. Le raccordement est lié à la mise en service de Kaléta (Ziguinchor) et de Gouina et/ou Sambangalou (Tambacounda) et c'est via ce lien que la mise en service des deux centrales a un impact sur le potentiel éolien.

Les centrales de la Sénélec injectent toujours nettement plus que le minimum de 10% de la demande totale. En fait, le délai dans la mise en service de Sendou, Gouina, Kaléta et Sambangalou augmente la production des centrales de la Sénélec.

Année	Pointe	Minimum	Demande d`inject.	Achats hydroélec.	Achats GTI	Achats Sendou	Achats Kounoune	Injecté par Senelec *		Potentiel Eolien			Senelec si potentiel éoliennes est utilisé	
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh **	% dem.	MW ***	GWh	% dem.
2009	424	160	2.309	239	-	-	327	1.742						
2010	442	172	2.496	214	158	-	293	1.831						
2011	480	192	2.727	225	372	-	123	2.008		161	6%	86	1.847	68%
2012	519	211	2.970	225	370	-	300	2.075		177	6%	95	1.899	64%
2013	546	226	3.152	263	351	941	12	1.584		189	6%	102	1.395	44%
2014	576	243	3.348	302	360	941	19	1.727		203	6%	109	1.524	46%
2015	629	270	3.658	302	360	1.820	100	1.076		226	6%	121	851	23%
2016	663	289	3.853	302	360	1.820	100	1.271		242	6%	130	1.030	27%
2017	721	319	4.094	536	360	1.820	100	1.278		267	7%	144	1.011	25%
2018	763	343	4.402	848	360	1.820	100	1.274		287	7%	154	987	22%
2019	816	373	4.710	925	360	1.820	100	1.505		312	7%	168	1.193	25%
2020	863	401	4.984	1.006	360	1.820	100	1.698		335	7%	180	1.363	27%
2021	916	432	5.291	1.086	360	1.820	100	1.924		362	7%	194	1.563	30%
2022	966	462	5.575	1.086	360	1.820	100	2.209		387	7%	208	1.822	33%
2023	1.021	496	5.893	1.086	360	1.820	100	2.527		415	7%	223	2.112	36%
2024	1.074	530	6.203	1.086	360	1.820	100	2.837		443	7%	238	2.394	39%
2025	1.132	566	6.533	1.086	360	1.820	100	3.167		474	7%	255	2.693	41%

* Demande d`injection moins achats sans tenir compte du potentiel technique des éoliennes.
** La production annuelle est de **1.860** MWh par MW installé.
*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.

Tableau no 3.15 - Scénario de base (Consultant) – ajournement de la mise en service de Sendou, Gouina, Kaléta et Sambangalou et raccordement de Zinguinchor et Tambacounda au RI en 2017

C. Contribution des centrales aux pointes annuelles

Le Tableau suivant montre la contribution des centrales, sauf les éoliennes, aux pointes annuelles. Etant donné qu`il se peut que les éoliennes ne produisent pas durant les heures de pointes, il est nécessaire que la Sénélec dispose de suffisamment de capacité d`achat et de centrales propres pour satisfaire la demande de pointe.

Année	Pointe	Puissance disponible par des centrales durant les heures de pointe						Excédent / déficit
		Hydroélec.	GTI	Sendou	Kounoune	Senelec	Total	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2010	442	48	47		61	307	462	20
2011	480	48	47		61	307	462	(17)
2012	519	48	47		61	307	462	(56)
2013	546	60	47	113	61	307	587	40
2014	576	60	47	113	61	307	587	11
2015	629	60	47	225	61	307	699	70
2016	663	60	47	225	61	307	699	36
2017	721	161	47	225	61	323	817	95
2018	763	202	47	225	61	323	857	95
2019	816	202	47	225	61	323	857	42
2020	863	269	47	225	61	323	925	61

Tableau no 3.16 - Injection de puissance par des centrales durant les heures de pointe

Le calcul se base sur des hypothèses concernant les MW disponibles par centrale durant les heures de pointe. Les hypothèses sont présentées dans l'annexe no 3.1. Selon ces hypothèses, il y aurait un déficit en 2011 et 2012. Si on regarde le tableau présenté en annexe, on constate qu`il y a encore des réserves mais il ne serait certainement pas facile de satisfaire la demande de pointe en 2012. Qu`il n'y a plus de déficits à partir de 2013 est dû à la mise en service de la centrale au charbon (Sendou). Comme indiqué dans le tableau no 5.14, la première centrale est supposée être sur le réseau en 2013 et la deuxième en 2015.

D. Production des centrales de la Sénélec

La 2ème Phase de la présente étude présentera l'estimation de la production des centrales de la Sénélec qui sera remplacée par la production des éoliennes. Cet exercice donnera les coûts évités qui seront d`importance primordiale pour les analyses économiques et financières. Le sujet examiné ici est la production des centrales qui seront utilisées quand les éoliennes injecteront dans le réseau. Le cas examiné est celui de la production minimale qui, selon le Tableau no 5.15, serait de 851 GWh en 2015. La question est si on peut s`attendre à ce que les centrales de la Senelec soient opérées avec des paramètres raisonnables. La réponse est oui. Selon la prévision de la Senelec – voir le Tableau 5.9 - ses centrales injectent 849 GWh en 2014 en l'absence des éoliennes. Signalons que les centrales sont opérées comme centrales intermédiaires et de pointe. Si des éoliennes injectent dans le réseau, la production brute des centrales augmentera probablement parce qu`on aura besoin de plus de réserve chaude. La réserve chaude sera nécessaire pour répondre aux fluctuations de la demande et pour compenser les fluctuations de la production des éoliennes.

E. Analyses de sensibilité

Les résultats des scénarios faible et fort sont présentés dans l'annexe no 3.2.

Le tableau suivant montre le potentiel technique des éoliennes en terme de capacité qu`on pourrait installer. Les résultats du scénario de base sont inclut à titre de comparaison.

	Potentiel technique éolien (MW)								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scénario Faible									
Lim. 45% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	88	94	100	108	116	129	140	153	165
Lim. 50% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	98	104	112	120	129	144	155	170	183
Lim. 55% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	108	115	123	132	142	158	171	186	201
Scénario de Base									
Lim. 45% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	95	102	109	121	130	144	154	168	180
Lim. 50% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	106	113	121	135	144	160	172	186	200
Lim. 55% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	116	124	133	148	159	176	189	205	220
Scénario Fort									
Lim. 45% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	102	113	120	136	145	160	171	185	198
Lim. 50% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	113	126	134	151	161	177	190	205	220
Lim. 55% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	125	138	147	166	177	195	209	226	241

Lim.45% / 50% / 55% : Capacité éolienne limitée à 45% (50%, 55%) de la demande minimum

Tableau no 3.17 - Résultat des analyses de sensibilité – scénarios du Consultant

Par rapport aux scénarios faibles présentés avant, la capacité des éoliennes n`est plus limitée par la contrainte que les centrales de la Sénélec injectent au moins 10% de la demande.

A part cette différence, les résultats sont identiques jusqu'à y compris 2016. A partir de 2017, la capacité des éoliennes est légèrement plus élevée à cause du raccordement de Ziguinchor et de Tambacounda.

Dans le scénario de base, le potentiel technique éolien varie de 100 MW en 2012 à 200 MW en 2020. Tous scénarios confondus, le potentiel technique évolue sur la période 2012 – 2020 entre 120 et 220 MW, l'augmentation de 1 % du taux de pénétration maximum (ratio de la puissance nominale éolien installée et de la puissance minimum sur le réseau interconnecté) entrainant une augmentation de 2 % du potentiel technique éolien.

3.3.2.6 Raccordement d'une centrale biomasse et des éoliennes au réseau interconnecté

La société SGI prévoit la construction d'une centrale de 2 * 15 MW qui sera alimentée par le typha et la balle de riz (Projet Bioenergy Ross Bethio)[40]. Le projet prévoit la gazéification de la biomasse. Si on suppose que la centrale fonctionne en base durant environ 8.000 heures par an, elle produirait environ 215 GWh par an. Mi 2012 est considérée comme la date de la mise en service de la centrale.

Le Tableau suivant montre l'injection des centrales dans un système de production qui inclut cette centrale ainsi que des éoliennes. La demande reflète celle du scénario de base de la Sénélec. A part la centrale biomasse et les éoliennes, le scénario se base sur les informations de la Sénélec, de l'OMVS et de l'OMVG concernant la mise en service de nouvelles centrales. Le Tableau no 5.18 est donc à comparer avec le Tableau no 5.10.

Année	Pointe	Minimum	Demande d`inject.	Achats hydroélec.	Achats GTI	Achats Sendou	Achats Kounoune	Achats C. Biom.	Injecté par Senelec *		Potentiel Eolien			Senelec si potentiel éoliennes est utilisé	
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh **	% dem.	MW ***	GWh	% dem.
2009	424	160	2.309	239	-	-	327	-	1.742						
2010	442	172	2.496	214	158	-	293	-	1.831						
2011	480	192	2.727	225	372	-	123	-	2.008		161	6%	86	1.847	68%
2012	519	211	2.970	225	370	941	60	105	1.270		177	6%	95	1.093	37%
2013	546	226	3.152	263	351	1.817	12	210	498		181	6%	97	317	10%
2014	576	243	3.348	302	360	1.818	19	210	639		203	6%	109	436	13%
2015	629	270	3.658	302	360	1.820	100	210	866		226	6%	121	641	18%
2016	663	289	3.853	536	360	1.820	100	210	827		242	6%	130	585	15%
2017	693	307	4.026	848	360	1.820	100	210	688		257	6%	138	432	11%
2018	732	330	4.258	925	360	1.820	100	210	843		276	6%	148	567	13%
2019	784	358	4.556	925	360	1.820	100	210	1.141		300	7%	161	841	18%
2020	829	385	4.821	1.006	360	1.820	100	210	1.325		322	7%	173	1.003	21%
2021	880	415	5.117	1.086	360	1.820	100	210	1.541		347	7%	187	1.194	23%
2022	928	444	5.393	1.086	360	1.820	100	210	1.817		372	7%	200	1.445	27%
2023	980	476	5.700	1.086	360	1.820	100	210	2.124		399	7%	214	1.725	30%
2024	1.032	509	6.000	1.086	360	1.820	100	210	2.424		426	7%	229	1.998	33%
2025	1.087	543	6.319	1.086	360	1.820	100	210	2.743		455	7%	245	2.288	36%

* Demande d`injection moins achats

** La production annuelle est de **1.860** MWh par MW installé.

*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.
En 2013 seulement 43% pour tenir compte de la contrainte que les centrales de la Senelec injectent au moins 10% de la demande totale d`injection.

Tableau no 3.18 - Potentiel technique des éoliennes dans le cas de l'adjonction au système d'une centrale biomasse de 30 MW – Demande : scénario de base Sénélec

La centrale biomasse aurait un faible impact sur la capacité éolienne. En 2013, la capacité serait de 97 MW au lieu de 102 MW sans la centrale biomasse. La réduction est due à la contrainte que les centrales de la Sénélec injectent au moins 10% de la demande totale.

[40] Le premier plan parlait d`une centrale de 7.35 MWe qui utiliserait environ 46,400 tonnes de biomasse par an composée pour 2/3 de typha et 1/3 de balle de riz. L`énergie injectée par cette centrale était estimée à 59,134 MWh par an. Source : SGI, Projet Bioenergy Ross Bethio, Rapport Final REPIC, Etudes de Développement / Faisabilité du Projet, décembre 2007, p.23. L`augmentation à 30 MW a été communiquée par SGI.

Le Tableau suivant montre que l`impact devient plus important si on augmente la production des éoliennes ou la limite de la capacité maximale qu`on pourrait installer. La limite est liée à la demande minimum (45% de la demande minimum dans le scénario présenté en haut).

	Potentiel technique éolien								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scénario de Base - sans centrale biomasse									
Lim. 45% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	95	102	109	121	130	138	148	161	173
Lim. 50% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	106	113	121	135	144	153	165	179	192
Lim. 55% , 1860 et 2096 MWh / an / MW	116	124	133	148	159	169	181	197	212
Scénario de Base - avec centrale biomasse de 30 MW									
Lim. 45% , 1860 MWh / an / MW	95	97	109	121	130	138	148	161	173
Lim. 45% , 2096 MWh / an / MW	95	86	109	121	130	135	148	161	173
Lim. 50% , 1860 MWh / an / MW	106	97	121	135	144	153	165	179	192
Lim. 50% , 2096 MWh / an / MW	106	86	121	135	144	135	165	179	192
Lim. 55% , 1860 MWh / an / MW	116	97	133	148	159	153	181	197	212
Lim. 55% , 2096 MWh / an / MW	116	86	133	148	159	135	181	197	212
Limitée par la condition que les centrales de la Senelec injectent au moins 10% de la demande totale.									

Tableau no 3.19 - Potentiel technique éolien avec addition d'une centrale biomasse de 30 MW. Demande : Scénario de base. Source d'autres centrales d'achat : Sénélec, OMVS, OMVG

3.4 POTENTIEL (TECHNIQUE) DES CENTRALES PV – RESEAU INTERCONNECTE

3.4.1 Hypothèses et méthodologie

L'estimation du potentiel technique des centrales PV se base sur les constations et hypothèses suivantes :

- (a) - Les centrales PV injectent de l'électricité dans le réseau entre 7 h et 18.30 h ;
- (b) - L'énergie injectée annuellement est estimée à ≈ 1.600 kWh par kWc installé ;
- (c) - La demande en énergie entre 7 h et 18.30 h représente ≈ 55 % de la demande totale durant la journée. Cette estimation se base sur les courbes de charges journalières présentées dans les rapports des mouvements d'énergie en 2008 et 2009.
- (d) - Les centrales en base (centrales hydroélectriques, GTI, Sendou) et la centrale de Kounoune injectent entre 7 h et 18.30 h 55 % de l'énergie totale qu'elles injectent durant la journée.
- (e) - Les centrales PV injectent le maximum d'énergie entre 12 h et 14 h ;
- (f) - La demande maximum en puissance entre 12 h et 14 h est d'environ 85 % de la pointe journalière. Cette estimation se base sur les courbes de charges journalières présentées dans les rapports des mouvements d'énergie en 2008 et 2009.

- (g) - Les centrales en base et Kounoune injectent entre 12 h et 14 h une puissance constante. Cette puissance est calculée comme : (environ) 9 % des MWh injectés durant l`année divisé par 730 heures (730 = 2 heures par jour * 365 jours)[41].

Les hypothèses f) et g) sont utilisées pour estimer le potentiel technique des centrales PV ; les hypothèses b), c) et d) pour calculer le pourcentage de la demande d'énergie qui serait satisfait par les centrales PV.

Le potentiel technique des centrales PV est estimé à partir de la relation suivante :

$$(X – Y*0,15)/0,9$$

dans laquelle :

- X représente la puissance maximale à injecter entre 12 h et 14 h durant le jour de pointe annuelle par les centrales de la Sénélec en l'absence de centrales PV ;

- Y représente la puissance maximale à injecter entre 12 h et 14 h durant le jour de pointe annuelle.

Selon (f), Y est égal à 85 % de la pointe annuelle. X est obtenu en soustrayant de Y les puissances injectées par les centrales fonctionnant en base (centrales hydroélectriques, GTI, Sendou) et la centrale de Kounoune.

Lorsque les centrales PV injectent leur puissance maximale dans le réseau, il n'est pas possible d'arrêter toutes les centrales de la Sénélec. Une certaine capacité doit rester sur le réseau pour compenser les fluctuations de la demande et les fluctuations dans la production des centrales PV. Leur production n'est pas constante mais varie en fonction de la couverture du ciel par des nuages. Il est estimé que 15% de la demande en puissance est fournie par les centrales de la Sénélec et que cette capacité assure, si nécessaire, le besoin en régulation.

La division par 0,9 tient compte du fait que les centrales PV n'injectent jamais la puissance installée dans le réseau. Comme montré dans le chapitre 5.4.1, la puissance maximum moyenne varie entre 78 % et 62 % en fonction du mois de l'année. Le maximum journalier dépasse rarement 90 % de la capacité installée.

3.4.2 Potentiel technique

Le Tableau suivant présente les résultats obtenus dans le scénario de base. On constate que le potentiel technique des centrales PV serait de 75 MWc en 2013. Le potentiel serait nettement plus élevé avant 2013 parce que Sendou est encore absent en 2011 et seulement la première centrale de Sendou disponible et 2012. Mais on n'installerait pas 184 MW_c de capacité PV en 2012 si on peut seulement utiliser une faible partie de cette capacité dans les années 2013 – 2019. La capacité PV qui passe de 75

[41] Cette hypothèse suppose que les centrales produisent chaque jour de l'année entre 12 h et 14 h. Dans la réalité, il y a normalement des jours où les centrales sont arrêtées pour des travaux d'entretien ou au moins un ou plusieurs groupes des centrales sont à l'arrêt pour cette raison. Les puissances injectées qui découlent de l'hypothèse permettent l'arrêt d'un ou de plusieurs groupes pour les centrales hydroélectriques et la centrale de Kounoune mais pas pour GTI et Sendou, La puissance injectée par ces centrales entre 12 h et 14 h correspond à 90 % - 95 % de la capacité installée. L'hypothèse est donc trop optimiste en ce qui concerne GTI et Sendou. Mais elle est conservatrice concernant le potentiel technique des centrales PV parce qu'il résulte du calcul du potentiel que plus la capacité sur le RI est importante, plus le potentiel technique est faible.

MW_c en 2013 à 187 MW_c en 2020 satisferait entre 7 % et 11 % de la demande annuelle entre 7 h et 18.30 h.

Année	Pointe 12 - 14 h	MW injectés entre 12 h et 14 h						Potentiel Centrales PV			Senelec si potentiel PV est utilisé		
		hydro	GTI	Sendou	Kounoune	Sénélec*		MWc	GWh	% dem.	MW**	GWh	% dem.
2009	360												
2010	376												
2011	408	29	49		16	313		280	448	30	61	656	44
2012	441	29	48	123	8	232		184	294	18	66	462	28
2013	464	35	46	238	8	138		75	121	7	70	268	15
2014	490	40	47	238	8	157		92	148	8	73	319	17
2015	535	40	47	238	13	197		129	207	10	80	385	19
2016	563	70	47	238	13	194		122	195	9	85	375	18
2017	589	111	47	238	13	179		101	161	7	88	333	15
2018	623	121	47	238	13	203		121	194	8	93	385	16
2019	666	121	47	238	13	246		162	260	10	100	483	19
2020	705	132	47	238	13	274		187	300	11	106	545	21
2021	748	142	47	238	13	307		217	346	12	112	617	22
2022	788	142	47	238	13	347		255	407	14	118	707	24
2023	833	142	47	238	13	392		297	475	15	125	808	26
2024	877	142	47	238	13	436		338	541	16	132	907	27
2025	924	142	47	238	13	483		382	612	18	139	1012	29

* : sans potentiel PV ** : 15 % de la pointe injectée par les centrales de la Sénélec

Pointe 12 - 14 h : 85 % de la pointe annuelle
MWc : La puissance maximale injectée est 90 % de la puissnace de crête installée
% dem : % de la demande entre 7 h et 18.30 h. Cette demande est égale à 55 % de la demande totale dans l'année.

Tableau no 3.20 - Potentiel technique des centrales PV sur le RI – Scénario de base

Il faut signaler qu'une estimation plus précise de ce potentiel devrait se baser sur le plan d'utilisation des centrales durant les heures comprises entre 7 h et 18.30 h et tenir compte des variations saisonnières dans la production des centrales PV. Comme il est démontré dans le chapitre suivant, ces variations ont pour conséquence qu'une surcapacité existera durant certains mois et un manque de capacité durant d'autres mois.

Un potentiel de plusieurs dizaines de MW peut être réalisé de différentes manières.

En Allemagne, la subvention de l`installation des systèmes PV a conduit à l`installation de presque 10,000 MW à la fin de 2009[42]. La majorité des systèmes sont des petits systèmes dont la capacité est inférieure à 600 W_c[43]. Si le Sénégal se concentre sur la promotion de petits systèmes, il faudrait, par exemple, installer ≈ 150.000 petits systèmes PV de 500 W_c de puissance unitaire pour que la capacité totale atteigne 75 MW_c.

[42] Source : http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik

[43] Selon la source suivante, la taille moyenne des systèmes installés entre 1999 et 2002 était de 440 kWc. La capacité de 70% des systemès était inférieur à 600 kWc. http://www.kfw.de/DE_Home/Service/Download_Center/Allgemeine_Publikationen/Research/PDF-Dokumente_WirtschaftsObserver/DV-Observer-08-d.pdf (Entwicklung und Förderergebnisse des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms).

3.5 POTENTIEL (TECHNIQUE) DES CENTRALES PV POUR LES RESEAUX ISOLES

3.5.1 Réseau isolé de Ziguinchor

A Ziguinchor, l`utilisation des ENR pour la production de l`électricité se concentre sur l`installation d`une centrale photovoltaïque. Il existe déjà une proposition de projet qui prévoit l`installation d`une centrale de 7,3 MWc. Le promoteur en est la société privée allemande Carera en coopération avec le Conseil Régional de Ziguinchor.

Les caractéristiques d'une centrale PV installée dans la zone de Ziguinchor seraient les suivantes :

- La centrale PV injecte de l`électricité dans le réseau entre 7 h et 18.30 h ;
- L'énergie injectée dans le réseau de Ziguinchor par une centrale PV est supposé être de 1.600 kWh/an par kWc installé.
- La puissance produite entre 7 h et 18.30 h suit la courbe montrée dans la Figure no 2.8 La puissance maximale est donc atteinte vers midi.
- La puissance maximale produite est inférieure à la puissance installée. Le maximum dans l`année est normalement compris entre 85 % et 90 % de la puissance de crête installé. Le Graphique de la Figure no 2.9 montre les valeurs moyennes de la puissance maximale dans les mois de janvier, avril et juillet. En avril, par exemple, la puissance maximale est en moyenne d'environ 75 % des MWc installés ; en juillet de 56%.

Les fluctuations dans la production des éoliennes ont indirectement déterminé le potentiel technique des éoliennes qui pourraient être raccordées au RI. Les contraintes que la capacité éolienne ne devrait pas dépasser 45% - 55% de la demande minimum dans l`année et que les centrales de la Sénélec devraient injecter au moins 10 % de la demande ont été utilisées pour assurer que le système de production puisse compenser les fluctuations de la demande et celles de la production des éoliennes.

La production des centrales PV varie également, bien que nettement moins que celle des éoliennes[44]. Elle varie durant la journée comme montré dans le Graphique de la Figure no 2.8 et elle varie également en fonction des saisons (Cf. graphique de la Figure no 2.9). Mais la production d`une centrale PV peut également varier sur des courtes périodes de quelques minutes en fonction de la couverture du ciel par des nuages[45]. Pour compenser ces fluctuations, on peut équiper les centrales PV avec des batteries ou intégrer dans le système de production un volant d'inertie (flywheel) ou un groupe électrogène à charge basse[46]. **Si on suppose qu`une de ces technologies est utilisée, il n´y a pas de contraintes qui limitent le potentiel technique.** Ce sont donc les analyses économiques et

[44] Il n`y a notamment pas de jours avec aucune production parce que l`irradiation est trop faible.

[45] Dans la zone de Ziguinchor, des valeurs mesurées de dix minutes révélaient une fluctuation journalière entre 32% et 41% du rayonnement le plus fort entre deux intervalles de 10 minutes. Source : « Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, Parc Photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010, p.177. (Etude préparée par Lahmeyer International pour le Ministère de l`Energie (Sénégal) et la KfW).

[46] Les technologies sont décrites dans le rapport « Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, Parc Photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010, p.166 - 170. (Etude préparée par Lahmeyer International pour le Ministère de l`Energie (Sénégal) et la KfW)

financières qui déterminent le potentiel des centrales PV. Ces analyses seront faites dans la Phase II de la présente étude.

Quelques questions importantes qui se posent dans ce contexte sont :

- Est-il rentable d`équiper la centrale PV avec des batteries qui permettent de satisfaire une partie de la demande en dehors des heures de production de la centrale PV ?

- L'étude réalisée par Lahmeyer International montre que les heures de pointe du réseau de Ziguinchor se situent entre 19 et 23 heures. Durant ce temps, la centrale PV ne produit pas. L`installation d`une grande batterie pourrait satisfaire une partie de la demande durant les heures de pointe.

- Est-ce que ces batteries permettent de remplacer un groupe électrogène ?

- Si l`installation des batteries n`est pas prévue, on est tenté de lier la capacité de la centrale PV à la demande en puissance vers midi parce que la centrale PV atteint la production maximale vers midi (entre 11 h et 14 h). Mais vue que la production d`une centrale PV varie d`un mois à l`autre, il faut décider quel mois on choisit. L`exemple présenté ci-dessous démontre que toute solution a pour conséquence une surcapacité pendant quelques mois et insuffisamment de capacité durant d`autres mois.

Exemple : Supposons que la puissance demandée entre 11 h et 14 h est constante durant l'année et vaut 8 MW. Si on dispose en avril de 11,3 MWc, il résulte du Tableau no 5.20 que la puissance moyenne produite entre 11 h et 14 h serait de 8 MW. On pourrait donc satisfaire une très grande partie de la demande entre 11 h et 14 h. Si on dispose de 11,3 MWc en juillet, la puissance moyenne produite entre 11 h et 14 h serait de 5,9 MW. En juillet, une grande partie de la demande entre 11 h et 14 h ne pourrait pas être satisfaite avec cette capacité. On aurait besoin de 15,2 MWc pour satisfaire une très grande partie comme en avril. Avec 15,2 MWc, on aurait des excédents importants en avril.

Mois	Puissance maximum moyenne (%)	Puissance moyenne entre 11h et 14 h (%)
Janvier	69,9	64,9
Février	78,0	73,1
Mars	77,4	72,1
Avril	75,7	70,9
Mai	69,6	64,6
Juin	61,7	56,8
Juillet	56,3	52,6
Août	58,3	54,8
Septembre	62,3	58,0
Octobre	71,8	65,3
Novembre	70,1	63,9
Décembre	65,9	60,0

Source : Photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010, p 166 – 170. (Étude réalisée par Lahmeyer International pour le compte du Ministère de l'énergie du Sénégal et la KfW

Tableau no 3.21 - Puissance maximum moyenne d'une centrale PV et puissance moyenne entre 11 h et 14 h (en % de la puissance de crête installée)

Il en résulte que toute solution conduit à une surcapacité et ou une sous-capacité. Il faut donc comparer les coûts de surcapacité avec les coûts d'un manque de capacité pour déterminer la capacité à installer.

Les résultats présentés dans le tableau suivant n'ont pas été établis sur la base des valeurs mensuelles mais sur base des valeurs annuelles. La demande moyenne entre 11h et 14 h a été calculée en admettant qu'elle correspond à deux-tiers de la pointe annuelle[47]

Ces hypothèses conduisent à un potentiel PV qui passe de 13,8 MW_c en 2012 à 23,6 MW_c en 2020. Une telle centrale satisferait environ 30 % de la demande totale d'injection.

Année	Pointe (MW)	Minimum 11h – 14 h (MW)	Potentiel Centrale PV (MW_c)	Demande d'injection (GWh)	Injecté Centrale PV (GWh)	Injecté autres (GWh)
2009	12,5			55,6		
2010	13,0			59,5		
2011	14,3	8,4	13,3	64,7	21,2	43,4
2012	15,5	8,7	13,8	70,4	22,1	48,3
2013	16,5	9,5	15,1	74,7	24,1	50,6
2014	17,5	10,4	16,4	79,4	26,3	53,1
2015	19,1	11,0	17,4	86,7	27,9	58,8
2016	20,1	11,7	18,5	91,4	29,6	61,7
2017	21,0	12,7	20,2	95,5	32,4	63,1
2018	22,3	13,4	21,3	101,0	34,1	66,8
2019	23,8	14,0	22,3	108,0	35,6	72,4
2020	25,2	14,8	23,6	114,3	37,7	76,6
2021	26,8	15,9	25,2	121,3	40,3	81,0
2022	28,2	16,8	26,7	127,9	42,7	85,2
2023	29,8	17,8	28,3	135,1	45,3	89,9
2024	31,4	18,8	29,8	142,3	47,7	94,5
2025	33,0	19,9	31,5	149,8	50,5	99,4

Tableau no 3.22 - Potentiel d'une centrale PV pour le réseau isolé de Ziguinchor. Demande : scénario de base

Dans les scénarios faible et fort, le potentiel technique se développe comme suit :

Scénario faible :	2012 – 13,8 MW_c	2020 – 21,3 MW_c
Scénario fort :	2012 – 13,8 MW_c	2020 – 26,0 MW_c

Si Ziguinchor est raccordé au réseau interconnecté, le potentiel augmente énormément à partir du moment du raccordement parce que ce serait la demande moyenne entre 11 h et 14 h dans le RI qui déterminerait le potentiel.

Rappelons qu`il ne s`agit pas du potentiel technique dans le sens que des contraintes techniques limitent la capacité de la centrale PV. Il est supposé que la centrale PV est équipée d'une batterie ou qu`un volant d`inertie ou un groupe électrogène à charge basse est disponible pour compenser les fluctuations à court-terme dans la production de la centrale. De plus, le réseau ne constitue pas une contrainte si la centrale est raccordée directe au jeu de barre de la centrale de Boutoute. C`est la solution recommandée dans l`étude « Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, Parc Photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010, p.143. (Etude préparée par Lahmeyer International) « . Le potentiel indiqué dans le Tableau no 5.21 est plutôt une solution que des analyses économiques pourraient recommander concernant la capacité PV qui devrait être disponible.

[47] Cette valeur est tirée de l'étude de faisabilité, parc éolien de Saint-Louis, Parc photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010, page 163 qui donne la courbe de charge typique journalière du réseau de Ziguinchor.

3.5.2 Réseau isolé de Tambacounda

Ce chapitre présente les résultats du calcul du potentiel d`une centrale PV qui injecte dans le réseau isolé de Tambacounda. Le calcul se base sur les mêmes hypothèses que le calcul fait pour Ziguinchor. Cela implique, entre autres, que la demande moyenne en puissance entre 11 h et 14 h est de 67 % de la pointe annuelle de Tambacounda[48].

Le Tableau suivant donne le potentiel dans le scénario de base Il passe de 4,9 MW_c en 2012 à 8,3 MW_c en 2020. Une telle centrale satisferait environ 27 % de la demande totale d'injection.

[48] Le Consultant ne dispose pas de la courbe de charge journalière typique de Tambacounda.

Année	Pointe (MW)	Minimum 11h – 14 h (MW)	Potentiel Centrale PV (MW_c)	Demande d'injection (GWh)	Injecté Centrale PV (GWh)	Injecté autres (GWh)
2009	4,5			24,1		
2010	4,6			25,6		
2011	5,0	3,0	4,8	27,7	7,6	20,1
2012	5,5	3,1	4,9	30,2	7,8	22,4
2013	5,8	3,4	5,3	32,0	8,5	23,5
2014	6,2	3,7	5,8	34,0	9,3	24,7
2015	6,7	3,9	6,1	37,1	9,8	27,3
2016	7,1	4,1	6,5	39,1	10,5	28,7
2017	7,4	4,5	7,1	40,9	11,4	29,5
2018	7,8	4,7	7,5	43,2	12,0	31,2
2019	8,4	4,9	7,9	46,3	12,6	33,7
2020	8,9	5,2	8,3	48,9	13,3	35,7
2021	9,4	5,6	8,9	52,0	14,2	37,7
2022	9,9	5,9	9,4	54,8	15,0	39,7
2023	10,5	6,3	10,0	57,9	16,0	41,9
2024	11,1	6,6	10,5	60,9	16,8	44,1
2025	11,6	7,0	11,1	64,2	17,8	46,4

Tableau no 3.23 - Potentiel d'une centrale PV pour le réseau isolé de Ziguinchor. Demande : scénario de base

Dans les scénarios faible et fort, le potentiel se développe comme suit :

Scénario faible : 2012 – 4,9 MW_c 2020 – 7,5 MW_c
Scénario fort : 2012 – 4,9 MW_c 2020 – 9,2 MW_c

3.6 TECHNOLOGIES DISPONIBLES POUR LES ENR

3.6.1 Technologies disponibles pour l'éolien

Depuis le début de l'utilisation moderne de l'énergie éolienne dans les années 80, la technologie a connu un développement impressionnant. Actuellement, environ 160 GW de puissance nominale sont installées dans le monde entier, dont 100 GW depuis les 5 dernières années.

La très forte croissance a été accompagnée d'un développement technologique continu et d'une augmentation constante de la puissance nominale unitaire des éoliennes. Au milieu des années 90, des éoliennes d'une puissance de 500-600 kW ont été développées et ont très rapidement dominé le marché. Aujourd'hui, la puissance unitaire type est de l'ordre de 2 MW et supérieure (4 à 5 MW) pour les installations offshore.

En parallèle, les concepts techniques se sont aussi fortement développés. Outre la fiabilité générale, l'augmentation de l'efficacité énergétique et la réduction des coûts, la réglementation et un meilleur accès au réseau électrique sont au cœur des préoccupations.

A l'origine, la technologie la plus répandue pour les éoliennes « le concept danois » faisait appel à un réglage du rotor de type « Stall [49]» à vitesse constante couplé par l'intermédiaire d'une boite de vitesse à un alternateur asynchrone directement connecté au réseau.

Ce fort couplage de l'éolienne a pour conséquence un impact négatif sur la stabilité du réseau, surtout lors du démarrage et de l'arrêt de l'éolienne. Toutefois, aujourd'hui presque toutes les éoliennes fonctionnent avec une vitesse variable du rotor et utilisent le réglage « Pitch[50] » pour la limitation exacte de la puissance. On utilise de plus en plus des génératrices asynchrones et synchrones qui travaillent avec un nombre de tours variables et qui ont un besoin très faible en énergie pour leur démarrage. Un concept technique particulier est l'éolienne sans boite de vitesse qui est directement liée au rotor avec un générateur annulaire multipolaire. Le générateur est connecté au réseau via un convertisseur (combinaison redresseur-onduleur) de sorte que la tension et la fréquence est totalement indépendante du nombre de tours du rotor, toujours adaptés aux besoins du réseau.

Les types d'éolienne susceptibles d'être utilisées au Sénégal doivent faire l'objet d'une étude au cas par cas en fonction des caractéristiques du site mais également en fonction des considérations qui sont abordées ci-dessous.

Puissance nominale

A l'heure actuelle, le marché des éoliennes est dominé par des installations dont la puissance nominale est comprise entre 2 et 2,5 MW. En raison de la forte demande de logistique et d'infrastructure (en particulier les moyens de transport appropriés et les grues), ces éoliennes ne sont pas appropriées pour une installation au Sénégal. IL est préférable actuellement d'utiliser des éoliennes de puissance nominale inférieure à 1 MW qui nécessitent pour leur installation une grue d'une capacité comprise entre 250 à 300 t. Cette grue n'est actuellement pas disponible au Sénégal mais peut être fabriquée à un prix économique et rester dans le pays.

Dans la catégorie citée (≈ 1 MW), il y a peu d'éoliennes sophistiquées qui ont été crées spécialement pour les endroits difficiles d'accès ou les systèmes insulaires, ou qui sont déjà depuis longtemps en service et fiables et continuent à être construites. Cependant, il existe aussi des éoliennes crées par des fabricants relativement nouveaux, qui ont peu d'expérience. Un examen attentif des éoliennes possibles est donc absolument essentiel.

Hauteur des moyeux

La vitesse du vent et donc la production d'énergie augmente avec la hauteur du moyeu. Toutefois les coûts augmentent avec la hauteur des tours. La hauteur type du moyeu pour une éolienne d'une puissance nominale de l'ordre de 1 MW varie entre 45 et 80 m. En raison des conditions des sites identifiés qui se caractérisent par un vent plutôt faible mais aussi un faible cisaillement vertical, une hauteur de moyeu comprise entre 60 et 75 m est vraisemblablement mieux appropriée.

Courbes de puissance

La performance d'une éolienne n'est pas définie par le rendement mais par la courbe de puissance (puissance électrique comme fonction de vitesse du vent). La vitesse de démarrage (début de la production d'énergie) se situe entre 2,5 et 3,5 m/s, la puissance augmente ensuite avec la vitesse croissante du vent pour atteindre une puissance nominale (palier) à une vitesse comprise entre 12-15 m/s. Pour une vitesse de vent supérieure à 23 m/s (parfois 30 m/s), les éoliennes s'arrêtent pour ne pas être endommagées.

[49] Le réglage « Stall » part du principe que l'écoulement du vent sur une pale fixe devient turbulent lorsque le vent atteint une certaine vitesse et qu'en écoulement turbulent, le rotor composé généralement de 3 pales ne peut plus extraire de puissance du vent. Ce réglage n'est pas toujours exact et a conduit dans certains cas à un dépassement important de la puissance nominale.

[50] Le réglage « Pitch » consiste à faire varier l'angle d'inclinaison des pales.

Au Sénégal, de telles éoliennes, conçues pour des vents faibles, c'est à dire qui fournissent déjà une bonne puissance avec des vitesses de vent modérées sont à favoriser. Une faible vitesse d'arrêt peut être acceptée.

Certaines éoliennes sont spécialement conçues pour les régions avec des vents faibles, elles sont caractérisées par une plus grande surface de rotor pour la capacité installée (> 3000 m²/MW).

Certification
La conception structurelle des éoliennes doit être conforme aux normes CEI 61400 et certifiée. La CEI définit 4 catégories (plus une catégorie spéciale) qui définissent la vitesse de vent maximale, moyenne et l'intensité des turbulences. Pour le Sénégal, la catégorie III (ou moindre) de la CEI est suffisante.

3.6.2 Technologies disponibles pour le solaire

3.6.2.1 Le solaire photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques constituent une technologie bien établie au Sénégal. La puissance photovoltaïque installée actuellement est estimée à environ 2 MW, mais la majorité est utilisée dans des petits systèmes domestiques (système photovoltaïque individuel) ou dans des réseaux ruraux isolés. Aucune installation photovoltaïque n'alimente actuellement le réseau interconnecté.

L'électricité est générée à partir de l'énergie du rayonnement du soleil au moyen des modules photovoltaïques qui transforment l'énergie solaire directement en courant continu (CC) en utilisant l'effet photoélectrique. Il n'y a ni des composants qui bouchent ni des transformations chimiques et ni des températures élevées. Compte tenu de l'absence de composants en mouvements, de l'absence de transformations chimiques et de températures élevées dans le mécanisme de production, l'exploitation est facile et l'usure et les besoins de maintenance restent minimes.

Les modules solaires sont classés selon leur puissance nominale exprimée en " Watt-crête". Cela s'applique uniquement aux conditions de test standard (STC), à savoir à 1000 W/m² de rayonnement et une température de module de 25 °C. Un module solaire est caractérisé par sa courbe « Tension – Courant ».

La figure suivante donne la courbe caractéristique typique « Courant – Tension » des modules photovoltaïques. Avec un rayonnement inférieur à 1000 W/m², la puissance chute à tension constante. Si la température augmente, la tension des modules diminue à courant plus ou moins constant.

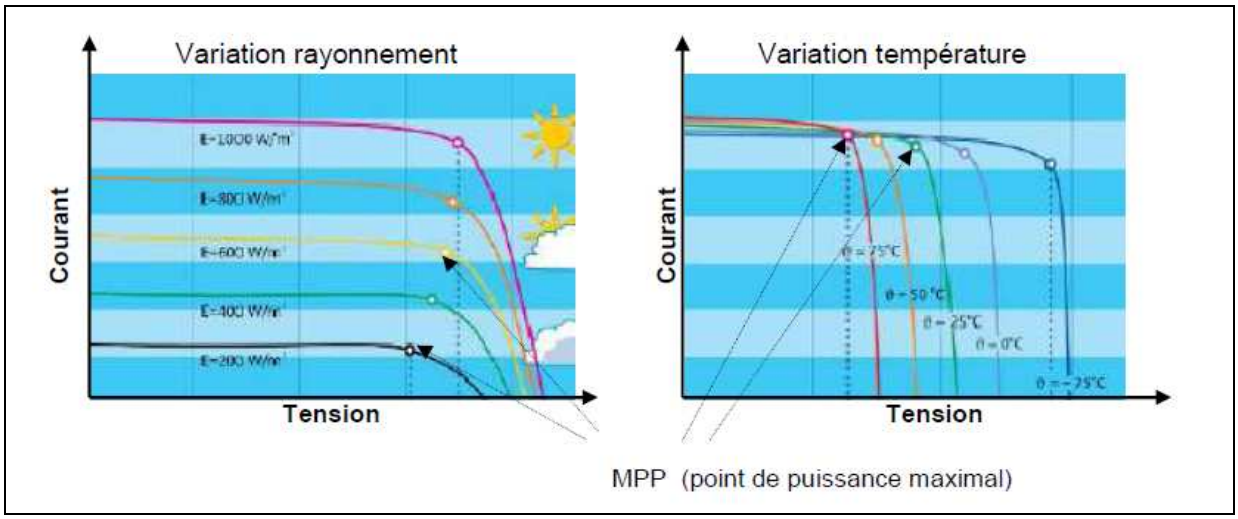


Figure no 3.2 - Courbe « Courant – Tension » en fonction du rayonnement et de la température

On distingue deux technologies principales pour les modules.

Module cristallin (silicium mono ou poly cristallin)

Ces panneaux solaires sont composés de cellules solaires à base de **silicium cristallin**. Le silicium (le monocristallin ainsi que le polycristallin) est produit sous forme de barres nommées « lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en disque fins de 200 µm d'épaisseur qui sont appelées « wafers ». Après un traitement pour les enrichir en éléments dopants (P, As, Sb ou B) et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont « métallisés » : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques. Avec cette méthode, la production consomme pas mal de silicium et est coûteuse à cause de la grande quantité d'énergie nécessaire pour la production de silicium pur. Donc, le point central de la recherche et développement est la réduction du matériau utilisé.

En comparaison avec les cellules poly cristallines, les cellules monocristallines ont un rendement supérieur en raison de la structure cristalline non troublée. Mais leur coût de production est plus élevé. Ces différences sont toutefois amoindries par le développement continu des techniques de production et sont estompées par la diffusion de nombreux produits sur le marché.

Modules couches minces

Ces modules solaires utilisent des semi-conducteurs amorphes d'une épaisseur de couche de quelques micromètres. Pour la production des panneaux de verre, le matériau conducteur est recouvert de processus chimiques ou thermiques. Dans ce cas, le silicium (silicium amorphe) est le matériau dominant, mais d'autres semi-conducteurs sont également utilisés, comme le tellurure de cadmium (CdTe) ou CIG (cuivre, indium, gallium, sélénium) pour ne citer que les principaux. L'idée principale des modules en couche mince est d'économiser de la matière première et donc de baisser les coûts de production.
Les modules couches minces (ou cellules) ont longtemps été utilisés uniquement pour de petits usages, car ils ne pouvaient pas être produits sur des grandes surfaces et leur stabilité sur le long terme n'était pas assurée. Aujourd'hui les problèmes techniques de production sont surmontés, et de grands modules de 200 à 300 W_c vont être produits. La part de marché des modules en couches minces est d'environ

10% avec une tendance à la hausse. Le rendement des modules en couches simples est toutefois encore bien inférieur à celui des modules cristallins.

Le tableau suivant résume les caractéristiques principales de ces deux technologies avec leurs différences. Les autres types de modules comme les modules organiques ou les technologies des systèmes concentrant (CPV) sont actuellement en phase de projet « pilote » et ne jouent pas encore de rôle significatif sur le marché.

	Cristallin	**Couche mince**
Type de technologie	Mono- / polycristallin	Différents types de matériel possibles ; cellule « tandem » et « triple » pour augmenter le rendement
Efficacité (rendement)	12 – 18 %	6 – 11 %
Expérience	Environ 35 ans Plus de 10 GW installés	Mini cellule : env. 30 ans Modules : env. 10 à 15 ans
Capacité unitaire de module	5 W – 500 W	Quelque mW - 300 W
Superficie nette	8 – 10 m²/kW$_c$	12 -17 m²/kW$_c$
Durée de vie	25 à 30 ans (probablement encore plus long)	Environ de 20 (il manque encore l'expérience sur le long terme)
Stabilité	Typiquement les producteurs garantissent le fonctionnement de 80% pour une durée 25 ans	Il manque encore l'expérience sur le long terme
Effet température	Signifiant	Modéré
Coût des modules	1,8 – 2,2 €/W$_c$	1,4 -1,8 €/W$_c$

Tableau no 3.24 - Caractéristiques des modules « cristallin » et à « couche mince »

Le choix d'un type de module doit se faire au cas par cas. Le rendement, la robustesse et la durée de vie des modules « cristallin » est à comparer aux faibles coûts et aux faibles pertes en cas de fortes températures des modules à « couche mince ».

D'une manière générale, les coûts des modules polycristallins ont largement diminué depuis les deux dernières années. Cela est principalement dû à la progression importante des capacités de production dans le monde qui a été initiée après la réelle pénurie des cellules solaires qui s'est produite dans les années 2005/2006.

3.6.2.2 Solaire thermique

Les centrales solaires thermiques fonctionnent de la même manière que les centrales géothermiques conventionnelles. Toutefois, le fluide permettant le transfert de l'énergie solaire au processus de production de vapeur comme dans les centrales conventionnelle reste encore à trouver.

Pour obtenir une température suffisamment élevée, la lumière du soleil doit être focalisée sur l'absorbeur. Pour cela, les réflecteurs doivent suivent la trajectoire du soleil suivant un ou deux axes pour atteindre un rendement maximum. C'est la raison pour laquelle, les centrales solaires thermiques ne présentent qu'un intérêt qu'en cas de rayonnement direct important. Le rayonnement diffus, comme par temps nuageux, ou à cause de poussières dans l'atmosphère ne peut être utilisé par les systèmes concentrant. Le solaire thermique se différencie donc du solaire photovoltaïque qui utilise à la fois le rayonnement direct et le rayonnement diffus.

Actuellement, on peut distinguer les technologies suivantes.

Centrales héliothermiques

Les collecteurs cylindro-paraboliques se composent de miroirs incurvés, qui concentrent la lumière solaire sur un absorbeur installé dans la ligne focale. Là, le rayonnement solaire concentré est transformé en chaleur et transféré à fluide circulant qui peut être soit une vapeur surchauffée soit une huile thermique. Les températures peuvent atteindre entre 400 et 500°C. En utilisant l'huile thermique comme moyen de transfert, la vapeur est produite par l'intermédiaire d'un échangeur qui actionne le générateur grâce à une turbine à vapeur.

La production d'électricité est très similaire à une centrale géothermique conventionnelle. Bien que certains composants soient optimisés spécialement pour l'activité solaire, il s'agit en principe d'une technique établie, qui est disponible dans le commerce. Un autre avantage considérable est qu'en cas de rayonnement solaire trop faible (nuits, hiver), le fluide peut aussi être réchauffé avec des sources d'énergie conventionnelles. Une centrale hybride semblable peut du coup fonctionner indépendamment des ressources solaires fluctuantes. En tout cas, l'intégration d'un réservoir thermique pour produire de l'électricité, même quand le soleil ne brille pas, est possible.

La technologie cylindro parabolique est la méthode la plus vieille et la plus utilisée pour la production d'énergie solaire. Depuis le milieu des années 1980, environ 20 centrales par exemple en Californie, Espagne et Israel ont été construites. Les puissances types installées pour les installations commerciales sont de l'ordre de 20 à 60 MW.

Le plus grand projet en cours est mis en œuvre dans le sud de l'Espagne et se compose de 3 centrales de chacune 50 MW, dont 2 sont déjà en service. Les principales caractéristiques de ces centrales sont :

- Puissance installée : 50 MW ;
- Production annuelle prévue : 50 – 60 GWh ;
- Surface totale des collecteurs : ≈ 170.000 m² ;
- Besoin en surface au sol : 2 km² ;
- Besoin annuel en eau : ≈ 300.000 m³ ;
- Durée de vie : 40 ans ;
- Investissement : 100 millions €.

Des centrales de ce type sont également prévues au Maroc, Algérie, Mexique et Egypte. Dans le cadre de l'initiative Desertec, l'accent est mis sur une utilisation renforcée de cette technologie.

Un autre développement de la technologie cylindro parabolique sont les collecteurs de Fresnel. Dans cette technologie, le miroir cylindro parabolique incurvé est remplacé par un système de rangées de miroirs parallèles (selon le principe de la lentille de Fresnel), qui concentre le rayonnement sur le tube où circule le fluide absorbeur. Par rapport au système cylindro parabolique, les coûts de fabrication sont beaucoup plus faibles, mais le système est actuellement dans sa phase d'expérimentation pour différents projets.

Tour solaire

Dans une tour solaire, le rayonnement n'est pas focalisé pas uniquement dans une dimension sur une ligne mais dans deux dimensions sur un point. Cela est réalisé par un champ de miroirs contrôlés, qui reflètent le rayonnement dans une chambre dite de combustion qui se trouve dans une tour. Grâce à la forte concentration, les températures peuvent atteindre plus de 100°C. Le degré d'efficacité du cycle de vapeur correspondant est plus élevé que celui du système cylindro parabolique. Ici aussi la combinaison avec une installation de combustion conventionnelle ou un accumulateur de chaleur est techniquement facile et habituellement utilisée pour augmenter la production d'électricité pendant les heures de nuit.

Actuellement, quelques installations pilotes prometteuses sont en service, comme par exemple en Californie ou en Espagne. En 2007, une installation y a été achevée avec une capacité nominale de 11 MW et un rendement annuel pronostiqué à 23 GWh. Les coûts d'investissements se sont élevés à 35 millions d'euros.

L'inconvénient de cette technologie, qui repose sur une turbine à vapeur (tour solaires et centrales héliothermiques), est son besoin relativement élevé en eau pour la production de vapeur et pour le refroidissement.

Centrales paraboloïdes (système Dish/Stirling)

Les centrales paraboloïdes (ou système Dish/Stirling) se composent d'un miroir paraboloïde, qui reflète le rayonnement sur un récepteur de chaleur installé au foyer. Là un moteur Stirling convertit directement l'énergie thermique en travail mécanique, utilisé pour entrainer un générateur électrique.

Les miroirs paraboliques sont fabriqués dans des tailles de 3 à 25 pour que les systèmes individuels produisent au maximum 50 kW. Les premières installations Dish/Stirling ont été installées dans les années 1980, en particulier pour l'approvisionnement décentralisé en énergie dans les régions éloignées. Cependant, de fréquents problèmes ont surgi avec le moteur Stirling, c'est pourquoi la technologie n'a pas été améliorée pendant un certain temps.

Entre temps, différents modèles ont été proposés et en ce moment aux Etats-Unis, une centrale solaire est en préparation, qui est composée de 20.000 systèmes uniques avec une puissance nominale de 25 kW dans la première étape de construction. Le système Dish/Stirling prévu a atteint un rendement de plus de 30% pendant l'exploitation test. Mais des expériences sur le long terme n'existent pas encore.

Centrales à cheminée solaire

Les centrales à cheminée solaire utilisent l'effet de cheminée, dans laquelle l'air chaud s'élève en raison de sa faible densité. Elles se composent d'un grand toit de verre étendu (collecteur) sous lequel l'air du sol chauffe comme dans une serre. L'air chaud s'élève et s'engouffre sous le toit de verre dans une cheminée au milieu de la centrale. Le courant d'air ascendant naissant actionne un générateur. Le principe est simple. Pour atteindre toutefois des puissances considérables, d'immenses surfaces et hauteurs de tours de plusieurs centaines de mètres sont nécessaires. En raison des investissements

importants nécessaires pour la construction, ce type de centrale n'est jusqu'à présent pas devenu une réalité commerciale.

3.6.2.3 Comparaison photovoltaïque – solaire

Le développement des centrales thermiques solaires a surtout été accéléré dans le contexte des coûts très élevés des modules photovoltaïques de silicium cristallins, car selon les analyses actuelles, de l'électricité peut être produite dans des centrales thermiques solaires sur des sites appropriés avec un coût sur le moyen terme compris entre 80 et 120 EUR/MWh. L'électricité des installations photovoltaïques reste aujourd'hui encore plus chère. Cependant, en raison de la baisse significative du prix des modules, l'avantage économique des installations thermiques n'est plus si important, si bien que les aspects techniques des deux technologies doivent être mieux pris en compte

Le tableau suivant donne une comparaison des aspects techniques entre les deux technologies.

	Centrale solaire thermique	**Centrale photovoltaïque**
Puissance installée	Au moins plusieurs MW, pour des centrales avec une turbine vapeur	Aucune limite
Production spécifique [MWh/ MW installé] pour des bons sites	1000 - 2000, dépendant de la technologie détaillée	Environ de 2000,
Stockage d'énergie	Stockage thermique, inertie thermique du système	Au moyen de batteries, stockage couteux et pas fiable pour les grandes installations si celles-ci-fonctionnent en isolé
Système hybride	Intégration d'un système de génération conventionnelle est facile	Système complémentaire complet sera nécessaire
Opération et maintenance	Difficile	Facile
Besoin en terrain	4 ha / MW	3 ha / MW
Besoin d'eau pour le processus	Oui	Non
Exigence particulière du site	Composant haut de rayonnement direct; disponibilité de l'eau	Non

Tableau no 3.25 - Comparaison solaire thermique – solaire photovoltaïque

La possibilité à moyen terme pour le Sénégal de production d'électricité à partir de grandes centrales solaires thermiques peut être prévue mais doit naturellement être examinée avec soin. Dans tous les cas, les expériences des projets actuels au Nord de l'Afrique doivent être analysées. On doit cependant partir du principe que le nombre de sites appropriés sera nettement plus faible que dans le cas de centrales photovoltaïques.

3.6.3 Biomasse

Il existe différentes technologies pour la génération d'électricité à partir de biomasse. Le choix de la technologie appropriée doit tenir compte de la puissance installable (quantité de biomasse disponible), des caractéristiques de la biomasse, surtout de son taux d'humidité et bien sûr du degré de maturité et de fiabilité de la technologie.

3.6.3.1 Centrale à turbine vapeur

La turbine vapeur constitue la technologie la plus établie dans les centrales conventionnelles (au mois pour l'utilisation des carburants solides). Ces centrales utilisent de la vapeur surchauffée de haute pression pour entrainer une turbine couplée à un générateur. Les détails d'opération et de contrôle sont plus compliqués et sont soumis à une recherche et une optimisation permanentes. Aujourd'hui les grandes centrales vapeurs atteignent des rendements électriques d'environ 45 %.

Pour une réalisation et une opération efficace la technologie demande une certaine puissance minimale. La puissance typique d'une centrale conventionnelle est de plusieurs centaines de MW.

Les centrales à biomasse commerciales disposent d'une puissance unitaire typique comprise entre 5 et 30 MW_{el} et atteignent un rendement électrique de 25 % à 35 %. Des centrales vapeurs de moins de 3 MW_{el} sont rarement faisables. Dans la plupart des cas, la biomasse disponible ne suffit pas pour l'opération efficace d'une centrale vapeur dont les besoins en biomasse varient entre 30.000 et 40.000 t /an).

3.6.3.2 Cycle de Rankin Organique (COR)

La technologie COR ressemble beaucoup au cycle vapeur classique, mais il consiste en deux circuits fermés , un fluide caloporteur (huile thermique) et un fluide de travail (généralement à base de silicone). La biomasse est brûlée dans la chaudière pour échauffer l'huile thermique entre 300°C et 330°C. L'huile reste liquide et à basse pression. Par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur, elle chauffe et évapore le fluide organique de travail. Le gaz propulse la turbine (turbogénérateur) et après détente, il traverse un régénérateur pour un pré-refroidissement puis un condenseur où sa chaleur latente de condensation est récupérée pour chauffer un réseau d'eau chaude. Il est ensuite recomprimé avant de passer dans le régénérateur, dernière étape du cycle fermé.

La technologie COR est un développement assez nouveau mais il s'est établi relativement rapidement, surtout pour l'utilisation de la biomasse mais aussi pour la génération électrique à partir de géothermie et énergie solaire.

En comparaison avec le cycle vapeur, la technologie COR présente plusieurs avantages. La pression et la température d'opération est plus basse, ce qui réduit les dangers et également les coûts d'installation. A cause de l'inertie thermique de l'huile caloporteur, le fonctionnement est peu sensible aux variations de charge de la chaudière, ca veut dire aussi plus sensible aux variations des combustibles.

En général toutes les exigences à la durabilité, à la qualité du matériel et au système de contrôle et sécurité sont plus faibles. Ca rend réalisable des unités de moindre puissance unitaire. Cependant, le rendement électrique est seulement d'environ 20 %, ce qui conduit à utiliser cette technologie dans des centrales de cogénération.

Les modèles commerciaux disponibles ont des puissances unitaires comprises entre 300 et 2000 kWel.

3.6.3.3 Moteur Stirling

Le moteur Stirling est un moteur à combustion externe. Le fluide principal est un gaz soumis à un cycle comprenant 4 phases, très similaire au cycle thermodynamique idéal de Carnot.

En théorie ce moteur a de nombreux avantages; il est absolument indépendant da la source de l'énergie ; le rendement théorétique est très élevée, l'usure est réduite à cause de l'absence de suie.

Malgré les nombreux avantages du moteur Stirling, il y a finalement dans le commerce peu d'installations disponiblesqui sont construites pour l'exploitation dans des petites centrales conventionnelles (gaz ou huile). Dans ce cas, le rendement électrique est relativement faible.

3.6.3.4 Gazéification et moteur à gaz

La gazéification de la biomasse est un processus thermochimique, qui ressemble à la carbonisation par manque d'oxygène. A la différence de la carbonisation, le gaz sortant est ici intéressant. Ce gaz dit de synthèse est composé essentiellement de H_2, CO CO_2 et CH_4 et peut être utilisé après nettoyage pour le fonctionnement d'un moteur.

Les usines de gazéification ont des niveaux de puissances qui vont de 20-40 kW à plusieurs dizaines de MW. Les unités de quelques dizaines de kW sont bien appropriées pour les petites quantités de résidus.

Les usines de gazéification du bois fonctionnent de manière relativement fiable. Cependant avec l'utilisation d'autres types de biomasse, il existe des expériences d'exploitation très différentes. La commande du processus doit exactement s'adapter à la composition du substrat, la composition changeante des substrats (et de l'humidité) causant des problèmes évidents. Un autre problème réside dans la présence éventuelle de goudron ou d'acide dans le gaz de synthèse, qui conduit à moyen terme à la dégradation du moteur si le nettoyage du gaz est incomplet. Il est important de mentionner les projets couronnés de succès pour la gazéification des balles de riz.

3.6.3.5 Production de biogaz par fermentation et moteur à combustion interne

Dans ce processus, le biogaz est produit par la décomposition anaérobique de matériaux organiques par des micro-organismes, semblables à ceux présents dans l'estomac d'un ruminant. La décomposition est constituée de plusieurs phases de décomposition qui se déroulent ensemble et en même temps dans la cuve de fermentation. L'ensemble du processus dépend de la température, du ph, de l'humidité, de la composition de chaque substrat. En conséquence, le rendement de gaz dépend du substrat mais peut fortement varier en fonction de l'utilisation de l'installation. Quand une usine de biogaz ne fonctionne pas ou n'est pas commandée correctement, le processus de décomposition peut même s'interrompre complètement.

La production de gaz se situe généralement entre environ 150 m^3/t et 1000m^3/t de matière sèche organique. Le rendement est le plus élevé lors de l'utilisation de substrats gras ou avec de l'amidon. Les processus sont cependant les plus stables lorsqu'on utilise du fumier ou du purin. La biomasse contenant de la cellulose comme le bois ou la paille se décompose très difficilement.

Un avantage particulier de l'installation de biomasse (installation de fermentation) porte sur les agents pathogènes, qui existent dans le substrat et ne peuvent pas survivre dans le milieu anaérobie de la cuve de fermentation. Les résidus de fermentation sont sans risque pour la santé et fortement minéralisés et représentent donc un engrais de très bonne qualité. La production de biogaz ne doit pas seulement être

considérée comme une centrale de production d'énergie, dans de nombreux cas, le traitement de déchets est encore au premier plan.

Le biogaz est composé de méthane (55% - 65%), de CO_2 (45 % - 35 %) et de traces de H_2S. La valeur calorifique est donc d'environ 30 à 34 MJ/m³ (sans compter la teneur en méthane). Le biogaz peut être directement utilisé de façon thermique ou après nettoyage dans un groupe électrogène.

Dans les groupes électrogène, les moteurs à allumage commandé et de plus en plus de moteurs à jets d'allumage sont employés (les moteurs à jets d'allumage sont construits comme des moteurs diesel). Comme le biogaz ne s'enflamme pas de lui-même, une petite quantité d'huile d'allumage (par exemple diesel) est injecté au point d'allumage.

Les moteurs de biogaz sont disponibles avec des puissances comprises entre 40 kW et 500 kW. Le rendement électrique se situe entre 30 et 40 % en général. Les rejets thermiques sont utilisés pour chauffer la cuve de fermentation et atteindre des températures optimales pour le processus de fermentation.

3.6.3.6 BTL (biomasse-to-liquid)

C'est la production de carburants synthétiques à partir de biomasse par des processus chimiques. Ces processus sont actuellement encore au stade expérimental. La première centrale pilote a été mise en service en 2008 mais sa production n'a pas été commercialisée. Cette production alternative de carburant est uniquement mentionnée pour compléter le présent aperçu mais de pas être considérée comme une option dans un futur proche.

4 RACCORDEMENT AU RESEAU DES CENTRALES ENR

Le raccordement des centrales ENR au réseau doit tenir compte du réseau existant et planifié ainsi que de certaines caractéristiques spécifiques aux centrales ENR qui jouent un rôle important dans le choix du site d'implantation indépendamment de toute considération technique ou d'optimisation des coûts de raccordement au réseau. Cela est particulièrement vrai dans le cas où les centrales ENR sont réalisées par des investisseurs privés dont l'objectif premier est de maximiser leur production pour un investissement donné tout en proposant un prix d'achat attractif.

Si les infrastructures de raccordement de la centrale ENR au réseau sont réalisées par l'acheteur qui en assure le financement, dans le cadre législatif actuel, la Sénélec qui dispose du statut d'acheteur unique, le prix d'achat ne tient pas compte des coûts des investissements correspondants.

Si les infrastructures de raccordement de la centrales ENR au réseau sont réalisées par l'investisseur privé qui en assure le financement, les coûts d'investissement[51] sont répercutés dans le calcul du prix d'achat que les infrastructures de raccordement restent de la propriété de l'investisseur ou soient cédées après réalisation à l'acheteur unique qui en assure la maintenance et l'exploitation.

Dans le cas où il n'y a pas d'acheteur unique, le prix d'achat comprend une redevance payée à la société de transport & distribution pour l'utilisation de son réseau. Cette redevance tient compte des coûts d'investissement du raccordement si celui-ci est réalisé par la société de transport & distribution. Dans le cas où le promoteur de la centrale assure le financement du raccordement, les coûts correspondants sont répercutés dans le prix d'achat sans redevance.

[51] Y inclus les coûts de financement.

4.1 LE RESEAU HT/MT SENEGALAIS

Le réseau HT/MT sénégalais se compose du réseau interconnecté raccordé au réseau de Manantali et de plusieurs réseaux MT isolés dont les deux principaux sont ceux de Ziguinchor en Casamance et celui de Tambacounda dans le centre sud du pays.

Le réseau HT existant se compose d'une dorsale 225 kV qui part du poste de Tobène situé à environ 30 km de Thies, remonte direction Nord vers le poste de Sakal (≈ 40 km de Saint-Louis) poursuit en direction du poste de Dagana à partir duquel elle longe la Basse Vallée du fleuve Sénégal en direction du Mali en passant par les postes de Matam et de Bakel. Cette dorsale est complété d'une ligne 225 kV également issue du poste de Tobène et qui alimente Kaolack en passant par Touba. Kaolack est le poste de raccordement des lignes 225 kV qui seront construite dans le cadre du projet de l'OMVG (centrales de Kaléta et Sambangalou).
Le réseau 90 kV est essentiellement situé entre Tobène et Dakar avec une antenne vers Mbour le long de la Petite Côte.

La carte du réseau HT/MT sénégalais[52] est donnée à l'annexe no 4.1. Cette carte montre que le réseau MT est très peu développé le long de la Grande Côte entre Tobène et Saint-Louis ainsi que dans le delta du fleuve Sénégal. Dans la région de Saint-Louis et du Delta du fleuve, on trouve uniquement les deux lignes 30 kV qui alimente Saint-Louis à partir du poste 225/39 kV de Sakal ainsi que la ligne 30 kV Saint-Louis – Ross Béthio – Thiaga – Rosso qui est connectée à la ligne 30 kV de la Basse Vallée au niveau du poste de compensation de Richard Toll.

4.2 SITES D'IMPLANTATION DES CENTRALES ENR

Les centrales éoliennes sont implantées sur les sites les plus venteux. Dans le cadre de cette étude, on considérera que ceux-ci sont situés dans les deux zones caractérisées respectivement par des vitesses moyennes de vent à 50 m de 6,0 et 5,7 m/s (Cf. carte de la figure 2.3).

Les centrales photovoltaïques sont implantées sur des sites ou dans des régions qui présentent une irradiation annuelle importante (kWh/m²/an). Dans une zone donnée, le choix d'un site photovoltaïque présente en principe beaucoup plus de liberté que le choix d'un site éolien car ce dernier a un impact beaucoup plus important sur l'environnement humain (vue, bruit, etc.) et sur les oiseaux. Par contre l'impact au sol d'un site éolien est beaucoup plus faible que celui d'un site photovoltaïque car ce dernier interdit toute culture.

Le site d'implantation des centrales à biomasse est en général choisi de manière à réduire autant que possible les coûts de transport de la biomasse utilisée des lieux de collecte jusqu'au site de la centrale.

On peut donc établir le tableau suivant en reprenant les différentes biomasses précisées dans le tableau no 2.7.

Biomasse	Zones/sites d'implantation
Typha	Delta du fleuve Sénégal
Balles de riz	Basse Vallée – lieu d'implantation des rizeries importantes
Coques d'arachides	Usine de traitement des arachides
Bagasse	Sucrerie

[52] Source : Sénélec

Biogaz - déchets	Décharge – zone de Dakar essentiellement
Eaux usées	Station de traitement
Biogaz – élevage	Centre d'élevage intensif
Biogaz – abattoir	Abattoir industriel – zone de Dakar essentiellement

Tableau no 4.1 - Zones/sites d'implantation des centrales Biomasse

4.3 IDENTIFICATION DES SITES PREFERENTIELS

L'identification des zones/sites préférentiels d'implantation des centrales ENR doit tenir compte[53] :

- Du type de centrale et des sites d'implantation possibles ;
- Des caractéristiques techniques de la centrale, notamment de la puissance nominale installée, du caractère temporaire de la production en puissance, de la puissance maximale délivrée par rapport à la puissance nominale installée ;
- Des caractéristiques techniques du réseau existant et planifié ;

Et essayer de minimiser les investissements en infrastructures de raccordement que les coûts de celles-ci soient supportés par le promoteur ou l'acheteur unique.

4.3.1 Puissance nominale des parcs éoliens

Pour plusieurs raisons, il est peu probable dans un premier temps que les parcs éoliens qui seront installés au Sénégal seront constitués de quelques éoliennes (de 1 à 5) comme l'on rencontre généralement en Europe (Onshore).

Le montage des éoliennes nécessite l'utilisation de grues spéciales de grande capacité qui n'existent pas au Sénégal et qu'il faut faire venir de l'étranger. L'utilisation d'une telle grue pour une ou quelques éoliennes d'un MW maximum va renchérir le coût du MW installé. De plus, ces petits parcs ne sont pas intéressants pour des investisseurs étrangers. On peut donc considérer que les parcs éoliens auront une puissance nominale installée de plusieurs dizaines de MW, typiquement compris entre 50 MW et 100 MW voire 125 MW comme les projets actuellement initiés (projet C3E ≈ 50 MW, projet SARREOLE ≈ 125 MW.

4.3.2 Puissance nominale des centrales PV

La puissance nominale des centrales PV n'a en principe pas de limite technique. On peut envisager des centrales de puissance de crête installée d'une dizaine de MW (projet CARERA de Ziguinchor) comme des centrales PV de quelques dizaines de kW_c destinées à l'électrification des localités rurales.

En général, il existe peu de centrales PV raccordées au réseau interconnecté et présentant des puissances de crête de plusieurs MW. Dans de nombreux pays européens, notamment en Allemagne, grâce à sa politique initiale de subvention à l'investissement, poursuivie par la suite par une subvention dégressive du kWh injecté dans le réseau, la puissance de crête moyenne des systèmes raccordés au réseau BT par des particuliers varie en 600 W_c et 1000 W_c. Ces systèmes sont

[53] Abstraction faite de toute considération environnementale.

généralement installés sur les toits d'habitations[54] bien orientées par rapport au Sud et n'occupent aucune place au sol. Seul leur nombre important fait qu'actuellement, la puissance totale installée est de l'ordre de 10 GW_c.
Au Sénégal, si la loi sur les énergies renouvelables et ses décrets d'application l'autorisent, il est possible que des particuliers décident d'installer des systèmes PV raccordés au réseau BT. En principe les puissances de crêtes mises en œuvre et la dispersion de ces systèmes dans le réseau ne devraient pas créer de problèmes.

Ce n'est que dans le cas de systèmes de plusieurs MW_c que le problème du choix du site d'implantation compte tenu du réseau existant doit se poser.

4.3.3 Puissance nominale des centrales Biomasse

Une estimation de la puissance nominale des centrales Biomasse est basée sur l'estimation du potentiel en énergie électrique par type de Biomasse (Cf. Tableau no 2.18). Le calcul se base sur une utilisation de la puissance nominale de 8.000 heures par an pour le Typha[55] et de 6.000 heures par an pour les autres Biomasses.

Le tableau suivant donne la puissance nominale qui peut être installée pour chaque type de biomasse.

Biomasse	Productible annuel (GWh)	Puissance nominale (MW)
Typha	246 – 370	30 – 46
Balles de riz	23 – 38	4 – 6
Coques d'arachides	25 – 37	4 – 6
Bagasse	30	5
Biogaz – déchets	22 – 58	4 – 10
Eaux usées	13 – 35	2 – 6
Biogaz - élevage	89 – 125	15 – 20
Biogaz - abattoir	2 – 2,5	0,3 – 0,4

Tableau no 4.2 - Centrales Biomasse – puissances nominales

4.3.4 Sites préférentiels éoliens

Les sites préférentiels éoliens (puissance nominale comprise entre 50 et 100 MW) sont situés au voisinage de la ligne 225 kV Tobène – Sakal et notamment au voisinage des postes HT/MT de Tobène et de Sakal. D'autres sites notamment aux environ de Dakar doivent être situés au voisinage d'une ligne 90 kV.

Le projet C3E (site de Gantour) est situé à environ 20 km du poste de Sakal. Ce parc devrait fournir pendant quelques heures de l'année, une puissance de l'ordre de 40 à 45 MW. Cette puissance dimensionne l'infrastructure de raccordement au poste de Sakal.

Dans son étude de faisabilité, Lahmeyer International a retenu une infrastructure composée de 6 lignes MT 30 kV (3 lignes double terne) connectées entre le poste du parc et le jeu de barres MT du poste de Sakal.

[54] On rencontre également des systèmes PV de plusieurs dizaines de kW installés par des fermiers sur les toits de granges.
[55] Dans son document SGI_Senegal_Rapport_final_151207.pdf, SIG annonce une production annuelle d'environ 60 GWh pour une puissance nominale installée de 7,35 MW.

Ces 6 lignes 30 kV sont certainement plus économiques qu'une ligne HT (90 ou 225 kV) qui nécessiterait la réalisation d'un poste 30/HT au parc éolien ainsi qu'une extension du poste de Sakal (travée 225 kV ou travée transformateur & travée ligne suivant le niveau de tension retenu).

Dans ce concept, la puissance produite par le parc est évacuée par les lignes MT raccordées au poste, notamment vers Saint-Louis et Dagana et le surplus injecté au niveau 225 kV par l'intermédiaire du transformateur 225/30 kV de 50 MVA.

Cette solution dont la stabilité en tension nécessite d'être approfondie compte tenu du niveau de tension nécessaire au niveau MT du poste pour alimenter Saint-Louis est une solution acceptable pour le site mais difficilement reconductible si un deuxième parc (Gandour par exemple) ou plusieurs parcs devaient être installés dans la région. Dans une telle hypothèse, il faut réaliser une injection au niveau 225 kV et planifier le réseau HT en conséquence.

Le parc de installé sur le site de Kayar n'est pas très éloigné de la ligne 90 kV issue de Tobène et allant vers Dakar en longeant plus ou moins la Côte. Il est également proche du réseau 30 kV de la région. Suivant la puissance nominale installée sur le site le raccordement au réseau interconnecté pourra se faire au niveau du réseau MT ou au niveau HT soit par une ligne HT kV reliant le site au poste de Tobène soit par une ligne 90 kV raccordée à un poste en coupure établi sur la ligne 90 kV issue du poste de Tobène. La solution la plus économique devra être retenue.

4.3.5 Sites préférentiels des centrales PV

Les sites préférentiels des centrales PV sont ceux situés près du réseau MT existant pour autant que celui-ci puisse évacuer la puissance maximale générée par la centrale. En fait pour bénéficier d'un certain foisonnement et atténuer les variations de puissance dues par exemple à des passages nuageux, il est préférable d'installer plusieurs centrales PV éloignées les unes des autres et raccordées en différents points du réseau MT que d'installer une seule grosse centrales.

4.3.6 Sites préférentiels des centrales Biomasse

Cela concerne essentiellement les centrales dont la biomasse est le Typha et/ou la balle de riz. Pour les autres biomasses, le site est fixé par le site de production de la biomasse.

SGI prévoit d'installer la centrale aux environs du barrage de Diama qui est alimenté par une ligne 30 kV provenant de Saint-Louis et longue d'environ 25 km.

Si la puissance installée de la centrale reste de 7,3 MW, on peut envisager que cette ligne soit suffisante[56] pour évacuer la puissance vers Saint-Louis. Par contre, si la puissance passe à 30 MW comme envisagé maintenant compte tenu de la quantité de Typha disponible, il est certain que la ligne 30 kV alimentant Diama ne pourra pas évacuer la puissance produite. Un renforcement du réseau MT de la région ou un raccordement au poste de Sakal (situé à environ 50 km) est nécessaire.

[56] Tout dépend de la section des conducteurs équipant la ligne

5 ANALYSE DU CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE EN VIGUEUR

5.1 CONTEXTE

L'Analyse du cadre législatif et réglementaire ne saurait être faite sans situer la réforme du secteur de l'énergie électrique au Sénégal dans son contexte.

Au niveau mondial les mutations économique qui ont eu lieu dans un contexte de tarissement des sources de financement concessionnel ont conduit bon nombre de pays à entreprendre la réforme de leur secteur électrique.

Au Sénégal, le secteur électrique se trouve confronté depuis quelques années à des contraintes aigues telles que le manque de ressources financières. La pertinence de ces difficultés de financement a montré que la seule présence de l'Etat ne suffit pas pour assurer le développement du secteur de l'électricité.

C'est dans cette optique que l'Etat du Sénégal a été amené à engager la réalisation d'une vaste réforme du secteur de l'électricité qui prend en compte entre autres les éléments ci-après.

- Les difficultés financières pour le financement du secteur de l'électricité ;
- La diversification des acteurs dans la production ou la vente de l'énergie électrique, d'où l'implication des promoteurs privés ;

Avec cette réforme, l'apport en énergie électrique se fera au moindre coût (solaire, éolien, biomasse) et les populations notamment en milieu rural auront un accès facile à l'électricité.

Il s'agit donc d'étudier l'évolution de ce dispositif juridique pour voir dans quelle mesure il offre des opportunités aux investisseurs privés dans le domaine des énergies nouvelles renouvelables mais aussi de faire ressortir les pesanteurs, contraintes ou blocages qu'ils pourraient rencontrer lors de leurs offres d'investissements.

Très tôt l'Etat du Sénégal s'est rendu compte de l'intérêt qu'il y a à s'investir dans les énergies nouvelles renouvelables et cela depuis 1978. Cette volonté s'est traduite par l'élaboration d'un certain nombre de textes législatifs et réglementaires visant à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables.

Malgré tout il a été constaté que l'exploitation des énergies renouvelables est encore à l'Etat expérimental alors que le Sénégal est doté d'un potentiel non négligeable.

Cette nouvelle volonté de l'Etat dont l'objet est de rechercher des solutions alternatives à ses problèmes d'approvisionnement en énergie eu égard aux difficultés d'ordre financier et stratégique (dépendance plus ou moins chronique aux importations de pétrole pesant lourdement sur la balance des paiements) devrait être solidement étayée par la mise en place d'un cadre juridique suffisamment propice au développement de ces énergies nouvelles renouvelables.

L'analyse du cadre législatif et réglementaire en vigueur comprend deux parties :

- La première partie recense les textes de portée générale dont certaines dispositions peuvent avoir un impact sur le secteur électrique ainsi que d'autres textes qui définissent essentiellement le cadre juridique actuel du secteur de l'électricité au Sénégal ;

- La deuxième partie est une revue critique des textes ainsi répertoriés, analysés sous l'angle relative à la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire sur les énergies nouvelles renouvelables.

5.2 PREMIERE PARTIE : TEXTES DE PORTEE GENERALE

5.2.1 Circulaire primatoriale n° 10 226 pm/sgg/ecs du 21 décembre 1978

Cette circulaire primatoriale datant de 1978 énonce des mesures favorisant l'utilisation de matériel solaire par tous les agents économiques.

Ce texte préconise l'équipement généralisé en chauffe-eaux solaires en cas de besoin tous les bâtiments administratifs et oblige les sociétés immobilières SICAP et OHLM à équiper en chauffe-eaux solaires certains types de maisons.

Pour assurer la promotion et le développement de ce nouveau produit, la circulaire au niveau du secteur privé annonce des mesures visant l'objectif défini ci-après :

- vaste campagne d'information en direction des entreprises ;

- la SONEPI ancienne société promotion industrielle et le Comité Interministériel des Investissements devraient suggérer aux promoteurs, dans certains cas, l'utilisation de l'énergie solaire ;

- des mesures incitatives d'ordre fiscal devront être étudiées par le Ministère des Finances : il s'agira au moyen de dégrèvements fiscaux d'intéresser davantage les chefs d'entreprise. Comme par exemple l'amortissement accéléré de l'investissement que constitue l'acquisition d'un matériel solaire ou les annuités d'amortissement venant en déduction du revenu imposable du BIC. Au niveau de la clientèle de la SICAP et l'OHLM des incitations et des conditions libérales de crédit peuvent constituer des instruments appropriés de promotion en équipement de chauffe –eaux solaires. Le Ministère des Finances devra étudier ces mesures.

5.2.2 Loi n° 81-22 du 25 juin 1981 instituant des avantages fiscaux dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire ou éolienne et complétant le code général des impôts

Cette loi octroie des avantages fiscaux aux personnes physiques ou morales assujetties à l'impôt cédulaire sur les bénéfices industriels et commerciaux et sur les bénéfices d'exploitation agricole pour des investissements au Sénégal dans des installations ayant pour objet de mettre en œuvre l'énergie solaire ou éolienne.

Ces avantages fiscaux consistent à l'ouverture d'un droit à réduction d'impôt pour des investissements portant sur des installations destinées à la mise en œuvre de l'énergie solaire ou éolienne notamment chauffe-eaux, stations de pompage, générateurs électriques et récepteurs associés.

La loi indique les conditions à remplir pour bénéficier de ces avantages : le contribuable doit en faire la demande expresse et présenter un programme précisant la nature de l'installation, son coût et le lieu d'implantation.

Le montant de la réduction d'impôt cédulaire à laquelle le contribuable peut prétendre est égal à 30 % du montant des sommes réellement payées au titre des investissements admis. Toutefois cette réduction est limitée à 25 % du montant de l'impôt établi.

5.2.3 Loi n° 83-04 du 28 janvier 1983 sur l'utilisation de l'énergie

Cette loi constitue le cadre juridique de l'application des décisions gouvernementales dans le secteur de l'énergie. Elle permet au Gouvernement d'intervenir efficacement auprès des producteurs, des distributeurs et des utilisateurs d'énergie afin d'assurer une cohérence globale des actions entreprises en ce domaine.

5.2.4 Loi 2004-12 du 06 février 2004 (articles 18o a 183 du code des impôts) relative à la réduction d'impôts sur les bénéfices industriels et commerciaux, sur les bénéfices des professions non commerciales et sur les bénéfices de l'exploitation agricole pour investissement dans le domaine de l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne

Les dispositions de ces articles ne sont guère différentes de celles prévues dans la LOI N° 81-22 DU 25 JUIN 1981 INSTITUANT DES AVANTAGES FISCAUX DANS LE DOMAINE DE L'UTILISATION DE L'ENERGIE SOLAIRE OU EOLIENNE ET COMPLETANT LE CODE GENERAL DES IMPOTS sauf que l'assiette de la réduction d'impôt ne se réduit plus à l'impôt cédulaire.

5.2.5 Code des marchés publics

Le nouveau système Sénégalais de Passation des Marchés Publics repose au plan juridique sur les principaux textes ci-après :

- loi n° 65-51 portant Code des Obligations de l'Administration (COA), modifiée par la loi 2006-16 du 30 JUIN 2006 ;
- décret 2005-576 portant Charte de Transparence et d'Ethique ;
- décret 2007-545 du 25/04/2007 portant Code des Marchés Publics.

Les procédures de Passation des Marchés sont de deux sortes :

- L'Appel d'Offre ;
- La demande de renseignement et de prix.

La procédure de droit commun pour l'acquisition d'un bien, des prestations de service, des travaux à accomplir est l'appel d'offres. L'appel d'offres est donc la règle conformément aux dispositions de l'article 60 Alinéa 3 du Codes de Marchés.

5.2.6 Statuts de Sénélec

La création de Sénélec résulte de la loi n° 98-06 du 28 janvier 1998 autorisant la transformation de la Société Nationale d'Electricité (SENELEC) en Société Anonyme à Participation Publique Majoritaire.

L'article 4 de la loi précitée stipule que l'organisation, la gestion et le contrôle de Sénélec sont régis par le droit commun des sociétés commerciales. Les dispositions de la loi n° 90-07 du 26 juin 1990 relative à l'organisation et au contrôle des entreprises du secteur parapublic et au contrôle des personnes morales de droit privé bénéficiant du concours financier de la puissance publique, ne sont pas applicables à Sénélec.

Ce sont donc les dispositions de l'OHADA (Harmonisation du Droit des Affaires en Afrique) qui s'appliquent à Sénélec.

La transformation de Sénélec en société anonyme à participation publique majoritaire a été effectuée dans le cadre de la privatisation de la société. Après le retrait du partenaire stratégique par le rachat de ses actions dans le capital de Sénélec, l'Etat s'est retrouvé seul actionnaire.

Le second appel d'offres qui a été lancé par l'Etat pour rechercher un nouvel partenaire stratégique a été déclaré infructueux.

Les conséquences juridiques qui auraient dû être tirées de cette situation notamment au plan statutaire étaient que l'Etat reste l'unique actionnaire de Sénélec qui aurait dû retrouver ainsi son statut de société nationale.

Ces formalités n'ont pas été accomplies ce qui fait qu'au plan formel Sénélec a conservé ses statuts régis par les règles de l'OHADA.

Les statuts de Sénélec sont donc ceux d'une société anonyme classique avec conseil d'administration et directeur général.

5.2.7 Lettre de Politique de Développement du Secteur Electrique (LPDSE)

La flambée des prix des produits pétroliers et les enjeux du développement durable ont conduit l'Etat à définir une politique énergétique qui prévoit une diversification accrue des sources de production et le développement des énergies renouvelables.

La nouvelle politique énergétique définie dans la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE 2008) prévoit entre autres axes :

- le développement et l'exploitation des potentialités énergétiques nationales, notamment dans le domaine des biocarburants et des énergies renouvelables ;
- la diversification énergétique à travers la filière charbon minéral, le biocarburant, la biomasse, le solaire, l'éolienne, etc., pour la production d'électricité ;
- le recours accru à l'hydroélectricité dans le cadre de la coopération régionale notamment au sein des organismes de bassins fluviaux et du WAPP ;

- la sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures du pays par le renforcement du raffinage local et la coopération avec des pays producteurs de pétrole ;

- la maîtrise de la demande d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Par le biais de cette nouvelle politique, l'Etat compte desserrer l'étau qu'il subit de la part des combustibles fossiles grâce à l'apport notamment des biocarburants, des énergies renouvelables. Mais jusqu'à présent, les énergies renouvelables ont été peu présentes dans la politique de développement du secteur de l'énergie et les réalisations, dans ce domaine, ont été limitées dans le temps et leur importance en termes d'investissements ne dépassant pas le stade expérimental.

5.2.8 Loi n° 64-45 du 17 juin 1964 relative au domaine national

Cette loi dispose que le domaine national est constitué de plein droit de toutes les terres non classées dans le domaine public, non immatriculés ou dont la propriété n'a pas été transcrite à la Convention des hypothèques à la date d'entrée en vigueur de la loi.

La loi précise également que c'est l'Etat qui détient les terres du domaine national en vue d'assurer leur utilisation et leur mise en valeur rationnelle conformément aux plans de développement et aux programmes d'aménagement.

Les terres du domaine national ne peuvent être immatriculées qu'au nom de l'Etat.

La loi classe les terres du domaine national en quatre catégories et donne certains pouvoirs au Conseil Rural dans la gestion des terroirs qui sont précisés par décret.

5.2.9 Décret 64-573 du 30 juillet 1964 fixant les conditions d'application de la loi n° 64-45 du 17 juin 1964 relative au domaine national

Le décret définit la notion de terroir qui est constitué par un ensemble homogène de terres du domaine national nécessaire au développement de la population ou des villages qui y sont implantés et y ayant des intérêts ruraux communs.

Le décret détaille les pouvoirs du Conseil Rural dans la gestion des terres du domaine national situé dans le périmètre du terroir placé sous son contrôle.

Le décret fixe les modalités d'affectation et de désaffectation des terres au profit de tout ressortissant du terroir.

Les terrains faisant partie du domaine national affectés soit à des communautés rurales, soit à des associations coopératives ou à tous autres organisme crées sur l'initiative du Gouvernement ou avec son agrément et placés sous son contrôle et nécessaires à la réalisation d'opérations déclarées d'utilité publique sont immatriculés au nom de l'Etat dans les formes et conditions par décret.

5.2.10 Loi n° 76-66 du 02 juillet 1976 portant code du domaine de l'Etat

Les principales dispositions de la loi concernent le domaine public et le domaine privé de l'Etat.

La loi précise les modes d'administration du domaine non affecté de l'Etat qui sont les suivants :

- l'autorisation d'occuper accordée à titre précaire et révocable ;

- le bail ordinaire et emphytéotique sont consentis dans les zones dotés d'un plan directeur d'urbanisme non susceptible d'être profondément révisé dans un délai rapproché en vue de la réalisation de certains investissements à usage notamment industriel ou commercial ;

- la concession du droit de superficie qui engendre un droit réel susceptible d'hypothèque comportant le droit d'utiliser le sol pour y élever des constructions ;

- la vente ou toute opération équivalente doit être autorisé par une loi.

5.2.11 Loi n° 2001- 01 du 12 avril 2001 portant code de l'environnement

Le Code comprend quatre titres :

- le titre I (Dispositions générales) composé de trois chapitres portant sur les définitions, les principes fondamentaux, et les instruments de la protection de l'environnement.

- le titre II (Prévention et lutte contre les pollutions et nuisances) avec six chapitres portant respectivement sur les installations classées pour la protection de l'environnement, les Etablissements humains, la gestion des déchets, les substances chimiques nocives et dangereuses, l'étude d'impact, et l'établissement du plan d'urgence.

- le titre III (Protection et mise en valeur des milieux récepteurs) comprend quatre chapitres : pollution des eaux, pollution de l'air et odeurs incommodantes, pollution et dégradation des sols et du sous-sol, pollution sonore. Le contenu de ces chapitres a été revu de manière à constituer le cadre de référence aux législations et réglementations sectorielles (eau, mines et carrières, hygiène, transport).

- le titre IV (sanctions et dispositions diverses) comprend trois chapitres: les sanctions pénales, les sanctions administratives, les dispositions diverses.

5.2.12 Code des investissements

Le Code des Investissements s'applique à toutes les entreprises qui exercent dans des secteurs d'activités éligibles qui vont du secteur primaire notamment agricole aux secteurs secondaire et tertiaire.

Le Code définit son champ d'application :

- les entreprises nouvelles qui réalisent un programme d'investissement éligible en vue de démarrage de leurs activités ;

- les entreprises existantes qui procèdent à une extension de tout programme d'investissement agréé ;

Le Code énumère un certain nombre d'avantages garantis :

- garanties et protections de la propriété ;

- garanties de disponibilité en devises ;
- garantie de transfert de capitaux ;
- garantie de transfert de rémunérations ;
- garantie d'accès aux matières premières ;
- égalité de traitement ;
- droits et libertés de l'entreprise : pleine et entière liberté économique et concurrentielle.

La loi détaille les régimes privilégiés octroyés en posant les conditions d'éligibilité :

- le montant de l'investissement doit être égal ou supérieur à 100 millions FCFA ;
- l'investissement projeté doit permettre la création d'une activité nouvelle.

Les avantages particuliers accordés à l'investisseur pendant la phase de réalisation de l'investissement couvrent une période de trois ans et se présentent comme suit :

- exonération des droits de douanes à l'importation des matériels et des matériaux qui ne sont ni fabriqués ni produits au Sénégal et qui sont destinés de manière spécifique à la production ou à l'exploitation dans le cadre du programme agréé ;
- suspension de la TVA exigible à l'entrée pour des matériels et des matériaux qui ne sont ni fabriqués ni produits au Sénégal et qui sont destinés de manière spécifique à la production ou à l'exploitation dans le cadre du programme agréé suivant des modalités précisées par décret ;
- suspension de la TVA facturée par les fournisseurs locaux de biens services travaux nécessaires à la réalisation du programme agréé suivant des modalités précisées par décret.

Les avantages accordés pendant la phase d'exploitation portent sur :

- les avantages fiscaux pour le régime des entreprises nouvelles :
    - exonération de la Contribution Forfaitaire à la Charge des Employeurs (CFCE) pendant cinq ans. Si les emplois créés sont supérieurs à deux cent ou si au moins 90% des emplois créés sont localisés en dehors de Dakar cette exonération est prolongée jusqu'à huit ans ;
    - avantages particuliers sur l'impôt sur le revenu. Au titre de l'impôt sur les bénéfices les entreprises nouvelles sont autorisées à déduire du montant du bénéfice imposable une partie des investissements dont la nature sera définie par décret. Le montant des déductions autorisées est fixé à 40% du montant des investissements retenus. Pour chaque année d'exercice fiscal le montant des déductions ne pourra dépasser 50% du bénéfice imposable.
- les avantages fiscaux du régime des projets d'extension sont les mêmes que ceux définis pour les entreprises nouvelles.

- Les autres avantages sont liés au recrutement des travailleurs qui sont assimilés aux travailleurs engagés en complément d'effectif pour exécuter des travaux nés d'un surcroît d'activités au sein de la législation du travail.

Par la suite les entreprises peuvent conclure avec les travailleurs à compter de la date d'agrément des contrats de travail à durée déterminée pendant une période limitée à cinq ans.

La loi définit les modalités ci-après pour l'octroi des avantages définis :

- Dépôt d'un dossier d'agrément auprès de l'Agence nationale chargée de la Promotion de l'Investissement et des Grands Travaux (APIX) ou l'autorité compétente désignée à cet effet ;

- Instruction et délivrance de l'agrément dans un délai qui ne peut excéder dix jours à compter de la date de dépôt de la requête auprès de l'APIX.

L'agrément doit être écrit, nominatif, daté et signé par l'autorité compétente en la matière. Il doit être également circonstancié, complet et précis et indiquer, notamment les avantages particuliers consentis.

Le Code précise les obligations de l'investisseur bénéficiaire d'un agrément, les conditions d'expiration et les conditions de retrait de l'agrément et les sanctions pour non respect des conditions d'agrément.

Pendant la durée du régime sous lequel elles sont placées les entreprises agréées doivent notamment :

- observer strictement les programmes d'investissements et activités agréés ;

- se conformer aux normes de qualité nationales et internationales applicables aux biens et services, objet de leur activité ;

- se conformer aux normes environnementales applicables à leurs activités.

5.2.13 Loi 2007-25 accordant des avantages dérogatoires au code des investissements et au code minier pour des investissements de plus de 250 millions FCFA

Pour les investissements au dessus de deux cent cinquante millions (250) de FCFA, le Gouvernement peut accorder à l'investisseur des conditions fiscales et douanières dérogatoires au Code des Investissements et au Code minier

5.3 DEUXIEME PARTIE : CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE ACTUEL

5.3.1 Loi 98 -29 du 14 avril 1998 relative au secteur électrique

Cette loi a dessiné le nouveau paysage électrique du Sénégal en introduisant d'importantes réformes censées accompagner et appuyer la libéralisation du secteur électrique permettant d'assurer :

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

- l'équilibre économique du secteur ;
- une fourniture appropriée en quantité et qualité ;
- la promotion de la concurrence et de la participation du secteur privé ;
- et enfin les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

La loi a apporté les innovations majeures ci-après:

- refonte de la structure de l'industrie électrique : les fonctions de production, de transport, de distribution et de ventes peuvent désormais être exercées séparément ;
- institution d'un système de licences et de concessions : les licences et concessions sont accordées par arrête ministériel suivant les termes et conditions stipulés définis à cet effet ;
- mise en place d'un organe de régulation indépendant dont le rôle, la composition les ressources, les attributions, les pouvoirs sont définis dans la loi ;
- changement du régime de propriété des lignes : les lignes électriques relevaient jusqu'ici du domaine public. La loi en a transféré la propriété à SENELEC ;
- création d'une agence dédiée à l'électrification rurale qui est chargée d'accorder aux entreprises de l'électricité et aux particuliers l'assistance technique et financière nécessaire pour soutenir les initiatives en matière d'électrification rurale.

La loi a traité du cas spécifique de Sénélec qui est seule habilitée à exercer une activité d'achat, de transport et de vente en gros d'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire pour une période qui sera définie par un contrat de concession.

Pendant cette période Sénélec a la qualité d'acheteur unique. Obligation lui est faite dans un délai de trois ans de tenir une comptabilité séparée de ses principales activités de production, de transport et de distribution. Chacune de ces activités donnera lieu à la création de filiale dans un délai fixé dans son cahier des charges.

5.3.2 Décret n° 98-333 du 21 avril 1998 portant organisation et fonctionnement de la commission de régulation du secteur électrique

Les dispositions de ce décret concerne l'organisation et le fonctionnement de la Commission de Régulation du Secteur Electrique .Les précisions apportées ont trait notamment aux conditions de nomination et de remplacement de ses membres, au rôle de son Président, à la rémunération et aux incompatibilités de la fonction de membre de la Commission de Régulation du Secteur Electrique ainsi qu'au devoir de réserve et de respect du secteur.

5.3.3 Décret n°98-334 du 24 avril 1998 fixant les conditions et modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production de distribution et de vente d'énergie électrique

Ce décret précise l'ensemble des modalités et des procédures à accomplir en vue de l'octroi ou du retrait des licences ou des concessions :

- constitution de dossier ;
- instruction de dossier, délais et formes de délivrance des licences ou des concessions ;
- conditions de renouvellement.

5.3.4 Décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires

L'article 28 de la loi 98-29 du 14 avril relative au secteur de l'électricité fixe les principes généraux applicables à la régulation des tarifs.

Ce décret développe les principes tarifaires définis dans la loi et élabore une procédure de révision des conditions tarifaires.

Pour ce qui concerne la procédure de révision des conditions tarifaires, le principe fondamental est que les titulaires de licence ou de concession sont consultés et dûment entendus et qu'ils ont la possibilité de contester les propositions de nouvelles conditions tarifaires promulguées par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité. Les parties s'entendent sur un mécanisme d'arbitrage acceptable qui sera consigné dans le cahier des charges du titulaire de licence ou de concession.

5.3.5 Décret n° 98-336 du 21 avril 1998 relatif aux prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité

L'article 27 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité fixe certaines règles en matière de positions dominantes et de prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité, sans préjudice des dispositions de l'article 19 de la dite loi dans le but de promouvoir une concurrence loyale dans le secteur de l'électricité.

5.3.6 Cahier des charges du contrat de concession et de licence du 31 mars 1999

Ce document renseigne sur les aspects suivants :

- durée du contrat de concession fixée à 25 ans ;
- durée de la licence de production d'électricité fixée à 15ans et réalisation d'un inventaire des installations de production dans un délai de 6 (six) ans après la signature du contrat de concession et de licence ;
- concession d'exclusivité d'une période de 10 (dix) ans pour l'achat et la revente en gros de l'électricité ;
- concession sur la durée du contrat à laquelle est rattachée une obligation de raccordement incombant à Sénélec au profit des consommateurs ou détaillants indépendants qui en assurent le financement pour le transport d'électricité haute tension. Construction d'installations de transport autres que les raccordements à réaliser par une entreprise autre que Sénélec et réalisation d'un inventaire des installations de transport dans un délai de 2(deux) ans ;
- concession sur la durée du contrat à laquelle est rattachée une obligation de raccordement incombant à Sénélec au réseau de distribution , en moyenne et basse tension et à l'intérieur du

périmètre de la concession pour la distribution d'électricité moyenne et basse tension. Construction des lignes de distribution nécessaires au raccordement en basse tension pour être réalisée par une entreprise autre que Sénélec ;

- concession sur une période de 10(dix) ans pour la revente en gros d'électricité ;
- période d'exclusivité de 10 (ans) pour la vente au détail.

L'annexe au Cahier des Charges comporte des obligations de service public incombant à Sénélec et se détaillant comme suit :

- annexe A : tarifs de vente au détail haute moyenne et basse tension ;
- annexe B : liste des communes incluses dans le périmètre de la Concession ;
- annexe C : obligations d'électrification ;
- annexe D : conditions commerciales applicables aux branchements particuliers.

5.3.7 Loi n°2002-01 du 10 janvier 2002 abrogeant et remplaçant l'article 19 alinéas 4 et 5 et le chapitre iv de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité

Aux termes de cette loi Sénélec a la responsabilité du développement de la production d'énergie électrique en recourant à des installations qui lui sont propres ou à la production privée.

Le recours à la production indépendante se fera dans le cadre d'appels d'offres lancés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité en vue de recevoir de Sénélec et d'entreprises exerçant ou envisageant d'exercer une activité de production d'énergie électrique, les offres requises.

Les installations de production et les droits immobiliers qui leur sont rattachés transférés à Sénélec et existants à la date d'entrée en vigueur de la loi sont propriété de l'Etat.

Les lignes de transport et de distribution ainsi que les droits qui leur sont attachés relèvent du Code du Domaine de l'Etat conformément à l'article 6 de la loi n° 76-66 du 02 juillet 1976.

5.3.8 Loi n° 2006-18 portant création de la redevance d'électrification rurale

Pour contribuer à l'alimentation du Fonds d'Electrification rurale il est institué une redevance d'électrification rurale. Cette redevance est prélevée sur le KWh et les services énergétiques vendus aux clients de Sénélec, des opérateurs privés de concessions d'électrification rurale et des projets ERILS appuyés par l'ASER.
Cette redevance est collectée par Sénélec et les opérateurs d'électrification rurale pour être reversée trimestriellement dans le Fonds d'électrification rurale.

5.3.9 Projet de loi portant loi d'orientation sur les énergies nouvelles **renouvelables**

Ce projet de loi vise à promouvoir le développement des énergies renouvelables sur l'ensemble du Sénégal .A cette fin la loi a pour objectifs de :

- mettre en place un cadre réglementaire pour le développement des énergies renouvelables ;

- mettre en place un cadre incitatif favorable à l'achat et à la rémunération de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ;
- réduire l'utilisation des combustibles fossiles ;
- favoriser tous les moyens de production, de stockage, de distribution et de consommation pour des besoins domestiques et industriels en milieu urbain comme en zone rurale ;
- contribuer à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en énergie
- diversifier les sources de production ;
- promouvoir la diffusion des équipements liés aux technologies d'énergie renouvelable ;
- réduire les gaz à effet de serre.

L'Etat cherche à augmenter la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique pour améliorer le taux d'indépendance énergétique nationale.

Le projet de loi annonce qu'un régime fiscal et douanier fera l'objet de dispositions et modalités pour des facilités incitatives.

Le projet de loi définit les conditions de production et de commercialisation de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables en précisant :

- la liberté de production pour l'autoconsommation ;
- les conditions d'accès aux réseaux électriques obligeant l'exploitant de réseau de transport à connecter en priorité le titulaire d'une licence pour la vente en gros de sa production d'électricité à partir d'une centrale à énergie renouvelable ;
- les modalités de raccordement et de détermination des coûts d'accès aux réseaux ;
- les conditions d'achat et de rémunération ainsi que les conditions techniques et financières fixées par décret.

Le projet de loi prévoit une compensation suffisante pour couvrir les différences de prix susceptible d'offrir aux promoteurs une rémunération suffisante et incitative des investissements et un équilibre financier du gestionnaire du réseau.

Pour bénéficier de ces avantages octroyés liés à la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables destinées à la vente , le promoteur de projet doit produire un certificat d'origine délivré par un organisme agréé .

Le projet de loi dispose que le choix des producteurs d'électricité à partir des énergies renouvelables pour la vente en gros se fera par appel d'offres, mais le projet de texte atténue cette exigence en prévoyant que dans un délai de deux ans le ministère en charge de l'énergie pourra agréer des offres de projets soumis par des promoteurs privés.

5.4 ANALYSE CRITIQUE DES TEXTES

On observe que très tôt l'Etat du Sénégal s'est intéressé à l'énergie solaire à travers la Circulaire Primatoriale du 21 décembre 1978 qui visait le développement des applications de l'énergie solaire. L'Etat par le biais de ce texte à cherché à promouvoir et vulgariser l'usage dans le public des applications de l'énergie solaire en créant une structure – SINAES DAGUERRE - dédiée à ce secteur chargé de l'installation de panneaux solaires et en obligeant les sociétés immobilières –SICAP et OHLM – à installer des chauffes solaires dans certains types de leurs constructions

Ensuite l'Etat a cherché à promouvoir et à appuyer l'investissement dans le domaine de l'énergie solaire ou éolienne en instituant des avantages fiscaux en 1981 qui ont été repris dans les articles 180 à 183 du Code des Impôts qui stipule que tout investisseur dans le domaine des énergies renouvelables peut bénéficier d'une réduction d'impôt sur sa demande.

Au regard de ces deux textes on voit que c'est l'énergie solaire puis l'énergie éolienne qui ont été particulièrement visées dans la politique de développement des énergies renouvelables sur la base essentiellement faite d'avantages fiscaux se réduisant à ceux figurant dans les articles 180 à 183 du Code des Impôts.

Les avantages annoncés dans la circulaire primotoriale n'ont pas certainement été particulièrement incitatifs puisque les installations solaires qui ont vu le jour n'ont jamais dépassé le stade expérimental aussi bien en ce qui concerne l'équipement en chauffe-eaux solaires dans les nouvelles constructions de la SICAP et de l' OHLM que dans la production d'électricité. Du reste la société SINAES DAGUERRE a disparu et à ce jour il n'y a pas d'installation d'énergie éolienne d'envergure.

La loi ne s'intéressait qu'aux entrepreneurs pour les inciter à utiliser le solaire ou l'éolien mais ils n'étaient pas nombreux. Il fallait également penser aux utilisateurs qui vont investir dans l'acquisition d'équipements en énergie renouvelable et cette catégorie est la plus importante. Ils ne pourront donc être intéressés que par une subvention sur l'équipement (réduction des coûts) mais pas par une réduction d'impôt.

Il serait souhaitable qu'on applique la mesure à l'investissement par l'institution d'une subvention qui pourrait être prise en compte dans les projets de décrets élaborés.

Il faut souligner que dans la loi 98-29 sur le secteur électrique aucune disposition n'est spécifiquement consacrée aux énergies renouvelables dans le sens large. Ce qui veut dire que tout promoteur qui voudrait produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables en l'état actuel de la réglementation devra suivre la procédure commune à tout l'investisseur c'est-à-dire :

- rendre éligible son projet au Code des Investissements ;
- négocier et signer avec l'acheteur unique qu'est Sénélec un contrat d'achat d'électricité après avoir été sélectionné par voie d'appel d'offres comme l'exige le nouveau Code des Marchés ;
- donner des assurances à Sénélec au cours des négociations du contrat qu'il a la capacité d'assurer sa part d'autofinancement, que les prêteurs sont assez engagés dans le financement complémentaire du projet, que la technologie est acceptable et qu'enfin le prix est compétitif par rapport aux centrales de base du système électrique ;
- signer un contrat d'achat d'électricité prenant en compte les exigences des prêteurs, ce qui conditionne leur engagement à soutenir le projet ;

- chercher une licence de production et de vente d'électricité ;

- et préalablement à toutes ces démarches mener les études de faisabilité du projet.

Or, il est certain qu'un promoteur qui aura mené des études de faisabilité qui attestent de la viabilité de son projet et de la suffisance du potentiel de l'énergie renouvelable ciblée (solaire, biomasse, éolienne…) qu'il entend mettre en valeur trouvera difficilement concevable de se soumettre à une compétition sur la base des résultats d'études qu'il aura menées.

En l'état actuel des textes la procédure d'entente directe est la seule voie qui ouvre la possibilité à Sénélec, en sa qualité d'acheteur unique, de signer un contrat d'achat d'électricité utilisant comme combustible les ressources issues des énergies nouvelles.

Mais le décret sur les marchés publics limite très strictement les cas de marché pouvant être passés de gré à gré.

Il ne peut être passé des marchés par entente directe qu'après avis de la Direction chargée du Contrôle des Marchés publics dans les cas suivants :

- pour les marchés de travaux, fournitures ou services considérés comme secrets ou dont l'exécution doit s'accompagner de mesures particulières de sécurité lorsque la protection de l'intérêt supérieur de l'Etat l'exige ;

- pour les marchés destinés à répondre à des besoins qui, pour des raisons tenant à la détention d'un droit d'exclusivité, ne peuvent être satisfaits que par un cocontractant déterminé ;

- pour des fournitures, services ou travaux qui complètent ceux ayant fait l'objet d'un premier marché exécuté par le même titulaire à la condition que le marché initial ait été passé selon la procédure d'appel d'offres, que le marché complémentaire porte sur des fournitures, services ou travaux qui ne figurent pas dans le marché initialement conclu mais qui sont devenus nécessaires, à la suite d'une circonstance imprévue et extérieure aux parties et que ces fournitures, services ou travaux ne peuvent être techniquement ou économiquement séparés du marché principal. Le montant cumulé des marchés complémentaires ne doit pas dépasser un tiers du montant du marché principal avenants compris.

Aujourd'hui l'Etat est conscient que le cadre réglementaire actuel mène à une impasse qui empêche toute initiative en matière de mise en valeur des énergies nouvelles d'aller jusqu'au bout. C'est l'une des raisons pour laquelle l'Etat a affirmé dans la Lettre de Politique de Développement du Secteur Electrique de mars 2008 que ce sous-secteur est au centre de la nouvelle politique de diversification et de renforcement de l'indépendance énergétique et a voulu en conséquence définir un cadre légal et réglementaire pour promouvoir les énergies renouvelables.

Le projet de loi d'orientation sur les énergies renouvelables est un premier pas dans la mise en œuvre de cette politique. Ce projet de loi d'orientation sur les énergies renouvelables dont les dispositions ont été examinées plus haut prévoit que le choix de l'investisseur se fera par appel d'offres.

Ce recours à l'appel d'offres suppose que des préalables ont été remplis :

- les données d'ordre technique, économique, financier, environnemental sont disponibles et constituent des renseignements assez fournis pour permettre à des promoteurs de concourir ;

- ces informations précisées dans le cahier des charges de l'appel d'offre permettent d'assurer une égalité de traitement des concurrents qui reçoivent les mêmes éléments leur permettant de bâtir une proposition portant sur une technologie et un prix.

Pour parer cette difficulté le projet de loi prévoit des dispositions transitoires qui donnent pouvoir au ministère en charge de l'énergie d'agréer des projets soumis par des promoteurs privés dans un délai de deux ans a partir de la promulgation de la loi.

Aujourd'hui les promoteurs sont obligés de se soumettre à la procédure d'appel d'offres pour le choix d'un promoteur qui voudrait produire de l'électricité à partir d'énergies nouvelles. Dans cette perspective l'agrément agit comme une dérogation aux dispositions du Code de Marchés qui a énuméré de manière limitative les cas de marchés qui pourraient être passés par entente directe.

L'agrément tel qu'énoncé par le projet de loi ne saurait suffire pour autoriser l'établissement d'un contrat d'achat d'énergie entre l'acheteur unique c'est-à-dire Sénélec et le producteur pour la vente en gros d'électricité.

La loi doit être suffisamment explicite pour disposer de manière non équivoque que les contrats en cours de négociation entre l'Acheteur unique et des promoteurs privés pour la fourniture d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables s'établiront en dérogation des dispositions du Code des Marchés Publics.

Le projet de loi en son article 12 alinéa 1 prévoit que tout exploitant est tenu de connecter en priorité à ses installations de transport le producteur d'électricité à partir d'une centrale à énergie renouvelable. Cette disposition appelle de notre part deux commentaires :

- elle semble signifier que l'électricité produite à partir d'une centrale d'énergie renouvelable ne peut être évacuée que sur un réseau de transport. Or la promotion des énergies renouvelables doit également viser la production photovoltaïque à partir des toits des maisons qui ne devraient s'évacuer que par le réseau de distribution basse tension. Dans ce cas il est préférable de dire que les moyens de productions seront connectés au réseau sans autre précision ;

- faut-il obliger l'exploitant du réseau de transport à connecter en priorité le producteur d'électricité à partir d'une centrale à énergie renouvelable alors que l'on sait qu'une telle centrale notamment solaire et éolienne produit l'électricité de manière aléatoire sans compter les problèmes techniques notamment de stabilité du réseau liés à ce caractère aléatoire ?

En effet, la production d'électricité de certaines centrales à énergie renouvelable notamment solaire ou éolienne revêtant un caractère aléatoire (centrales passives), leur disparation du réseau peut compromettre la stabilité du réseau. C'est la raison pour laquelle la connexion sur le réseau de ce type de centrale à énergie renouvelable doit être étayée par la présence sécuritaire sur le réseau de centrale de production à caractère non aléatoire (centrales actives)[57] avec une puissance en réserve suffisante pour pallier une telle éventualité.

Donc, ce caractère prioritaire doit toutefois répondre aux exigences de la stabilité du réseau.

Si l'on se réfère au chapitre no 6 relatif aux sites préférentiels et au raccordement, les postes de raccordements préférentiels sont les postes de Sakal et de Tobène.

[57] Les centrales actives sont par définition des centrales qui peuvent dans une certaine mesure suivre l'évolution de la demande sur le réseau. Les centrales du type photovoltaïque ou éoliennes sont dites passives car leur production ne peut être modulée en fonction de la demande

Si l'on se réfère aux principes généraux d'exploitation du réseau interconnecté de l'OMVS (Cf. annexe no 5.1), annexe no 3, Les limites d'exploitation aux deux postes précités sont les suivantes.

Poste	Equipement	Propriétaire	Exploitant
Sakal	Cellules 30 kV	SENELEC	EEM
Tobène	Travées 90 kV	SENELEC	SENELEC

Tableau no 5.1 - Limite d'exploitation aux postes de Sakal et Tobène

Il ressort du tableau suivant :

- qu'ESKOM Energie Manantali, l'Opérateur Indépendant du réseau interconnecté de Manantali exploite l'ensemble du poste de Sakal jusqu'aux cellules 30 kV et en particulier le jeu de barres 30 kV ;

- EEM exploite le poste 225 kV jusqu'au jeu de barres 90 kV auquel sont raccordées les travées « ligne » 90 kV.

Il en résulte qu'aux postes de Sakal et de Tobène, EEM serait tenu de raccorder tout opérateur de parc éolien. La loi sénégalaise sur les énergies renouvelables peut-elle s'appliquer à EEM ?

Le projet de loi dans son article 8 annonce que les acquisitions de matériel et d'équipement destinés à la production et à l'autoconsommation des énergies renouvelables bénéficient de mesures fiscales. Ces mesures fiscales constituent un des facteurs clés pouvant favoriser et accélérer la mise en valeur du potentiel existant en énergies renouvelables et pouvant encourager d'éventuels promoteurs. Ces mesures fiscales viennent s'ajouter selon le projet de loi à une compensation adaptée mise en place pour couvrir les différences de prix afin de garantir une rémunération suffisante et incitative des investissements de production à partir des sources d'énergies renouvelables.

Sur le plan domanial on constate que les centrales produisant de l'électricité à partir des énergies renouvelables sont généralement installées en zone rurale ou le régime prédominant est le domaine national. Il sera alors nécessaire de s'adresser au Conseil Rural qui est l'organe qui décide de l'affectation des terres.

Le promoteur doit disposer de terrain présentant toutes les garanties attachées à la propriété. Le titre foncier ou le bail emphytéotique constitue la meilleure garantie. Mais il y a toute une procédure et des formalités à suivre et à observer pour transformer une parcelle de terrain appartenant au domaine national en titre foncier ou bail emphytéotique.

Après la décision du Conseil Rural approuvée par l'autorité administrative locale d'octroi d'un terrain, le promoteur doit saisir les services des domaines pour solliciter l'établissement d'un titre foncier ou d'un bail emphytéotique. Après l'approbation de la Commission des Opérations Domaniales les services compétents préparent un décret de désaffectation et d'affectation en vue de son immatriculation au nom de l'État ; ce même décret fixera le montant des indemnités à servir aux éventuels ayant-droits sur les terrains touchés par la mesure d'affectation à l'Etat.

Une fois le terrain immatriculé au nom de l'Etat il pourra être loué ou vendu au promoteur pour les besoins de ses installations.

La procédure décrite ci-dessus peut se révéler assez longue et onéreuse puisque le promoteur devra acquérir le terrain ou le louer. Or il peut avoir besoin d'importantes superficies pour l'installation par exemple des panneaux solaires ou des éoliennes L'acquisition d'un terrain immatriculé participe des conditions d'engagement de ses prêteurs qui pourront prendre ainsi toutes les garanties immobilières souhaitées.

6 LES CONTRAINTES ACTUELLES

6.1 LES CONTRAINTES TECHNIQUES

Il n'existe actuellement pas au Sénégal de contraintes techniques qui pèsent sur le développement de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. L'opérateur d'une centrale à base d'énergie renouvelable devra respecter les codes d'accès au réseau établis par la Sénélec et ceux établis par ESKOM Energie Manantali, l'Opérateur Indépendant du réseau interconnecté de Manantali.

Une contrainte future réside cependant dans le potentiel technique exploitable.

En fait les contraintes qui pèsent actuellement sur le développement des énergies renouvelables sont plus économiques et financières et résultent également du cadre législatif et réglementaire actuellement en vigueur.

6.2 LES CONTRAINTES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

6.2.1 Besoins de subvention

D'une manière générale, les projets de centrales ENR (photovoltaïque, éolien, biomasse) ont besoin de subventions pour qu'ils soient rentables pour les investisseurs et pour que le prix d'achat soit compétitif pour l'acheteur unique la Sénélec.

Les trois projets qui ont fait jusqu'à présent l'objet chacun d'études détaillées montre la nécessité d'une subvention. L'annexe no 6.1 présente les besoins en subvention pour ces trois projets : la centrale PV de Ziguinchor (7,3 MW_c), le parc éolien de Saint Louis (50 MW) et la centrale à biomasse de Ross Bethio (7,5 MW).

6.2.2 Absence d'un cadre réglementaire pour l'attribution de subventions

En l'absence d'un cadre réglementaire pour l'attribution de subventions, les décisions sont prises au cas par cas. Il y a risque d'appliquer différents critères et de subventionner des projets d'une faible priorité.

Le cadre réglementaire devrait :

- Déterminer les critères d`éligibilité pour obtenir des subventions. Il faut déterminer si la subvention est justifiée et si elle est nécessaire. Le résultat de l`analyse économique d`un projet

indique s'il est justifié de le subventionner; le résultat de l`analyse financière indique si la subvention est nécessaire.

- Préciser les critères à utiliser pour déterminer quels projets sont prioritaires. Une hiérarchie est nécessaire si les montants disponibles pour subventionner des projets ne suffisent pas pour subventionner tous les projets éligibles.

- Donner des instructions sur le calcul du montant de la subvention et le prix d`achat. Il faut distinguer dans ce contexte entre la subvention des coûts d`investissements et la subvention du prix d`achat. L`Annexe 2 discute les différences entre les deux possibilités.

- Préciser comment traiter le crédit carbone dans le calcul de la subvention. Il faut préciser dans ce contexte qui se charge d`obtenir les certificats de réduction d`émissions – l`Etat ou l`investisseur.

6.2.3 Absence d'une source de financement pour les subventions

Des bailleurs de fonds ont signalé qu`ils sont prêts à subventionner des projets de centrales ENR. Par exemple, la KfW envisage de subventionner un premier projet d`une taille commerciale avec un montant jusqu`à 20 millions d`Euros. C`est bon pour démarrer le programme d`utilisation des centrales ENR mais cela ne suffit pas pour assurer la continuité du programme. Pour cela il serait souhaitable d`avoir une source permanente de subvention – jusqu`à ce que les subventions ne soient plus nécessaires.

Pour constituer un fond qui fournit des subventions, il ne faut pas seulement compter sur les bailleurs de fonds. Ceux-ci ont tendance à subventionner des projets plutôt qu`un programme qui nécessite des fonds sur une période de plusieurs années. Il faut que le Gouvernement sénégalais mette à disposition les fonds nécessaires. Cela pourrait se faire directement par le budget ou indirectement via les tarifs de l`électricité (l`impact de ces possibilités sera examiné dans la Phase II).

L`établissement d`un fonds de subvention par le gouvernement n`exclut pas l`utilisation de subventions offertes par les bailleurs de fonds.

Le scénario idéal serait que le Gouvernement du Sénégal et les bailleurs de fonds se mettent d`accord sur un cadre réglementaire - cela implique qu`ils se mettent d`accord sur les critères qui déterminent la hiérarchie des projets à subventionner – et que les bailleurs de fonds injectent ensuite la subvention dans le fonds qui est également approvisionné par le gouvernement. Le fond subventionne les projets selon les prescriptions du cadre réglementaire. Le consultant considère cependant un tel scénario comme peu probable parce que les règles des bailleurs de fonds ne permettent le plus souvent pas une telle solution.

6.2.4 Financement par des fonds propres des investisseurs probablement élevé par rapport aux projet des centrales traditionnelles

Les projets de centrales ENR présentent plus de risques que les projets de centrales traditionnelles. C`est pourquoi on peut s`attendre à ce que les banques préfèrent que les investisseurs financent un pourcentage important des coûts d`investissements par des fonds propres. Les renseignements obtenus des promoteurs indiquent que le pourcentage devrait être de l`ordre de 30 %. Ce pourcentage se traduit en montants qui sont élevés - plusieurs millions d`Euros - pour des projets de taille commerciale. Cela devrait normalement empêcher qu`une entreprise sénégalaise réalise un tel projet. Les entreprises

sénégalaises peuvent participer dans un groupement d`investisseurs mais il faut attirer les investisseurs étrangers pour réaliser un programme d`utilisation des centrales ENR. Cela nécessite notamment un cadre juridique et réglementaire pour les investissements en centrales ENR et leur exploitation.

6.2.5 Processus laborieux et couteux pour obtenir des crédits carbone

Les projets de centrales ENR pourraient fournir des certificats de réduction d`émissions qui ont une valeur sur le marché carbone. Le processus pour obtenir les certificats est cependant laborieux et coûteux mais il y a des fortes indications qu`il vaut la peine.

6.2.6 Rôle des promoteurs et rendement attendu des investisseurs

Les activités des promoteurs de projets se concentrent sur la préparation du projet. Les activités comprennent typiquement :

- réalisation de l'étude de faisabilité.
- réalisation des études environnementales et d`autres études nécessaires pour l`obtention des permis requis.
- Information des autorités locales sur le projet envisagé et signature des conventions de partenariat. Ces conventions prévoient le plus souvent le paiement annuel aux autorités locales d`une royalty dans le cas de la réalisation du projet. Pour cela, les autorités locales mettent à la disposition du promoteur/investisseur le terrain requis.
- Bouclage du financement. A cette fin, les promoteurs prennent contact avec les sources potentielles de subvention, les bailleurs de fonds et les banques commerciales pour voir si celles-ci sont prêtes à contribuer au financement et pour obtenir une idée sur les conditions des subventions et des crédits.
- Signature des Lettres d'Intention avec l`acheteur de la production des centrales ENR (Sénélec).

Les promoteurs essaient ensuite de « vendre » le projet aux investisseurs. C'est à cette fin qu`ils présentent le projet aux candidats potentiels. Les promoteurs restent souvent comme investisseur dans le projet. Ce sont souvent les autres investisseurs qui demandent que le promoteur fasse partie du groupe d`investisseurs pour profiter de ses connaissances du projet et de ses contacts avec les autorités.

Il se peut que l'implication des promoteurs augmente les coûts du projet. Mais compte tenu du fait qu'en cas de son absence, ses activités sont à réaliser par d`autres, il est peu probable que l`augmentation soit élevée. On ne peut non plus ignorer que les promoteurs prennent des risques élevés s`ils essaient de promouvoir des projets non traditionnels. Les activités des promoteurs au Sénégal ont certainement contribué à ce que la politique vise maintenant à promouvoir l`utilisation des centrales ENR.

La rentabilité souhaitée par les promoteurs pour les produits de leurs activités n`est pas connue. Les chiffres qu`ils ont mentionnés ou que l'on trouve dans les documents reflètent le rendement dont les promoteurs pensent que les investisseurs souhaitent[58]. Le taux interne de rendement sur fonds propres

[58] Dans les discussions, il n`a pas toujours été clair de quel rendement le promoteur parlait (rendement sur fonds propres, rendement sur investissements, etc.). Les documents des promoteurs ne révèlent pas les détails

(TIRFP) et le temps de retour sur fonds propres sont pour les investisseurs normalement les paramètres les plus importants. Les valeurs du TIRFP qui ont été mentionnées varient entre 6 % et 30 % dans un calcul à prix constants. Le consultant doute que les investisseurs acceptent un faible rendement de 6%. Vu les risques des projets, un rendement de 10 % semble être le minimum. Le rendement de 30 % sur fonds propres qui est mentionné pour la centrale à biomasse de Ross Bethio[59] est cependant exorbitant. Si le prix d`achat doit être approuvé par la CRSE, un rendement de 30% sur fonds propres ne sera probablement pas accepté[60].

6.2.7 Aspects économiques des centrales ENR

Dans le cas des centrales électriques, c'est le plan d'expansion à moindre coût économique qui détermine les centrales à installer dans le futur ainsi que leur production. Les bénéfices économiques ne sont normalement pas considérés expressément parce que le point de départ est que les bénéfices découlent de la satisfaction de la demande. Lorsque chaque plan d'expansion satisfait la demande, les bénéfices sont identiques. Il suffit donc de comparer les coûts.

Le plan d'expansion pour la Sénélec est actuellement (juillet 2010) en phase de préparation. Il n´est pas connu si ce plan tient compte de la possibilité d'utiliser des centrales ENR. Supposons que ce ne soit pas le cas. On pourrait dans ce cas justifier l'utilisation des centrales ENR et leur subvention si les coûts économiques évités par les centrales ENR dépassent le prix d'achat de l'énergie qu'elles produisent. Dans cette approche, le prix d`achat constitue le coût économique et les coûts évités les bénéfices. Le calcul est à faire sur la durée de vie de la centrale ENR et les valeurs annuelles sont à actualiser.

Les coûts économiques évités comprennent :

- Les coûts variables des centrales dont la production est remplacée par la production de la centrale ENR. Les coûts variables des centrales existantes de la Sénélec et des centrales des producteurs indépendants sont présentés dans l'annexe no 7.1. Le calcul des coûts évités par une centrale ENR nécessite l'estimation des futurs coûts variables et donc la prévision du développement du prix de pétrole.

- Les coûts d`investissement d'une centrale dont la construction est évitée si la centrale ENR est disponible.

  - Pour les éoliennes, les fluctuations dans la vitesse du vent ont pour conséquence des grandes fluctuations dans la production des éoliennes, y compris des périodes sans production. Cela empêche que des éoliennes remplacent d`autres centrales.

  - Pour les centrales PV, durant la journée, l`irradiation est toujours suffisante pour qu`une centrale PV injecte un minimum de puissance dans le réseau. Mais compte tenu du fait que l'énergie solaire n`est pas disponible durant les heures de pointe, il n`est pas certain qu'une centrale PV puisse remplacer partiellement ou totalement une centrale traditionnelle.

---

des calculs. Il n`est donc pas possible de vérifier les chiffres.

59 Voir page 23 du rapport "SGI, Projet Bioenergy Ross Bethio, Rapport Final REPIC, décembre 2007". Le temps de retour sur fonds propres, qui sont supposés financer un tiers des coûts d`investissements d`environ 20 millions Euros, est de 3,6 ans.

60 Pour les concessionnaires d´électrification rurale, la CRSE considère un rendement sur fonds propres de 13 % pour le calcul des tarifs.

- Centrale à biomasse : une centrale à biomasse peut remplacer une centrale traditionnelle à condition que la fiabilité de la centrale à biomasse corresponde à celle de la centrale traditionnelle qu`elle remplacerait dans le plan d`expansion. Le consultant doute cependant que la technologie de gazéification du typha et de la balle de riz qui est prévue pour la centrale de Ross Bethio ait la même fiabilité qu`une centrale traditionnelle.

- Les coûts liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre si la production des centrales thermiques (diesel, centrale à vapeur, TAG) est remplacée en partie par celle de la centrale ENR.

- Dans le cas où l`investisseur paye chaque année une redevance aux autorités locales, le montant est ajouté aux coûts évités.

Il existe d'autres bénéfices par rapport à l`installation d`une centrale traditionnelle qu`on pourrait ajouter aux coûts évités. Mais ces bénéfices ne sont pas ou très difficilement quantifiables :

- L`amélioration de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique dans le sens que le Sénégal devient moins dépendant du marché de pétrole.

- Le développement de l'économie locale et notamment la création d`emplois. Exemple : La collecte de la biomasse pour une centrale à biomasse.

Un autre argument qui est parfois utilisé pour justifier des subventions est que le prix d`achat de la production d`une centrale ENR serait fixe ou nettement moins variable que les prix des centrales traditionnelles qui dépendent des variations erratiques du prix de pétrole ou de gaz[61]. Cet argument présente deux faiblesses :

- a) Si les centrales qui utilisent le pétrole ou le gaz fournissent l`électricité à un prix plus faible que les centrales ENR, il ne serait pas raisonnable au plan financier de ne pas utiliser les centrales à pétrole/gaz même si le prix du pétrole/gaz varie beaucoup ;

- b) Si on décide de subventionner le prix d`achat de l'électricité produite par des centrales ENR, les coûts évités déterminent la subvention. Les coûts évités sont une fonction des prix du pétrole et du gaz et varient donc comme les prix de ces produits.

6.2.8 Financement des coûts d'investissement des centrales ENR

6.2.8.1 Financement du type « non recourse »

Les informations que le consultant a obtenues des promoteurs sur le financement des projets ou trouvées dans des documents indiquent que le financement envisagé est du type non-recourse financing. Dans ce cas, le projet est le seul garant du service de la dette. Le prêteur ne peut pas demander le paiement à d'autres si le projet fait défaut. Les investisseurs créent une société pour la réalisation du projet. La société est le propriétaire des actifs du projet et signataire des conventions de financement avec les prêteurs. En cas de faillite, les prêteurs peuvent faire recours aux actifs de la société mais pas aux actifs des investisseurs.

[61] Voir le chapitre "Exposé des Motifs" du projet de loi "Portant Loi d`Orientation sur les Energies Renouvelables".

6.2.8.2 Financement par des fonds propres

D'une manière générale, les plans de financement prévoient le financement d'un tiers des coûts d`investissements par des fonds propres. Pour les projets traditionnels, le pourcentage de fonds propres est normalement entre compris entre 10 % et 30 %. Les projets des centrales ENR présentent plus de risques et c'est la raison pour laquelle les banques préfèrent que les investisseurs financent une plus grande partie des coûts par des fonds propres. L'hypothèse qu'environ un tiers de l'investissement total soit financé par des fonds propres est donc raisonnable.

Compte tenu des coûts d'investissement, le financement d'environ un tiers par des fonds propres a pour conséquence que les investisseurs doivent injecter des montants élevés.

- Les coûts d'investissement du **Projet Eolien de Saint Louis** qui prévoit l`installation de capacité éolienne de 50 MW, sont estimés à presque **60 millions Euros** (fonds propres ≈ 20 millions d'Euros) ;

  - Les coûts d'investissement d'une **centrale PV de 7 MWc à Ziguinchor** sont estimés à environ **22 millions Euros**, y inclus les coûts d'un groupe électrogène à charge basse (fonds propres ≈ 8 millions d'Euros) ;

  - En 2007, les coûts d`investissements du **Projet Bioenergy Ross Bethio**, qui prévoit l`installation d`une centrale à biomasse de 7,5 MW, approvisionnée pour 2/3 par le Typha et pour 1/3 par la balle de riz, étaient estimés à **20.2 millions Euros** (fonds propres ≈ 7 millions d'Euros).

Compte tenu des montants estimés des fonds propres, notamment pour les projets éoliens, On peut s`attendre à ce que ces projets ne soient pas réalisés par un seul investisseur mais par plusieurs de manière à réduire la contribution de chacun.

La participation comme investisseur est intéressante pour les fournisseurs d'équipement parce qu`elle leur garantie l`utilisation de leur équipement. La participation est aussi intéressante pour les sociétés d`électricité en Europe parce qu'elle leur permet l`obtention de crédits carbone ; (Cf. annexe no 6.2). Les fournisseurs d`équipement et les sociétés d`électricité sont des grandes entreprises pour lesquelles la mobilisation des fonds propres ne devrait pas être un problème majeur.

Concernant les entreprises sénégalaises, leur participation sera vraisemblablement dans les travaux d'installation et dans l`exploitation et l`entretien des centrales ENR. Leur participation en tant qu'investisseur dans des projets de centrales ENR d'une certaine envergure reste posée.

6.2.8.3 Financement par des crédits

Selon les renseignements obtenus des promoteurs des 3 projets, des bailleurs de fonds et des banques commerciales qui sont prêtes de donner des crédits. Ceci dit, deux problèmes sont à mentionner :

- Pour obtenir des conditions de crédits favorables, notamment des banques commerciales, il serait avantageux d'obtenir une garantie de l`Etat. Il existe cependant un accord entre les états de la CEDEAO pour ne pas donner des garanties d`états pour le remboursement de crédits qui sont utilisés par les sociétés privées.

- Les crédits seront en devises tandis que les revenus seront en monnaie locale. Il y a donc un risque de pertes de change. Le risque existe mais peut cependant être considéré comme minime

pour les crédits en Euros compte tenu du fait que le taux de change entre l'Euro et le franc CFA n`a pas changé depuis 2000.

6.2.8.4 Financement par des subventions

La mise à disposition de subventions pour financer les coûts d`investissements aiderait les investisseurs à mobiliser le financement parce que la subvention permet de réduire le besoin en crédits et l'injection des fonds propres. C`est pourquoi les investisseurs préfèrent cette méthode de subvention à la méthode où le gouvernement subventionne les coûts d'achats (Cf. annexe no 7.2 pour les différences entre méthodes de subvention).

A l'heure actuelle, les promoteurs des projets ne savent pas si des subventions sont disponibles pour financer une partie des coûts d`investissements des projets qu`ils proposent. Cette incertitude a pour conséquence que les promoteurs donnent un prix de vente sans subvention des coûts d`investissements et un prix avec subvention. Le prix sans subvention n`est normalement pas compétitif pour la Sénélec. Si la Sénélec achetait à ce prix, l'Etat devrait la subventionner ou il faudrait augmenter les tarifs ce qui implique que les abonnés fournissent la subvention.

6.2.8.5 Le rôle du crédit carbone pour le financement

L`obtention du crédit carbone est possible si un projet de centrale ENR s'inscrit dans le Mécanisme de Développement Propre. MDP est un instrument qui, dans certaines conditions strictes, permet aux pays industrialisés de s'acquitter de certains de leurs engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre au moyen de projets réalisés dans les pays en développement et dans d'autres pays en transition économique.

Un projet MDP produit des certificats de réduction d'émission que le propriétaire du certificat peut vendre sur le marché de carbone. **Le processus d`obtention des certificats est pénible et coûteux.** Le processus est décrit dans l'annexe no 6.3

Une liste des coûts est présentée dans le document de l`UNEP « Guidebook to Financing CDM Projects ». Voir : http://www.cd4cdm.org/Publications/FinanceCDMprojectsGuidebook.pdf. Selon le document, les coûts minimum pour un petit projet étaient en 2002 d`environ US$ 30,000[62]. Pour les projets de très petite taille, les coûts risquent de dépasser les revenus du crédit carbone.

Cela est cependant peu probable pour les projets envisagés au Sénégal. Le projet de la centrale PV à Ziguinchor (7,3 MW_c) et le projet de la centrale à biomasse à Ross Bethio (7.,5 MW) sont des petits projets selon la classification des projets MDP parce que la capacité installée ne dépasse pas 15 MW[63]. L`estimation grossière de la réduction d`émissions de ces projets laisse penser que les revenus du crédit carbone seront nettement supérieurs aux coûts pour l'obtention du crédit. Le montant annuel du crédit carbone de la centrale PV à Ziguinchor devrait être au moins d'environ 70.000 Euros par an[64] et le montant correspondant de la centrale à biomasse à Ross Bethio d'environ 300.000 Euros par an[65].

[62] Voir pages 44 - 46 du document.
[63] Voir p.33 du document.
[64] Le calcul suppose que la centrale PV évite la production de 11 GWh par an. Sans la centrale PV, les MWh seraient produites par des groupes électrogènes installés à Ziguinchor dont les émissions sont de 0.8 t CO_2 par MWh. Les émissions évitées sont évaluées avec le prix de 8 Euros par tonne de CO_2. Ce prix était le prix minimum au marché de carbone en 2009. Source : http://www.pointcarbon.com/polopoly_fs/1.1420234!Carbon%202010.pdf , p.3.
[65] Selon le rapport de SGI, la centrale vend à la Senelec 59 GWh par an. Cette production évite des émissions

Pour le Parc Eolien Saint Louis, qui prévoit l`installation de 50 MW de capacité éolienne, le montant annuel est estimé à au moins de 340.000 Euros[66].

Les crédits carbone ne contribuent pas au financement des coûts d`investissements parce que les revenus ne se réalisent que pendant la période d`exploitation. Mais les revenus facilitent le remboursement des crédits et notamment le remboursement des crédits en devises parce que le crédit carbone est payé en devises.

Au Sénégal, la possibilité d`obtenir des crédits carbone est mentionnée par les promoteurs des projets des centrales ENR mais aucun projet de centrale ENR n`a commencé le processus d`obtention de certificats.

Encadré : Premier projet MDP du Sénégal

Le premier projet MDP du Sénégal vise à l`installation de 1,5 millions d'ampoules à basse consommation dans le cadre de l'électrification rurale. Les réductions d`émissions proviennent de l'énergie économisée grâce à l`utilisation des ampoules à basse consommation au lieu des ampoules à incandescence. Les coûts d`investissement sont estimés à 3,15 milliards FCFA (~ 4,8 millions d'Euros). Le contrat d'achat de réduction d`émission porte sur 120.000 tonnes de CO_2 équivalent. Le contrat a été signé le 3 septembre 2008 entre l'ASER et le Fonds Carbone de Développement Communautaire qui est géré par la Banque Mondiale.

Le développement du projet jusqu'au stade de pré-validation est décrit dans le document « Banque Mondiale, Programme d`Activités MDP, Diffusion des Ampoules Basse Consommation d`Energie en Milieu Rural par l`ASER, Etude de Cas, Décembre 2008. »

6.3 LES CONTRAINTES DU CADRE LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

Le contexte actuel se caractérise par un nombre assez important de promoteurs des projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables exploitables au Sénégal, plusieurs dans le domaine éolien, un dans le domaine solaire photovoltaïque et un dans le domaine de la Biomasse (Typha).

Ces promoteurs ont chacun réalisés des études et menés des campagnes de mesures, notamment dans le domaine éolien et sont seuls détenteurs des données, mesures et informations qu'ils ont collectées et pour lesquelles ils ont investi.

Le cadre réglementaire actuel oblige la Sénélec « Acheteur unique » à passer par la procédure d'appel d'offres. Ce qui l'empêche de passer un marché de gré à gré avec un promoteur en place ayant déjà réalisé des études et pouvant proposer un prix d'achat.

La loi sur les énergies renouvelables qui a été votée permet de déroger à cette obligation durant les deux années après sa promulgation, son article 19 précisant que « *dans un délai de deux ans à compter de la date de promulgation de cette présente loi, le ministère en charge de l'énergie pourra agréer des offres de projets soumis par des promoteurs privés* ».

de 38.000 tonnes de CO_2 par an (~ 0.6 t CO_2 par MWh). Source : SGI, Projet Bioenergy Ross Bethio, Rapport Final REPIC, décembre 2007, p.4. L'évaluation de ces émissions avec le prix de 8 Euros par tonne donne 304,000 Euros par an.

66 Le calcul suppose que les éoliennes produisent en moyenne 95 GWh/an par et évitent des émissions de 0,45 t CO_2 par MWh. Cela donne une réduction annuelle de 42,750 tonnes de CO_2. L`évaluation de ces émissions avec le prix de 8 Euros par tonne donne 342.000 Euros par an.

Après cette période de deux années au cours de laquelle tout au plus un ou deux projets seront réalisés si l'on tient compte du temps nécessaire à la mise en place des subventions vraisemblablement nécessaires pour rendre le prix d'achat inférieur aux coûts évités, le Sénégal se trouvera dans une situation où l'acheteur unique devra passer par la procédure d'appel d'offres pour réaliser d'autres projets.

Or le cadre nécessaire pour passer par cette procédure d'appel d'offres n'est pas mis en place. Il n'existe pas de Plan Directeur des Energies renouvelables permettant de définir les projets et de les classer par ordre de priorité économique en fonction des coûts évités.

Les données et informations nécessaires à l'établissement d'un dossier d'appel d'offres et permettant aux soumissionnaires d'établir leurs offres sur une base commune n'existent pas. La procédure d'attribution d'éventuelles subventions n'est pas définie.

D'autres contraintes existent :

- Chaque projet sera soumis au droit régissant tout projet nouveau qui rentre dans le champ d'application du Code des Investissements ;

- Au plan fiscal les mesures particulières prises jusqu'ici dans ce domaine sont limitées dans leurs effets parce qu'insuffisamment incitatives ;

- L'acquisition ou la location de terrains pour les installations peut se révéler onéreux ;

- Le statut d'acheteur unique conféré à la Sénélec qui est considéré par les promoteurs privés comme une contrainte empêchant leur accès libre au marché de l'électricité. La présence d'un acheteur unique augmente le risque de retard de paiement ou de non paiement du promoteur. Dans le cas de plusieurs acheteurs, le risque de non paiement est réduit.

ANNEXES[1]

[1] Les annexes sont numérotées en fonction des chapitres auxquels elles appartiennent.

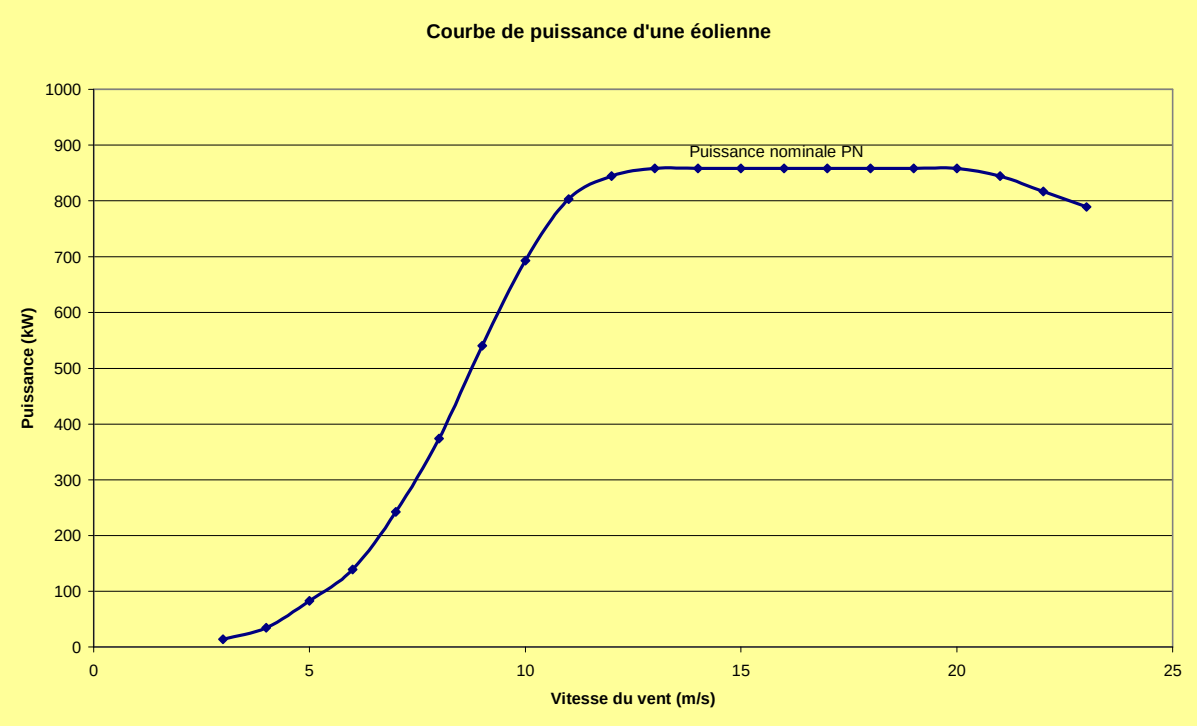
Annexe no 2.1 Approche analytique du calcul du potentiel théorique en puissance

L'approche analytique est basée sur la relation :

$$P = k.D^2.V^3$$

qui indique que la puissance fournie par une éolienne est proportionnelle au carré du diamètre du rotor et au cube de la vitesse du vent. Le coefficient de proportionnalité k est directement proportionnel à la densité de l'air.

Les constructeurs d'éoliennes donnent les courbes caractéristiques des éoliennes Puissance – vitesse du vent pour une densité de l'air égale à 1,225 kg/m³[1]. La courbe suivante est celle de l'éolienne Gamesa G58-850 kW.



Eolienne Pf(D).xls/Eolienne P =f(v)

Figure no A2.1-1 - Courbe de puissance d'une éolienne

Le palier correspond à la puissance nominale de l'éolienne.

Les constructeurs précisent également pour chaque éolienne si elles sont conçues pour des sites à vent faible ou moyen à fort.

Le tableau suivant donne la puissance nominale en fonction du diamètre du diamètre du rotor pour des éoliennes recommandées pour des sites à vent faible. Ces valeurs sont tirées d'informations fournies par des fabricants tels qu'ENERCON, GAMESA, NORDEX, REPOWER, etc.

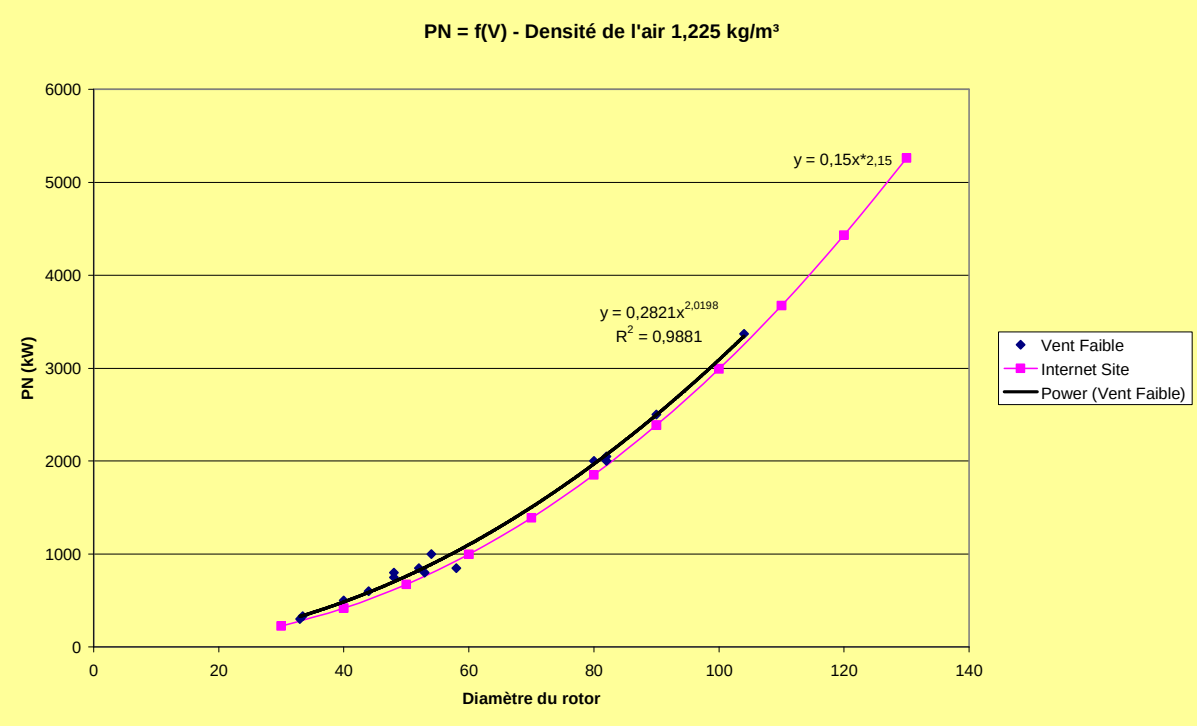
Diamètre du rotor (m)	Puissance Nominale PN (kW)
33	300

[1] Masse volumique de l'air sec à 15 °C.

40	500
44	600
48	750
54	1000
33,4	330
48	800
52,9	800
82	2000
52	850
80	2000
58	850
90	2500
104	3370
82	2050

Tableau no A2.1 – 1 - PN = f(diameter du rotor)

Le diagramme suivant donne la régression obtenue sur base de ces valeurs.



Eolienne Pf(D).xls/Vent faible P = f(D)

Figure no A2.1 – 1 - Régression PN = f(D)

La régression dont le coefficient de corrélation est bon, donne pratiquement un coefficient de puissance égale à 2 pour le diamètre[2].

[2] La courbe « Internet Site » provient du site www.portail-eolien.com/articles/divers/67-puissances-et-technologies

Sur base des caractéristiques techniques des constructeurs, on peut écrire :

$$PN = A.D^k \text{ avec k pratiquement égal à 2}$$

L'implantation d'éoliennes sur un site doit respecter un certain nombre de règles relatives à l'environnement (impact visuel sur le paysage, distance minimale par rapport aux habitations, etc.) ainsi que des règles spécifiques au bon fonctionnement et à l'optimisation de la production (micro-sitting).

Ces règles relatives au positionnement relatif des éoliennes les unes par rapport aux autres dépendent de nombreux facteurs, d'une orientation prédominante des vents, de la vitesse moyenne du vent (site à vent faible, moyen ou fort).

En France, pour certains sites, il est recommandé une distance minimale entre éolienne de 6 fois le diamètre du rotor D.

En Belgique, en Wallonie, il est recommandé une distance minimum de 4 D dans la direction perpendiculaire aux vents dominants et de 7 D dans la direction des vents dominants.

Au Sénégal, où les vents dominants les plus forts sont de direction NNE et où les sites peuvent être caractérisés comme sites à vent faible, on peut considérer une distance minimale de 4 D dans la direction perpendiculaire et une distance de 12 D dans la direction des vents dominants. Avec une distance de 12 D dans la direction des vents dominants, on peut considérer que la diminution de vitesse de vent après son passage au niveau du rotor de la première éolienne sera pratiquement atténuée lorsqu'il atteindra la deuxième éolienne de la file.

Sur cette base, on peut considérer que la surface au sol nécessaire pour une éolienne est :

$$S_{éolienne} = 4\ D.12\ D = 48\ D^2$$

Le nombre d'éolienne pouvant être installé sur une surface S est donnée par la relation :

$$N_e = S/(48\ D^2)$$

La puissance nominale installée sur la surface S est :

$$PN.N_e$$

Et la densité de puissance par unité de surface est donnée par la relation :

$$p_e = PN.N_e/S = PN/(48\ D^2)$$

$$p_e = AD^k / (48\ D^2) = (A/48).D^{(k-2)}$$

Comme A est directement proportionnel à la densité de l'air ρ (1,225 kg/m³), il est nécessaire de corriger cette relation en tenant compte de la densité de l'air sur le site ρ_s .

La densité de puissance s'écrit :

$$p_e = (\rho_s / \rho).(A/48).D^{(k-2)}$$

Le tableau suivant donne les valeurs de p_e en fonction de différents diamètres en considérant une densité de l'air égale à 1,165 kg/m³ (correction de température).

D(m)	P_e (W/m² ou MW/km²)	
	A = 0,2821 : k = 2,0198	A = 0,15 : k = 2,15
30	6,0	5,0
40	6,0	5,2
50	6,0	5,3
60	6,1	5,5
70	6,1	5,6
80	6,1	5,7
90	6,1	5,8
100	6,1	5,9
110	6,1	6,0
120	6,1	6,1
130	6,2	6,2

Tableau no 2.1 – 2 - Densité de puissance

La densité de puissance au km² est pratiquement indépendante du diamètre du rotor et donc de la puissance nominale des éoliennes.

Annexe no 2.2 Réponse de la CSS lors d'un entretien guidé

Questionnaire pour les auto-producteurs à partir de biomasse

Nom de la société : Compagnie Sucrière Sénégalaise (CSS).

Contacts: Téléphone : **33 938 23 23** ; émail : **www.css@css.sn**; noms des personnes contactées : M. **ANDRE FROISSARD,** Directeur Général; M. **Abdoulaye DIOUF**, Responsable Qualité- Hygiène-Sécurité- Environnement ; M. **Gérard DOMAINGUE**, Responsable Energie.

Type et activité principale de la société : **culture de canne**, production **de sucre et d'éthanol**.

Type de résidus (déchets/biomasse = **bagasse)** utilisés pour la production d'électricité et autres processus (par exemple, production de vapeur, etc) :

Disponibilité des résidus (période de disponibilité, quantités)[1]: **campagne (nov-juin), 1/3 canne broyées pour obtenir 43.000 tonnes de bagasse par mois.**

Tonnage des résidus au cours des 5 dernières années. (période, quantités) : **300.000-350.000 t**

Tonnage maximum traité actuellement : **350.000 tonnes environ**

Pourcentage de résidus disponibles utilisé pour la génération d'électricité ou d'autres formes d'énergie : **100%**

Technologie utilisée pour la génération d'électricité : **turbo-alternateurs (turbine à vapeur) +groupes diésel.**

Age de la centrale : **entièrement revisée et remise à neuf en 2008**.
Puissance totale installée (MW) : **19 MW**
Production mensuelle totale actuelle pour 2009-2010 (MWh)[1] : **6000 MWh**
Production mensuelle maximale pour l'autoconsommation (MWh) **: 100%**

Production mensuelle maximale possible avec vos installations actuelles (MWh) : 5000 MWh
Production mensuelle maximale injectable sur le réseau de la SENELEC avec vos installations actuelles (MWh) **: Pas de disponibilité.**

Cette production mensuelle maximale injectable sur le réseau de la SENELEC est
Coût de revient du kWh produit – coût variable (combustible, lubrifiants, personnel d'exploitation, maintenance) :
Coût du kWh produit en tenant compte des coûts variables, de l'investissement et de l'amortissement :

La production propre mensuelle[1] couvre-t-elle les besoins mensuels de l'entreprise en énergie électrique **? oui avec fuel et gazoil.**

Si non, quelle quantité d'énergie mensuelle[1] est-elle achetée à la SENELEC ?**non connecté à la SENELEC.**

Avec les installations actuelles et les quantités de résidus disponibles, l'entreprise pourrait-elle produire mensuellement plus que son autoconsommation et vendre le surplus à la Sénélec ? **NON**

Si oui :

[1] Donner les informations pour chaque mois de l'année

Quelle production mensuelle[1] pourrait-elle atteindre avec les installations actuelles et les quantités de biomasse disponibles ? _____

L'entreprise est-elle disposée à investir pour augmenter sa capacité de production et vendre le surplus à la Sénélec ? **OUI ; investissements en cours.**

Quels sont les obstacles actuels à une éventuelle augmentation de la capacité de production ?
disponibilité biomasse

Questions pour les entreprises qui ont déjà vendu de l'électricité à la SENELEC

1. Par an : énergie électrique (MWh) vendue à la SENELEC (période, si possible, 1992 – 2009) : **1992- 1995.**

2. Mois et heures journalières de vente. Concernant les heures journalières : s`agissait-il des ventes spontanées (quand il y avait un excédent) ou les heures d`injection dans le réseau de la SENELEC étaient-elles réglées ? fixées à l'avance.

3. Y avait-il un contrat d`achat entre la société et la SENELEC ? Si oui, quels sujets étaient fixés dans le contrat ?**.**

4. Y avait-il des problèmes au niveau du réseau Sénélec pour absorber les MWh que la société avait injectés dans le réseau ?

5. Par an : prix moyen de vente (FCFA/kWh). Si le prix avait une prime fixe et une prime variable, veuillez svp indiquer la prime fixe et la prime variable.

6. Les ventes, étaient-elles rentables (prix > coûts de production) ?

7. Pourquoi avez-vous arrêté de vendre une partie de l`autoproduction à la SENELEC ?
   Cumul arriérés factures impayées élevées : plus de 100.000.000 fcfa, à ce jour.
8. Sous quelles conditions seriez-vous prêtes à vendre à la SENELEC ?

   Sujets à discuter dans ce contexte :
   a) Prix de vente ? **OUI.**
   b) Faut-il investir dans l`équipement de production avant de vendre à la SENELEC ? **OUI** ;Si oui, montant des coûts d`investissements ? 20. Milliards de fcfa.

9. Si on suppose que les conditions soient mises en place : Combien de MWh pourriez-vous injecter dans le réseau de la SENELEC ? Veuillez indiquer les MWh par mois de l`année. De plus, veuillez indiquer les heures journalières d`injection.
   30.000 MWh/an :
   - nov----mai : **2 300 MWh/mois ;**
   - juin--- octobre : 4000 MWh/mois.

Annexe no 3.1 Hypothèse concernant les puissances disponibles durant les heures de pointe

CENTRALES	PUISSANCE INSTALLEE (MW)		DISPONIBLE EN HEURES DE POINTE	
			(%)	(MW)
SENELEC				
Bel – Air – C2 Vapeur	25,6		50	12,0
Bel – Air – C1 Diesel	9,0		0	0,0
Bel – Air – C6 Diesel	60,0		90	54,0
Bel – Air – TAG4	32,0		90	28,8
Cap des Biches – C3 Vapeur	87,5		33	29,2
Cap des Biches – TAG2	20,0		90	18,0
Cap des Biches – TAG3	24,0		90	21,6
Cap des Biches – C4 Diesel	86,0		67	57,3
Kahone 2 – Diesel (Kaolack)	60,0		90	54,0
Saint Louis – Diesel	6,0		50	3,0
Autre (location)	35,0		80	28,0
Total				306,7
Ziguinchor – Diesel (à partir de 2017)	15,0		67	10,0
Tambacounda – Diesel (à partir de 2017)	10,0		67	6,7
CENTRALES D'ACHAT				
GTI	52,0		90	46,8
Sendou 1 – (à partir de 2013)	125,0		90	112,5
Sendou 2 – (à partir de 2015)	125,0		90	112,5
Kounoune	67,5		90	60,8
		% SENEGAL		
Manantali	200,0	30	80	48,0
Félou – (à partir de 2013)	59,0	25	80	11,8
Gouina – (à partir de 2017)	120,0	25	80	24,0
Kaléta – (à partir de 2017)	240,0	40	80	76,8
Sambangalou – (à partir de 2018)	128,0	40	80	41,0
Koukoutamba – (à partir de 2020)	280,0	30	80	67,2

Tableau no A3.1 – 1 - Puissances disponibles durant les heures de pointe

Annexe no 3.2 Potentiel technique éolien – scénarios faible et fort du Consultant

Année	Pointe	Minimum	Demande	Achats	Achats	Achats	Achats	Injecté par		Potentiel			Senelec si potentiel	
			d'inject.	hydroélec.	GTI	Sendou	Kounoune	Senelec *		Eoliennes			éoliennes est utilisé	
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh **	% dem.	MW ***	GWh	% dem.
2009	424	160	2,309	239	0	0	327	1,742						
2010	442	172	2,496	214	158	0	293	1,831						
2011	459	184	2,610	225	372	0	123	1,891		154	6%	83	1,737	67%
2012	482	196	2,762	225	370	0	300	1,868		164	6%	88	1,703	62%
2013	504	209	2,911	263	351	941	12	1,343		175	6%	94	1,168	40%
2014	529	223	3,078	302	360	941	19	1,457		187	6%	100	1,270	41%
2015	560	240	3,257	302	360	1,820	100	675		201	6%	108	474	15%
2016	593	259	3,450	302	360	1,820	100	868		216	6%	116	651	19%
2017	648	287	3,682	536	360	1,820	100	866		240	7%	129	626	17%
2018	689	310	3,981	848	360	1,820	100	853		260	7%	140	593	15%
2019	742	339	4,282	925	360	1,820	100	1,077		284	7%	153	793	19%
2020	788	366	4,551	1,006	360	1,820	100	1,265		306	7%	165	959	21%
2021	840	396	4,851	1,086	360	1,820	100	1,485		332	7%	178	1,153	24%
2022	889	425	5,130	1,086	360	1,820	100	1,764		356	7%	191	1,408	27%
2023	943	458	5,442	1,086	360	1,820	100	2,075		383	7%	206	1,692	31%
2024	995	490	5,745	1,086	360	1,820	100	2,379		411	7%	221	1,969	34%
2025	1,051	526	6,069	1,086	360	1,820	100	2,702		440	7%	237	2,262	37%

* Demande d'injection moins achats sans tenir compte du potentiel technique des éoliennes.
** La production annuelle est de **1,860** MWh par MW installé.
*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.

Tableau no A3.2 – 1 - Scénario faible du Consultant – Réseau interconnecté : ajournement de la mise en service de Sendou, Gouina, Kaléta et Sanbangalou : Raccordement de Ziguinchor et Tambacounda au RI en 2017

Année	Pointe	Minimum	Demande	Achats	Achats	Achats	Achats	Injecté par		Potentiel			Senelec si potentiel	
			d'inject.	hydroélec.	GTI	Sendou	Kounoune	Senelec *		Eoliennes			éoliennes est utilisé	
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh **	% dem.	MW ***	GWh	% dem.
2009	424	160	2,309	239	0	0	327	1,742						
2010	442	172	2,496	214	158	0	293	1,831						
2011	504	202	2,864	225	372	0	123	2,145		169	6%	91	1,976	69%
2012	557	227	3,192	225	370	0	300	2,298		190	6%	102	2,108	66%
2013	608	252	3,507	263	351	941	12	1,939		211	6%	113	1,728	49%
2014	635	268	3,694	302	360	941	19	2,072		224	6%	120	1,848	50%
2015	706	302	4,102	302	360	1,820	100	1,520		253	6%	136	1,267	31%
2016	739	322	4,298	302	360	1,820	100	1,717		270	6%	145	1,447	34%
2017	801	355	4,548	536	360	1,820	100	1,732		297	7%	160	1,435	32%
2018	843	379	4,866	848	360	1,820	100	1,738		317	7%	171	1,421	29%
2019	897	410	5,180	925	360	1,820	100	1,975		343	7%	185	1,632	32%
2020	946	439	5,460	1,006	360	1,820	100	2,174		368	7%	198	1,807	33%
2021	1,000	471	5,772	1,086	360	1,820	100	2,406		395	7%	212	2,012	35%
2022	1,050	503	6,063	1,086	360	1,820	100	2,697		421	7%	226	2,276	38%
2023	1,106	537	6,387	1,086	360	1,820	100	3,021		450	7%	242	2,571	40%
2024	1,161	572	6,703	1,086	360	1,820	100	3,337		479	7%	258	2,858	43%
2025	1,219	610	7,040	1,086	360	1,820	100	3,673		510	7%	274	3,163	45%

* Demande d'injection moins achats sans tenir compte du potentiel technique des éoliennes.
** La production annuelle est de **1,860** MWh par MW installé.
*** La capacité installée des éoliennes est de **45%** de la demande minimum en puissance.

Tableau no A3.2 – 2 - Scénario fort du Consultant – Réseau interconnecté : ajournement de la mise en service de Sendou, Gouina, Kaléta et Sanbangalou : Raccordement de Ziguinchor et Tambacounda au RI en 2017

Annexe no 4.1 Carte du réseau HT/MT sénégalais

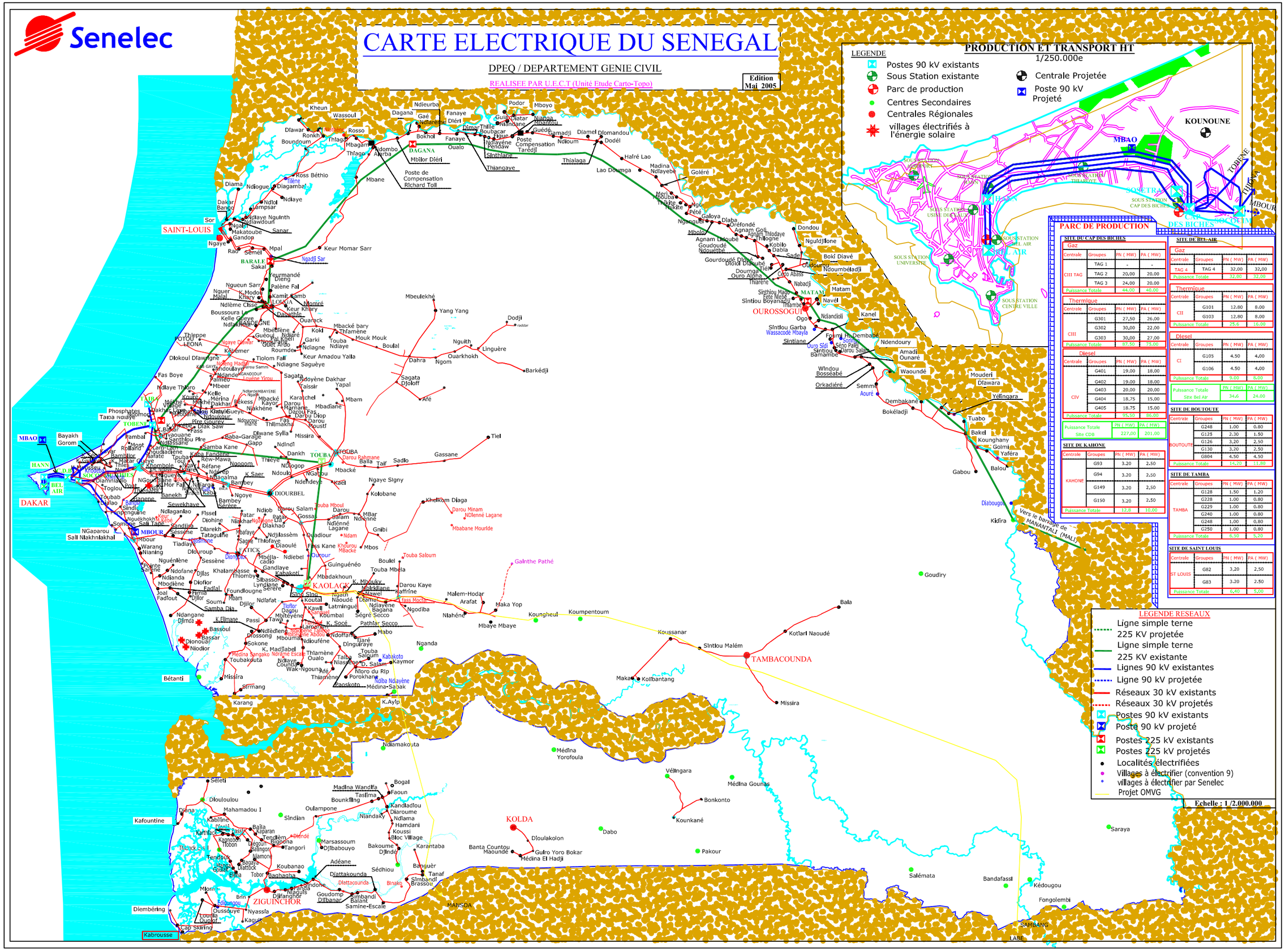
Senelec

CARTE ELECTRIQUE DU SENEGAL

DPEQ / DEPARTEMENT GENIE CIVIL

REALISEE PAR U.E.C.T (Unité Etude Carto-Topo)

Edition Mai 2005



PARC DE PRODUCTION

SITE DU CAP DES BICHES

Centrale	Groupes	PN (MW)	PA (MW)
Gaz			
CIII TAG	TAG 1	-	-
	TAG 2	20,00	20,00
	TAG 3	24,00	20,00
Puissance Totale		44,00	40,00
Thermique			
CIII	G301	27,50	26,00
	G302	30,00	22,00
	G303	30,00	27,00
Puissance Totale		87,50	75,00
Diesel			
CIV	G401	19,00	18,00
	G402	19,00	18,00
	G403	20,00	20,00
	G404	18,75	15,00
	G405	18,75	15,00
Puissance Totale		95,50	86,00

	PN (MW)	PA (MW)
Puissance Totale Site CDB	227,00	201,00

SITE DE KAHONE

Centrale	Groupes	PN (MW)	PA (MW)
KAHONE	G93	3,20	2,50
	G94	3,20	2,50
	G149	3,20	2,50
	G150	3,20	2,50
Puissance Totale		12,8	10,00

SITE DE BEL-AIR

Centrale	Groupes	PN (MW)	PA (MW)
Gaz			
TAG 4	TAG 4	32,00	32,00
Puissance Totale		32,00	32,00
Thermique			
CII	G101	12,80	8,00
	G103	12,80	8,00
Puissance Totale		25,6	16,00
Diesel			
CI	G105	4,50	4,00
	G106	4,50	4,00
Puissance Totale		9,00	8,00

	PN (MW)	PA (MW)
Puissance Totale Site Bel Air	34,6	24,00

SITE DE BOUTOUTE

Centrale	Groupes	PN (MW)	PA (MW)
BOUTOUTE	G248	1,00	0,80
	G125	2,30	1,50
	G126	3,20	2,50
	G130	3,20	2,50
	G804	4,50	4,50
Puissance Totale		14,20	11,80

SITE DE TAMBA

Centrale	Groupes	PN (MW)	PA (MW)
TAMBA	G128	1,50	1,20
	G228	1,00	0,80
	G229	1,00	0,80
	G240	1,00	0,80
	G248	1,00	0,80
	G250	1,00	0,80
Puissance Totale		6,50	5,20

SITE DE SAINT LOUIS

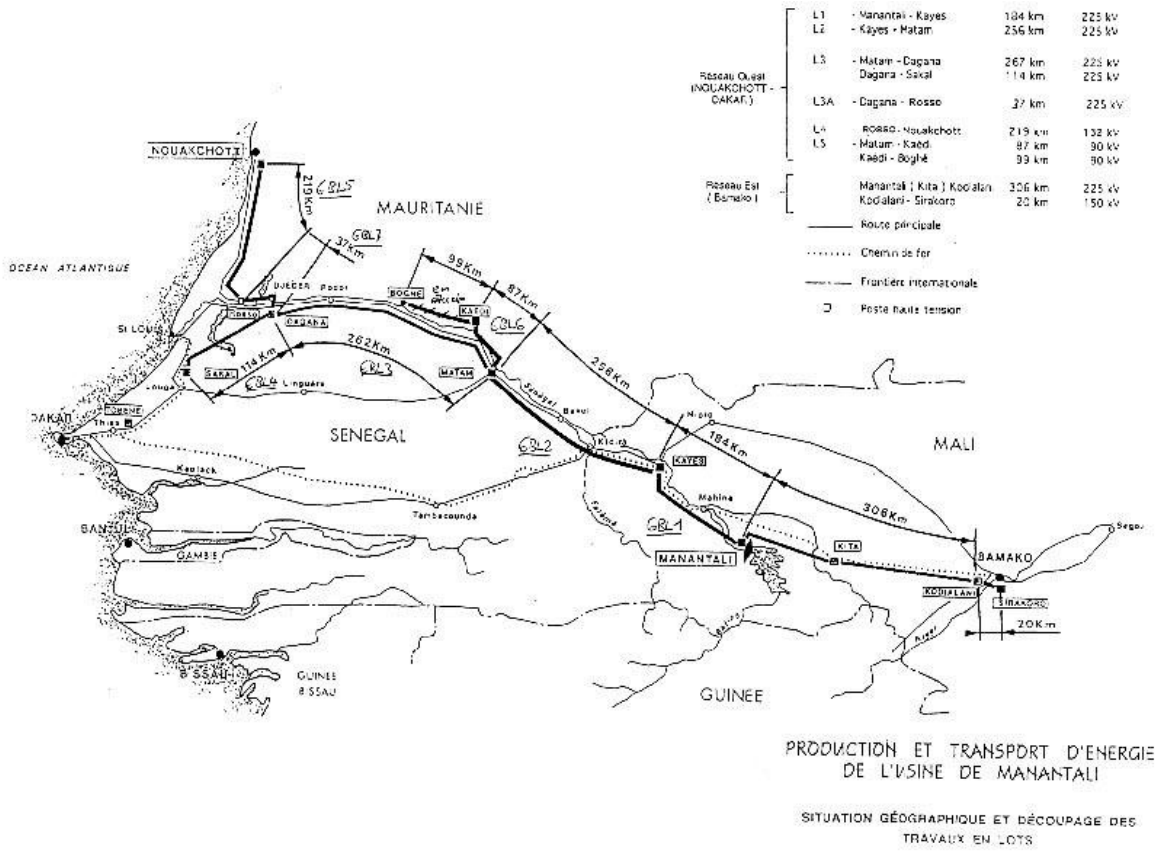
Centrale	Groupes	PN (MW)	PA (MW)
ST LOUIS	G82	3,20	2,50
	G83	3,20	2,50
Puissance Totale		6,40	5,00

LEGENDE RESEAUX

- Ligne simple terne
- 225 KV projetée
- Ligne simple terne
- 225 KV existante
- Lignes 90 kV existantes
- Ligne 90 kV projetée
- Réseaux 30 kV existants
- Réseaux 30 kV projetés
- Postes 90 kV existants
- Poste 90 kV projeté
- Postes 225 kV existants
- Postes 225 kV projetés
- Localités électrifiées
- Villages à électrifier (convention 9)
- villages à électrifier par Senelec
- Projet OMVG

Annexe no 5.1 Principes généraux d'exploitation du réseau interconnecté de l'OMVS

RÉSEAU INTERCONNECTÉ DE L'OMVS (RIO)



Préparé par : Kazadi B. TSHIBINGU - EEM/ Directeur d'Energie
Approuvé par : 6ème CTPI

PRINCIPES GÉNÉRAUX D'EXPLOITATION DU RÉSEAU INTERCONNECTÉ DE L'OMVS.

Août 2002

INDEX

I. INTRODUCTION. *1*
II. CONDITIONS GENERALES D'EXPLOITATION DU RÉSEAU *1*
II.1 DEFINITIONS **1**
II.2 CONDITIONS GENERALES D'EXPLOITATION **2**
ARTICLE 1 SECURITE D'EXPLOITATION *2*
ARTICLE 2 LIMITES D'EXPLOITATTION *2*
ARTICLE 3 EXPLOITATION DU RÉSEAU *3*
ARTICLE 4 : PROTECTIONS *5*
ARTICLE 5 : CONTRÔLE DE TENSION *5*
ARTICLE 6 CONTRÔLE DE FRÉQUENCE *5*
ARCTICLE 7 : RE-ENCLENCHEMENT AUTOMATIQUE DES LIGNES *8*
ARTICLE 8 : CONSIGNATION ET DECONSIGNATION DES LIGNES D'INTERCONNEXION *9*
ARTICLE 9 : PROCEDURES APPLICABLES APRES DECLENCHEMENT DE LA LIGNE D'INTERCONNEXION *9*
ARTICLE 10 : TELECOMMUNICATIONS *9*
ARTICLE 11 : SYNCHRONISATION *9*
ARTICLE 12 NUMEROS DE CONTACTS *10*
ARTICLE 13 : JOURNEES DE PRODUCTION. *11*

Annexes :
Annexe1: Schéma unifilaire du Réseau Interconnecté (RIO)
Annexe 2: Postes haute tension d'interconnexion
Annexe 3: Limites d'exploitation
Annexe 4: Tensions normales d'exploitation
Annexe 5; Programme de disponibilité des groupes générateurs d'électricité
Annexe 6 : Minimum des réserves d'exploitation
Annexe 7: Procédure de correction de l'écart de l'heure.

I. INTRODUCTION.

Le réseau interconnecté de l'OMVS est constitué de la centrale hydroélectrique de Manantali, des lignes de transport haute tension reliant la centrale de Manantali aux réseaux de transport des Sociétés d'Electricité des pays membres de l'OMVS, à savoir le Mali, la Mauritanie et le Sénégal.

Le réseau dit Est alimente Bamako et comprend les postes haute tension 225 kV de Kita et de Kodialani et une ligne 150 kV de 22 km reliant Kodialani au poste de Sirakoro. Le réseau Ouest part de Manantali à Kayes puis à Matam où une dérivation est faite en 90 kV pour alimenter Kaédi et Bohgé en Mauritanie. La ligne continue de Matam à Dagana en 225 kV. A partir du poste haute tension de Dagana, le réseau Ouest alimente Dakar via les postes de Sakal et de Tobène sur la rive gauche et Nouakchott via le poste de Rosso sur la rive droite. Le schéma unifilaire du réseau interconnecté figure en annexe 1.

Les Principes Généraux d'Exploitation du réseau interconnecté de l'OMVS s'inscrivent dans le cadre du protocole d'interconnexion signé par les Gouvernements des Etats membres de l'OMVS ainsi que par les Sociétés d'Electricité.

II. PRINCIPES GENERAUX D'EXPLOITATION DU RÉSEAU

II.1 DEFINITIONS

EEM : ESKOM Energie Manantali, l'Opérateur Indépendant du réseau interconnecté de Manantali

SEM :	Société d'exploitation de Manantali = EEM
SdE :	Sociétés d'Electricité: EDM-SA au Mali, SENELEC au Sénégal et SOMELEC en Mauritanie
RIMA:	Réseau interconnecté de Manantali
Le propriétaire :	désigne indifféremment la SdE ou la EEM selon le cas
Partie :	désigne soit la SdE soit la SEM selon le cas
Parties :	désigne les SdE et la SEM
RIO :	Réseau interconnecté de l'OMVS (RIO): L'ensemble du réseau interconnecté de l'OMVS comprenant, le Réseau de Manantali et les réseaux des SdE
AGC :	« Automatic Generation Control » (contrôle automatique de génération)

II.2 PRINCIPES GENERAUX D'EXPLOITATION

ARTICLE 1 SECURITE D'EXPLOITATION

1.1 EEM et les SDE doivent s'accorder sur la même réglementation en matière de sécurité dans les postes haute tension d'interconnexion tels que listés à l'annexe 2.

1.2 A l'intérieur de leurs réseaux respectifs, chaque partie utilisera sa propre réglementation en matière de sécurité, à moins qu'elle n'en décide autrement.

1.3 Pour les manœuvres sur les lignes ou équipements d'interconnexion, les parties mettront en place les procédures requises pour assurer la sécurité du personnel et du matériel.

1.4 Chaque partie est responsable de sa propre sécurité et de ses propres procédures dans son propre réseau.

1.5 Il est impératif d'assurer la compatibilité des règles de sécurité et des procédures entre les parties.

ARTICLE 2 LIMITES D'EXPLOITATTION

2.1 A moins que les parties aient décidé autrement, les équipements et appareillages haute tension dans les postes de chaque partie sont entièrement sous la responsabilité de cette dernière.

2.2 Les équipements et appareillages haute tension appartenant à l'une des parties et situés dans un poste haute tension appartenant à une autre partie seront exploités par la partie titulaire du poste haute tension pour la coordination des manœuvres après une dérogation explicite de la partie propriétaire de ces équipements et appareillages. Ces cas sont listés dans l'annexe 3.

2.3 Des consignes d'exploitation des interfaces dans les postes d'interconnexion seront établies entre les parties concernées.

2.4 Seul le propriétaire ou l'agent autorisé par le propriétaire, peut manœuvrer les équipements et intervenir sur l'appareillage, sauf en cas d'urgence ou après une autorisation explicite.

2.5 En cas d'urgence, chaque partie pourra prendre les mesures jugées nécessaires pour protéger son réseau contre un quelconque risque d'endommagement.

ARTICLE 3 EXPLOITATION DU RÉSEAU

3.1: Configuration des réseaux.

3.1.1 Les réseaux des SdE et celui de Manantali forment le réseau interconnecté de l'OMVS (RIO).

3.1.2 Les réseaux seront à tout moment tenus interconnectés et des dispositifs doivent être mis sur pied pour privilégier l'interconnexion.

3.1.3 En cas d'urgence touchant à la sécurité et/ou à l'intégrité d'un système local, celui-ci pourrait se déconnecter des autres. Les scénarii pouvant conduire à la séparation des réseaux devront être identifiés et étudiés.

3.1.4 Dès que les perturbations qui ont conduit à la séparation des réseaux sont écartées, le RIO devra être reconstitué aussitôt que possible selon des procédures à définir.

3.2 : Disponibilité des réseaux

3.2.1 Chaque partie s'assurera de la disponibilité de son réseau de sorte à permettre aux autres parties et à elle-même de réaliser leurs objectifs.

3.3 Exploitation et Maintenance.

3.3.1 Chaque partie est consciente qu'une maintenance appropriée et adéquate des équipements est une pré-condition pour une bonne performance et une bonne tenue des équipements afin de satisfaire les indicateurs de qualité. Toutes les manœuvres et consignations sur le réseau haute tension seront régies par le code général des manœuvres et de consignations qui est à définir.

3.3.2 Chaque partie va exploiter et maintenir ses propres installations à ses propres frais, à moins d'une demande à une autre partie. Dans ce dernier cas, les litiges éventuels seront traités dans le contrat de prestations signé entre les deux parties.

3.3.3 La consignation de tout équipement pour maintenance ou réparation pouvant réduire la capacité de la partie concernée ou d'une autre partie ou empêcher totalement l'une des parties ou les parties à la fois, à réaliser ses ou leurs objectifs devra être portée en avance ou sans délai à la connaissance de l'autre partie. Des mesures palliatives devront être discutées conjointement, de sorte que les parties continuent à réaliser partiellement ou totalement leurs objectifs.

3.3.4 Les parties se consulteront et se mettront d'accord pour la consignation des équipements et la mise hors service (durée, dates et heures) de bonne foi afin de minimiser le coût et les risques éventuels sur les équipements ou sur l'alimentation d'énergie.

3.3.5 Les parties se donneront un minimum de 15 jours d'avertissement pour la consignation d'équipement pouvant affecter l'exploitation d'une autre partie. Si c'est nécessaire, les parties mettront en place un plan d'urgence avant la date de ladite consignation.

3.4 : Délestage, Déconnexion d'urgence

3.4.1. En cas d'urgence, chaque partie a le droit de réduire sa demande ou de se déconnecter des autres réseaux, si de telles actions sont jugées nécessaires pour la sécurité de son réseau. Des actions pareilles doivent être portées à l'avance à la connaissance de l'autre partie et discutées au préalable si possible.

3.4.2. Après une action d'urgence touchant à l'intégrité du réseau interconnecté, soit par l'ouverture de l'interconnexion soit par le délestage des charges soit par la réduction de production, les parties travailleront ensemble avec diligence pour écarter la cause de l'urgence et la re-connexion devra se faire aussitôt que la panne est réparée ou isolée.

3.4.3. Les parties sont tenues de s'assister mutuellement en cas de besoin.

3.5 : La conduite des réseaux.

3.5.1 La conduite normale du réseau interconnecté se déroulera par contacts directs entre le dispatching de Manantali et les dispatchings ou centres de contrôle des SDE selon les procédures d'exploitations.

3.5.2 Le dispatching de Manantali coordonne l'ensemble des actions d'exploitation sur le système interconnecté du RIO.

3.5.3 Chaque partie est entièrement responsable de la conduite du réseau dans sa zone de réglage. Les manœuvres sur les appareils entrant dans l'architecture des réseaux intérieurs des différentes SdE doivent avoir reçu au préalable l'autorisation des dispatchings concernés.

3.5.4 Aucune partie n'est autorisée à manœuvrer un équipement appartenant à une autre partie à moins d'une autorisation ou délégation de la part de cette dernière. Dans ce cas la seconde partie (propriétaire) aura le droit de tester et d'autoriser le personnel d'exploitation de l'autre partie selon ses propres normes et sa propre réglementation avant d'octroyer la dite autorisation.

3.5.5 Tout changement de configuration du réseau pouvant affecter la sécurité d'alimentation et/ou la stabilité du réseau interconnecté, devra être porté en avance, à la connaissance des autres parties.

3.5.6 Les parties sont tenues d'échanger régulièrement toute information d'intérêt commun pour la bonne conduite du réseau interconnecté selon une procédure à définir.

ARTICLE 4 : PROTECTIONS

4.1 Chaque partie prendra toutes les précautions nécessaires pour protéger ses installations du point de vue de l'exploitation et contre des actes de vandalisme extérieurs pouvant perturber le bon fonctionnement de son réseau.

4.2 Du point de vue de l'exploitation, les protections à l'interface des réseaux et/ou toute protection susceptible d'affecter le réseau voisin doivent être discutées et coordonnées par les parties concernées.

4.3 Les parties se consulteront et se mettront d'accord, en tant que de besoin, sur les réglages des protections afin d'assurer leur bon fonctionnement. Elles s'accorderont sur la mise en place d'un plan coordonné de protections, dont les valeurs seront régulièrement mises à jour, après accord sur les notes de calculs présentées.

ARTICLE 5 : CONTRÔLE DE TENSION

5.1 Les tensions aux nœuds d'interconnexion H.T entre les réseaux des SdE et d'EEM doivent rester dans une plage de ±10 % autour de la valeur nominale.

5.2 La valeur de tension normale d'exploitation en un nœud du réseau interconnecté correspond à la tension nominale en ce nœud à moins qu'il n'en soit autrement et explicitement déclaré et conjointement accepté par les parties concernées.

5.3 Les tensions normales d'exploitation aux nœuds d'interconnexion sont listées à l'annexe 4.

5.4 Le plan de tension étant directement lié à la disponibilité de puissance réactive, les sources de puissance réactive doivent être étroitement gérées et coordonnées entre les parties pour la régulation de la tension.

5.5 Les régleurs en charge des transformateurs seront réglés pour le fonctionnement normal du réseau interconnecté. Les nœuds équipés de régleur en charge et ceux devant fonctionner à des prises fixes doivent être identifiés.

ARTICLE 6 CONTRÔLE DE FRÉQUENCE

6.1 : Zones de réglage de fréquence

6.1.1. Les réseaux des SdE et de Manantali constituent chacun une zone de réglage.

6.1.2. Chaque partie doit être à même de couvrir sa courbe de charge à tout moment en équilibrant son prévisionnel et son disponible, y compris l'apport de Manantali.

6.1.3. L'échange d'énergie sur l'interconnexion est de la responsabilité conjointe des deux zones de contrôle concernées.

6.1.4. Les zones de réglage sont définies comme suit :

- Zone 1= Manantali ;
- Zone 2 = EDM-SA ;
- Zone 3 = SOMELEC ;
- Zone 4 = SENELEC.

6.2 : Réserves d'exploitation

6.2.1. Chaque partie communiquera au dispatching de Manantali ses réserves d'exploitation c'est à dire la réserve tournante et la réserve froide de la journée "J" au moins 24 heures à l'avance. (cf. annexe 5) ;

6.2.2. Le minimum des réserves d'exploitation de chaque partie a été déterminé par le CTPI (cf. annexe 6);

6.2.3. Le temps de mobilisation de la réserve froide sera défini à l'annexe 5.

6.2.4. Les conditions de mobilisation de la réserve froide feront l'objet d'une procédure particulière à définir ultérieurement..

6.2.5. Les générateurs de régulation seront reliés à l'AGC de la zone de régulation de fréquence (si AGC existe).

6.2.6. Si le AGC est inexistant, le statisme des générateurs de régulation dans le système interconnecté sera réglé à 4 % pendant que les générateurs de base resteront au réglage standard de 5%.

6.2.7. Le réseau interconnecté sera exploité en mode de réglage fréquence-puissance et toutes les parties participeront au réglage de la fréquence selon leur capacité respective.

Chapitre 6.3 : Ecart de l'heure

6.3.1. La déviation de la fréquence par rapport à la valeur de consigne de 50,0 Hz, pendant un certain temps se manifeste par un écart de l'heure synchrone par rapport à l'heure astronomique.

6.3.2. Le dispatching de Manantali est désigné pour surveiller et synchroniser l'heure entre les centres de conduite. Chaque jour à 07:00 TU, Manantali communiquera l'heure à tous les centres de conduite afin que ces derniers synchronisent leurs horloges sur l'heure de Manantali.

6.3.3. La correction de l'écart de l'heure se fera dès que l'écart atteint un cumul maximum de 10 secondes. Le dispatching de Manantali initiera le processus de correction. (cf. annexe 7).

6.4 : Délestages fréquencemétriques automatiques.

6.4.1. Le délestage par mini-fréquence constitue un moyen supplémentaire pour le maintien de la fréquence et de la sauvegarde du système.

6.4.2. Le critère utilisé sera le minimum de fréquence et/ou la variation de la fréquence par rapport au temps (df/dt).

6.4.3. Les seuils de fonctionnement des relais de fréquence, les taux de charge à délester et les temporisations correspondantes sont :

Seuils	Taux de charge	Temporisation
Stade 1 : 49,0 Hz	20 %	200 ms
Stade 2 : 48,5 Hz	25 %	300 ms
Stade 3 : 48,2 Hz	25 %	300 ms

6.4.4. Les charges à délester à chaque stade par chaque SdE sont sélectionnées et sont au prorata de leurs pointes respectives et seront constamment mises à jour et disponibles dans tous les centres de conduite du système interconnecté. Les valeurs seront calculées en fonction de l'énergie réglée totale du système interconnecté. Ces valeurs peuvent être fixées à 10 % de la pointe maximale enregistrée au cours de l'année précédente.: Stade 1: 10% ; Stade 2: 10% et Stade 3: 10%.

6.4.5. Les SdE ont la responsabilité dans leur réseaux respectifs de maintenir et de tester les tableaux de délestages fréquencemétriques automatiques , au moins une fois par an.

6.4.6. Chaque année, au début du mois de Janvier, les valeurs actualisées des charges délestables par stade, seront communiquées à tous les centres de contrôle.

6.4.7. Si la fréquence continue à baisser après que le dernier stade de délestage automatique ait fonctionné, le plan de sauvegarde au niveau de Manantali déconnectera automatiquement les différentes SdE pour sauvegarder chaque système.

6.5 : Charges interruptibles.

6.5.1. Les charges interruptibles sont utilisées comme réserve de production et ne doivent pas être comptabilisées comme charges délestables actionnées par la baisse de la fréquence. Elles sont utilisées pour suppléer aux déficits planifiés de production ou pour prévenir le déficit de production.

6.5.2. Les charges interruptibles sont contractuelles entre les SdE et les consommateurs identifiés. Elles correspondent à un pourcentage de pointe maximale enregistrée au

courant de l'année précédente. Ces valeurs seront calculées en fonction de l'énergie réglante totale du système interconnecté. Elles sont fixées à 20 % de la demande maximale enregistrée au cours de l'année précédente.

6.5.3. Cette charge de 20 % sera répartie entre les consommateurs identifiés. Un plan de rotation d'interruption de charge sera mis sur pied pour éviter que les mêmes consommateurs soient toujours les premiers à être interrompus.

6.5.4. Le déficit de production devra être avant tout couvert par la SdE concernée. Le supplément de charges à interrompre sera, si nécessaire, convenu avec les autres SdE.

6.5.5. Chaque année, en début du mois de janvier, les valeurs actualisées des charges interruptibles seront communiquées à tous les centres de conduite.

6.5.6. Les charges interruptibles seront utilisées dans la fourchette de fréquence de 49,7 Hz à 49,5 Hz

6.5.7. Les charges interruptibles seront utilisées après que toute la réserve froide du RIO ait été utilisée dans le souci de récupérer et de stabiliser la fréquence à la normale.

6.6 : Déficit prévisible de production

6.6.1 La partie qui entrevoit un déficit de production de son parc, en informera au moins une heure à l'avance le Dispatching de Manantali qui s'engage à en informer immédiatement toutes les autres parties.

6.6.2 Tout déficit entre la demande et le disponible atteignant au moins 2.5 % devra être annoncé. La partie en difficulté communiquera aussi à Manantali, les raisons du déficit de production, le temps prévisionnel des réparations et le délai de retour à la normale.

6.7 : Réalimentation des charges déconnectées

6.7.1 Les charges interrompues ou délestées seront aussitôt reconnectées dès que la fréquence est récupérée et stabilisée à 50,0 Hz.

6.7.2 L'ordre de réalimentation des charges suit la logique « LOFI » (Last Out First In): la dernière à avoir été déconnectée (à 48,2 Hz) sera la première à reconnecter. Les charges interruptibles seront les dernières à réalimenter.

ARCTICLE 7 : REENCLENCHEMENT AUTOMATIQUE DES LIGNES

7.1 Seuls les réenclenchements monophasés automatiques sont autorisés sur les lignes d'interconnexion.

ARTICLE 8 : CONSIGNATION ET DECONSIGNATION DES LIGNES D'INTERCONNEXION

8.1 Des procédures de consignation et de déconsignation des lignes d'interconnexion seront établies pour chaque cas entre EEM et les SDE. Ces procédures feront l'objet d'un recueil unique approuvé par les parties.

ARTICLE 9 : PROCEDURES APPLICABLES APRES DECLENCHEMENT DE LA LIGNE D'INTERCONNEXION

9.1 Les parties échangeront les informations nécessaires telles que :

- Cause(s) probable(s) de déclenchement,
- Indications des alarmes et des protections,
- etc..,

9.2 Après analyse et consultation, les parties décideront des actions appropriées : réenclencher la ligne ou continuer des investigations. Pendant ce temps la SdE concernée devra prendre les dispositions nécessaires sur son réseau si la reconnexion s'avère être longue.

9.3 Dès que les parties trouveront un accord, la ligne sera remise en service.

9.4 Un rapport d'incident sera rédigé par chaque partie et échangé entre les parties. Manantali se chargera de les communiquer aux autres parties.

ARTICLE 10 : TELECOMMUNICATIONS

10.1 EEM est totalement responsable de la tenue en bon état de fonctionnement, de la maintenance et des réparations des équipements de télécommunications du réseau de Manantali jusqu'à l'interface avec les réseaux des SdE: communications téléphoniques et transmission des données.

10.2 Néanmoins, les parties doivent convenir des moyens de communication de secours et mettre en place des procédures d'urgence.

10.3 La langue de communication est le Français.

10.4 Tous les messages d'exploitation seront consignés et documentés.

ARTICLE 11 : SYNCHRONISATION

11.1 Dès que possible deux réseaux du RIO peuvent s'interconnecter.

11.2 Une fois deux réseaux du RIO sont interconnectés entre eux, le troisième réseau devra s'aligner sur le système interconnecté. Il appartiendra à ce troisième réseau d'ajuster ses paramètres pour se synchroniser. Néanmoins le réseau déjà interconnecté assistera ce denier dans la tâche.

11.3 Les procédures de synchronisation seront définies ultérieurement.

ARTICLE 12 NUMEROS DE CONTACTS

12.1 Le réseau interconnecté est géré en temps réel par les opérateurs du dispatching de Manantali et des centres de contrôle des SdE. Néanmoins les responsables d'exploitation des réseaux locaux et du système de Manantali doivent être disponibles en cas de besoin.

12.2 Centres de conduite

Réseaux	**Téléphone CPL**	**Téléphone national**	**Satellite phone**
Manantali	A fournir ultérieurement	+ 223.257 60 06 + 223. 257 60 00	A fournir ultérieurement
EDM-SA	307 308	+ 223.221 37 67	A fournir ultérieurement
SENELEC	A fournir ultérieurement	+221.832. 28 95 + 221.839. 94 52 + 221.839.94 14	A fournir ultérieurement
SOMELEC	A fournir ultérieurement	+222. 633 56 09 +222. 525 11 48	A fournir ultérieurement

En temps utile, EEM fournira un annuaire téléphonique à toutes les parties.

12.3 Responsables d'exploitation

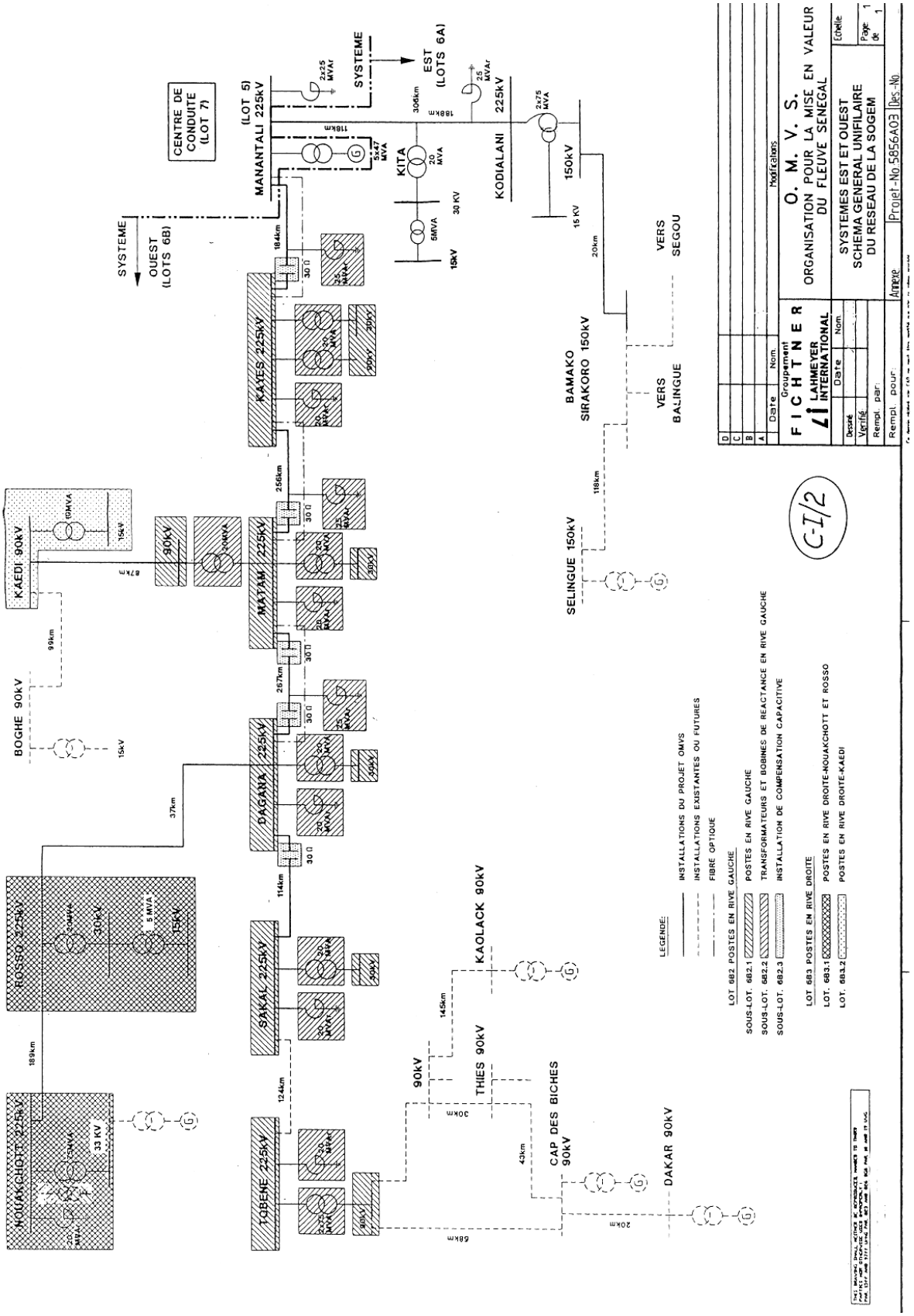
Réseaux	**Nom et prénoms**	**Téléphone CPL**	**Téléphone national**	**Mobile**
Manantali	**Kazadi B. TSHIBINGU**		+ (223) 257 60 00	**+ 223. 678 45 54 (ML)** **+ 221. 537 23 69 (SN)** **+ 222. 630 99 62 (RIM)**
EDM-sa	**Apho MAIGA**		+ (223) 277 22 56	**+ 223. 675 56 94**
SENELEC	**Abdoulaye DIA**		+(221) 839 94 89	**+ 221. 637 14 00**
SOOMELEC	***Aly Ould MAFHOUDH***		+(222) 525 11 48	**+ 222. 630 82 61**

ARTICLE 13 : JOURNEES DE PRODUCTION.

13.1 La journée d'exploitation sur le réseau interconnecté va de 07:00 TU à 07:00 TU du jour suivant.

13.2 En attendant une harmonisation globale, la facturation sera clôturée le dernier jour du mois à 24:00 heures.

ANNEXE 1 : SCHEMA UNIFILAIRE DU RESEAU INTERCONNECTE (RIO)



ANNEXE 2:POSTE D'INTERCONNEXION ENTRE EEM ET LES SDE

Poste	**SDE**	
Kodialani	EDM-SA	
Tobène	SENELEC	
Nouakchott	SOMELEC	

ANNEXE 3 : LIMITES D'EXPLOITATTION

Poste	**Equipement**	**Propriétaire**	**Exploitant**
Kodialani	Travée 150 kV Lafiabougou	EDM-sa	EEM
Sirakoro	Travée 150 kV	SOGEM	EDM sa
Kita	30/15 kV Transfo	EDM-SA	EEM
Centrale de Nouakchott	Cellules 33 kV	SOGEM	SOMELEC
Sakal	Cellules 30 kV	SENELEC	EEM
Tobène	Travées 90 kV	SENELEC	SENELEC

ANNEXE 4: TENSIONS NORMALES D'EXPLOITATION

Sauf accord explicite entre les parties, les tensions normales d'exploitation correspondent aux tensions nominales.

Poste	Tension 1	Tension 2	Tension 3
Kodialani	150 kV	(15 kV)	
Kita	30 kV		
Kayes	90 kV	30 kV	
Kaédi	15 kV		
Boghé	33 kV	15 kV	
Rosso	33 kV	15 kV	
Nouakchott	33 kV		
Sakal	30 kV		
Tobène	90 kV		
Dagana	30 kV		
Matam	90 kV	30 kV	

ANNEXE 5:
(exemple)

PROGRAMME DE DISPONIBILITE DES GROUPES GENERATEURS DES CENTRALES POUR LA JOURNEE DU ……

SDE: ……..

Centrales		Groupes hors service			Réserve froide		Temps de mobilisation
Centrales	Disponible (MW)	Groupes No:		MW	Total MW	Groupes No:	
Manantali	160	2		40	40		
Majuba	1950					1,2,5	
Total	2110				40		

Réserves d'exploitation

	Matin	Soir
Disponible		
Pointe estimée		
Réserve tournante		
Réserve à froid		
Charges interruptibles		

ANNEXE 6:

Insérer extrait étude d’exploitation « Minimum des réserves d’exploitation »

(tableau à insérer)

Annexe 7

PROCEDURE DE CORRECTION DE L'ECART DE L'HEURE.

1. Le dispatching de Manantali est désigné pour la surveillance et la synchronisation de l'heure sur tout l'ensemble du réseau RIO ;

2. Le dispatching de Manantali initiera à tout moment qu'il jugera nécessaire, la correction de l'heure dès que l'écart est compris entre 5 secondes et 10 secondes maximum.

3. Le dispatching de Manantali notifiera aux trois centres de conduite des SdE la correction de l'heure car ces derniers devront ajuster la fréquence de consigne de leur AGC dans leurs zones de réglage respectives.

4. Le dispatching de Manantali communiquera les éléments de correction à tous les centres de conduite, à savoir:
   - L'heure du début de la correction
   - La durée du processus de correction.
   - L'heure de la fin de l'action de correction
   - La fréquence d'exploitation pendant la correction de 50,02 Hz pour rattraper le retard ou de 49,98 Hz pour annuler l'avance.

5. Le dispatching de Manantali notifiera la fin de l'action de correction de l'écart et communiquera la nouvelle valeur de l'écart.

Pour illustration.

Soit un écart positif (avance) de 6 secondes
Chaque heure, l'écart sera réduit de 1.0 seconde si le réseau tourne à 49.98 Hz
Après 6 heures de marche à 49.98 Hz, l'écart sera réduit à zéro.

INDEX

1. Introduction
2. Conditions générales d'exploitation
    2.1 Définition
    2.2 Articles

Article 1: Sécurité d'exploitation
Article 2 : Démarcation des réseaux
Article 3 : Exploitation du réseau interconnecté
    3.1 Configuration des réseaux
    3.2 Disponibilité des réseaux
    3.3 Délestage, déconnexion d'urgence
    3.4 La conduite du réseau

Article 4 : Protections
Article 5 : Contrôle de tension
Article 6: Contrôle de fréquence
    6.1: Réserves d'exploitation
    6.2 : Ecart de l'heure
    6.3 : Délestages fréquencemétriques automatiques
    6.4 : Charges interruptibles
    6.5 : Avertissement
    6.6 : Re-alimentation des charges déconnectées

Article 7 : Re-enclenchement automatique des lignes
Article 8 : Consignation et déconsignation des lignes d'interconnexion
Article 9 : Procédures applicables après déclenchement d'une ligne d'interconnexion
Article 10 : Télécommunications
Article 11 : Numéros de contacts
Article 12 : Journées de production.

Annexes :
Annexe1: Schéma unifilaire du Réseau Interconnecté (RIO)
Annexe 2: Postes haute tension d'interconnexion
Annexe 3: Limites d'exploitation
Annexe 4: Tensions normales d'exploitation
Annexe 5; Programme de disponibilité des groupes générateurs d'électricité
Annexe 6 : Minimum des réserves d'exploitation
Annexe 7 : Réserves froides (tableau à établir)
Annexe 8: Procédure de correction de l'écart de l'heure.

Annexe no 6.1 Rentabilité pour le Sénégal de trois projets de centrales ENR proposés par des promoteurs

L`objectif de cette annexe est de donner une idée sur la « rentabilité » pour le Sénégal de trois projets de centrales ENR qui sont proposés par des promoteurs. Le mot « rentabilité » est placé entre guillemets parce qu`on verra qu`au moins deux projets ne seraient pas rentable sans subvention.

Le prix de vente cité par le promoteur de chaque projet est comparé avec le coût par kWh que la Sénélec aurait évité dans les années 2007 – 2009 en remplaçant la production d`une centrale traditionnelle par la production de la centrale ENR. Il est vrai que dans l`évaluation des projets, il ne faut pas utiliser ce coût mais l`estimation du coût évité dans les années futures quand la centrale ENR est supposée être disponible.

Projet de la centrale PV à Ziguinchor

En mai 2010, le consultant a discuté le projet de l`installation d`une centrale PV de 7,3 MWc à Ziguinchor avec le Directeur de Carera, promoteur du projet. Carera a mentionné que le prix de vente serait sans subvention de l'ordre de 130 FCFA/kWh.

La production de la centrale PV remplacerait la production des groupes diesel installés à Ziguinchor. En 2009, les coûts de revient de ces diesels étaient de 84,4 FCFA/kWh. Dans cette année, la Sénélec achetait aussi 28,65 GWh d`Aggreko pour le réseau de Ziguinchor. Le coût de revient des diesel d`Aggreko était de 82,0 FCFA/kWh.

Projet du Parc Eolien à Saint-Louis

Le projet du Parc Eolien de Saint-Louis prévoit dans la première phase l'installation d`une capacité éolienne de 50 MW à Gandour. Le représentant du promoteur C3E mentionnait en avril 2010 que le prix de vente serait, sans subvention, compris entre 50 et 65 FCFA/kWh. D'autres commentaires faits par le représentant laissent penser que 65 FCFA/kWh serait le prix minimum qu'un investisseur demanderait. Ce prix de 65 FCFA/kWh est en ligne avec le prix de 66 FCFA/kWh calculé dans l`étude « Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, Parc Photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010, p.209. (Etude préparée par Lahmeyer International pour le Ministère de l`Energie (Sénégal) et la KfW) »[1] .

.

La production des éoliennes remplacerait la production des diesel et, dans une moindre mesure, la production des TAG qui injectent dans le réseau interconnecté. En 2009, les coûts de revient des diesel étaient de l'ordre de 50,0 FCFA/kWh et ceux du TAG 4 de 98,2 FCFA/kWh. Si on suppose que 90 % des coûts évités étaient les coûts des diesels et 10 % les coûts du TAG, les coûts évités étaient en 2009 d'environ 55 FCFA/kWh. Si on calcule avec 80 % et 20 %, le résultat est de 60,0 FCFA/kWh. **En 2009, les coûts évités n`étaient donc pas loin du prix de vente mentionné par le représentant de C3E.**

Projet Biomasse de Ross Béthio

Le rapport « Projet Bioenergy Ross Bethio, Etudes de Développement / Faisabilité du Projet » qui a été produit par SGI en décembre 2007, décrit une centrale à biomasse, approvisionnée pour 2/3 par le typha et pour 1/3 par la balle de riz et utilisant la technologie de gazéification pour transformer la

[1] Puissance installée : 50.15 MW. Production annuelle : 85,126 MWh. Coûts d`investissements : 59.93 millions d`Euros. Coûts d`exploitation : 1.11 millions d`euros par an. Financement des coûts d`investissements : 35 % fonds propres, 65 % crédits. Conditions des crédits (conditions d`une banque de développement) : taux d`intérêt 5 %, période de grâce 2 années, ensuite remboursement sur 13 années. Rentabilité : 10 % par an sur fonds propres.

biomasse en électricité. Le rapport mentionne une capacité installée de 7,5 MW et un prix de vente d'environ 67 FCFA/kWh au prix 2007. Quand le consultant a pris contact avec le représentant de SGI en juin 2010, celui-ci mentionnait que le dernier plan prévoyait de porter la capacité à 30 MW, tout en utilisant la technologie de gazéification.

L`intégration d`une centrale à biomasse dans le système de production ne permettrait pas seulement de remplacer l`énergie produite par d'autres centrales et mais d'éviter aussi l`installation d'une autre centrale thermique de la même capacité. Cela à condition que la centrale à biomasse soit aussi fiable la centrale thermique traditionnelle qu'elle remplacerait. Le rapport de SIG utilise la centrale de GTI (cycle combiné de 52 MW) dans la comparaison des prix de vente. En 2007, le coût complet de GTI était probablement dans l'ordre de 115 FCFA/kWh[2]. Il est considéré peu probable que la centrale envisagée par SGI remplace un futur cycle combiné mais étant donné que le prix de vente semble être nettement inférieur aux coûts évités, on a l`impression que le projet est très attrayant. Il est donc étonnant que SGI n`a pas encore trouvé des investisseurs.

Le consultant suppose que cela est dû notamment à la technologie de gazéification. Des variations dans la qualité des combustibles (typha et balle de riz) risquent de créer des problèmes dans la production de l'électricité. Si la centrale ne peut pas garantir un certain niveau de production, la centrale n'évite pas l`installation d'une autre centrale et le prix de vente est dans ce cas à comparer avec le coût de revient de l`énergie remplacée. En 2007, le coût de revient de GTI était de 84,97 FCFA/kWh (en 2008 de 101,15 FCFA/kWh ; en 2009 la centrale n`a pas fonctionné à cause de l`endommagement du transformateur de puissance). Ce coût était toujours nettement supérieur au prix de vente de 67,0 FCFA/kWh. Il semble donc que le projet soit attrayant – à condition que le calcul du prix de vente ne soit pas basé sur des hypothèses trop optimistes.

Coût de revient des centrales de la Senelec et des centrales d`achat

Le tableau suivant présente les coûts de revient dans les années 2007 – 2009. Dans le cas des centrales d`achat, le coût complet (= prix d`achat) est aussi indiqué entre parenthèses en dessous du coût de revient.

De plus, le tableau montre la production des centrales de la Sénélec en 2009 et l`énergie achetée en 2009 des centrales d`achat. Ces chiffres donnent indiquent quelle production aurait été remplacée par la production d`une centrale ENR si celle-ci avait déjà existé en 2009.

	2007	*2008*	*2009*		*Commentaire*
	F/kWh	F/kWh	F/kWh	GWh	
Senelec - Diesel					
C,VI (FO)	41,83	56,29	47,15	569,553	
Kahone 2 (FO)	-	51,16	50,37	412,096	Mise en service octobre 2008,
C,I (FO)	61,44	73,59	50,40	1,590	
C,IV (FO)	46,88	59,95	50,93	452,028	
Saint Louis (DO)	98,94	131,53	88,60	705	

[2] Les statistiques de la Sénélec mises à la disposition du consultant ne permettent pas de calculer le coût complet de GTI en 2007. Les coûts variables étaient de 84,97 FCFA/kWh selon le "Rapport Annuel – Mouvements d`Energie Année 2009, Annexe A.13g". Si on suppose que la relation entre les frais de capacité et les coûts variables (frais de combustible plus frais d`énergie) était en 2007 comme en 2008, le coût complet en 2007 était d`environ 115 FCFA/kWh. En 2008, les coûts variables étaient de 101,15 FCFA/kWh et les frais de capacité s`élevaient à 35.43 FCFA/kWh. Le coût complet était donc de 136,58 FCFA/kWh.

	2007	*2008*	*2009*		*Commentaire*
Moyenne Diesel sur RI	45,64	59,40	49,58		
Boutoute (FO)	66,86	87,89	84,43	28,484	
Tambacounda (DO)	95,68	121,16	78,51	24,821	
Senelec - TAG					
TAG 2 et 3 (Gaz)	113,35	100,31		TAG 2 : arrêt pour travaux depuis avril 2008, TAG 3 : ?	
TAG 4 (DO)	117,54	163,08	98,15	71,565	
Moyenne TAG	115,99	145,57	98,15		
Senelec – Centr, à vapeur					
C,II (FO)	110,83	153,64			
C,III (FO)	69,92	94,99	83,72	299,416	
Moyenne centrales vapeur	71,69	95,12	83,72		
Centrales d`achat					
Kounoune (FO)	52,49	66,27 (88,58)	57,16 (87,28)	326,643	
GTI (DO ?)	84,97 (115,0 *)	101,15 (136,58)		Pas opérée en 2009 ; absence de transformateur depuis juin 2008	
Manantali (hydro)	18,52 (31,34)	18,45 (31,54)	18,45 (31,00)	239,129	
Aggreko - Boutoute			81,98 (155,70)	28,653	Achat commençait en décembre 2008 (687 MWh)
Prix FO (FCFA/tonne)	210,324	277,944	232,598		
Prix DO (FCFA/tonne)	360,892	475,732	298,937		
Prix Brent (US$/baril)	70,8	102,7	73,3		

Source sauf prix Brent : Senelec, Rapport Annuel Mouvements d`Energie, Années 2008 et 2009,
Prix Brent :

Tableau no A6.1-1 - Coût de revient et prix d'achat en 2007, 2008 et 2009

Annexe no 6.2 Aperçu de différents modes de subvention

1. Subvention des coûts d`investissements

Hypothèses

- a) L'investisseur reçoit la subvention durant la phase de construction du projet. Il vend ensuite l`électricité à un prix fixe ou à un prix qui contient des éléments variables[1]. La subvention est fixée de manière à ce que le calcul des coûts et des revenus de l`investisseur lui assure une certaine rentabilité.

Pour l'investisseur, ce mode de subvention présente peu de risques. Ceux-ci se limitent essentiellement à la production de la centrale ENR (moins que prévu) et aux coûts d`entretien et d`exploitation qui peuvent être plus élevés que ce qu`il avait supposé dans son calcul du prix de vente.

- b) Le Gouvernement du Sénégal (ou la Sénélec) compare les coûts d'achat et la subvention avec l'estimation des coûts évités. Il accepte le prix d'achat si les coûts évités ne sont pas inférieurs aux coûts d`achat plus le montant de la subvention.

Encadré 1 : Signification du critère qu'il est proposé d'utiliser dans le cas de la subvention des coûts d`investissements

Le critère que les coûts évités ne sont pas inférieurs aux coûts d'achat plus le montant de la subvention, signifie que l`équation présentée ci-dessous a une solution pour $r \geq 0$. Dans l`équation, r représente le taux interne de rentabilité (TIR) ; t est le symbole des années. La subvention est payée dans la première année de la période considérée (t=0). L`exploitation de la centrale ENR commence dans l`année t = 1 et finit dans la dernière année de la durée de vie (t = T).

Si l'équation a une solution pour $r \geq 0$, cela ne signifie pas que le gouvernement ne perd pas de l`argent. Pour que le gouvernement ne perd pas de l`argent, il faut que r soit au moins égal au taux d`intérêt des obligations de bonne qualité et d'une durée qui correspond à la durée de vie de la centrale ENR. Si r est inférieur à cette valeur, le gouvernement perd de l`argent dans le sens des coûts d`opportunité.

$$\text{Subvention} * (-1) + \sum_{t=1}^{T} \frac{\text{coûts évités}(t) - \text{coûts d`achat}(t)}{(1+r)^t} = 0$$

Le fait que le critère utilisé par le gouvernement soit satisfait dépend des coûts évités observés dans la réalité. Si les coûts évités sont identiques ou supérieures aux estimations utilisées dans le calcul de faisabilité, le critère est satisfait. Si les coûts évités sont inférieurs aux estimations, le critère risque de ne pas être satisfait.

Que le critère soit satisfait n'implique pas que les dépenses du Gouvernement se limitent au montant de la subvention. Il se peut que le Gouvernement doive de plus compenser la Sénélec dans quelques années. C´est le cas si les coûts d'achat dépassent les coûts évités. Cette situation pourrait notamment se présenter dans les premières années d`exploitation. Les coûts évités sont largement fonction des prix des produits pétrole. Il semble raisonnable de supposer que les prix vont augmenter dans le futur, mais cela n'exclut pas que les prix sont dans les premières années d'exploitation à un niveau où les coûts évités sont encore inférieurs aux coûts d`achat.

[1] Ce sont notamment les coûts d`exploitation et de maintenance qui pourraient constituer l`élément variable. Dans ce cas, ces coûts seraient liés au développement de certains indexes. Les coûts annuels d`exploitation et de maintenance d`un parc éolien sont de l'ordre de 2 % des coûts d`investissements. Les coûts correspondants d'une centrale PV dans l`ordre de 1,5% des coûts d`investissements ; voir p. 214 du rapport « Etude de faisabilité, Parc éolien de Saint-Louis, Parc photovoltaïque de Ziguinchor, Février 2010 », étude réalisée par Lahmeyer International pour le Ministère de l'Energie du Sénégal et la KfW.

2. Subvention des coûts d`achat

Hypothèses

- a) L`investisseur ne reçoit pas de subvention pour les coûts d'investissements. Il utilise des fonds propres et des crédits pour financer les coûts. Il ne reçoit pas non plus de subvention durant la phase d'exploitation. Il vend l'électricité à un prix fixe ou un prix qui contient des éléments variables qui lui assure une certaine rentabilité.

- b) Le Gouvernement du Sénégal (ou la Sénélec) compare les coûts d'achat avec l`estimation des coûts évités et accepte le prix d'achat si, dans le calcul des valeurs actuelles, les coûts évités ne sont pas inférieurs aux coûts d`achat.

La subvention est la somme des montants qui sont payés à la Senelec si les coûts d`achat dépassent les coûts évités. Si le gouvernement subventionne les coûts d`investissements, il se peut aussi que les coûts d'achat dépassent les coûts évités. Dans ce cas, nous avons supposé que le gouvernement paie la compensation à la Senelec. Ici, l`expression subvention est utilisée au lieu de compensation pour indiquer que le paiement correspond essentiellement à la subvention qui est payée si le gouvernement subventionne les coûts d`investissements. Subventionner les coûts d'achat signifie en fait que le paiement de subvention est reporté à la phase d'exploitation.

Pour l'investisseur, ce mode de subvention présente plus de risques que celui où il reçoit des subventions pour les coûts d`investissements. Que le risque soit plus élevé est dû au besoin d'injecter plus de fonds propres et d'augmenter le montant du crédit pour le financement des coûts d`investissements. Un autre risque réside dans le fait que le prix de vente sera nettement plus élevé que celui obtenu dans des conditions comparables avec une subvention des coûts d`investissements. Cela augmente le risque que l'acheteur ne satisfasse pas ses obligations de paiement ce qui risque de créer des problèmes pour l'investisseur pour respecter ses obligations de service de la dette ou de payer des dividendes comme prévus dans le calcul du rendement. Il n'est donc pas surprenant que les investisseurs préfèrent recevoir des subventions pour les coûts d`investissements.

Encadré 2 : Signification du critère qu'il est proposé d'utiliser dans le cas de la subvention des coûts d`achat

Le critère selon lequel dans le calcul des valeurs actuelles les coûts évités ne sont pas inférieurs aux coûts d`achat, signifie que l`équation présentée ci-dessous a une solution pour $r \geq 0$. Dans l`équation, r représente pour le taux interne de rentabilité (TIR) ; t est le symbole pour les années. L`exploitation de la centrale ENR commence dans l`année t = 1 et finit dans la dernière année de sa durée de vie (t = T).

Les coûts évités sont identiques aux coûts évités dans le cas de la subvention des coûts d`investissements. Les coûts d`achat sont cependant nettement plus élevés parce que le prix de vente de l`investisseur doit maintenant tenir compte des coûts d`investissements sans aucune subvention.

Si l'équation a une solution pour $r \geq 0$, cela ne signifie pas que le gouvernement ne perd pas de l`argent. Pour que le gouvernement ne perde pas de l`argent, il faut que r soit au moins égal au taux d`intérêt des obligations de bonne qualité et d`une durée qui correspond à la durée de vie de la centrale ENR. Si r est inférieur à cette valeur, le gouvernement perd de l`argent dans le sens des coûts d`opportunité.

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{\text{coûts évités}(t) - \text{coûts d`achat}(t)}{(1+r)^t} = 0$$

Dans ce mode de subvention, le gouvernement paie à la Sénélec une subvention annuelle pour que les coûts d'achat ne dépassent pas les coûts évités dans l'année. Il est possible que dans ce mode de subvention, la somme actualisée les subventions annuelles payées sur la durée de vie de la centrale soit supérieure ou inférieure à la somme correspondante dans le cas de la subvention des coûts d'investissement. La tendance est que la somme est inférieure (supérieure) si on a sous-estimé (surestimé) les coûts évités. Rappelons que la somme payée dans le cas de la subvention des coûts d'investissement est composée de la subvention et des paiements de compensation qui pourraient être nécessaires durant la phase d'exploitation.

La méthode présente cependant quelques inconvénients dans son application : elle nécessite des paiements périodiques de montants qui seront relativement élevés dans les premières années d'exploitation et qui sont inconnus au moment de l'établissement du budget. Cela entraine le risque que les paiements soient faits avec un délai important. Si le gouvernement subventionne les coûts d`investissements, il paye une seule fois une somme élevé et, peut-être, durant la phase d`exploitation encore des montants pour compenser la Sénélec si les coûts d`achat dépassent les coûts évités. Mais ces montants seront faibles par rapport à ceux à payer lorsqu'on subventionne les coûts d`achat et le nombre d'années de paiement sera plus faible.

3. Subvention par les tarifs

La subvention par les tarifs signifie essentiellement qu`on utilise autre source de subvention – les abonnés au lieu du gouvernement.

La subvention par les tarifs peut être associée avec la subvention des coûts d`investissements et avec la subvention des coûts d`achat. Dans le cas de la subvention des coûts d`investissements, le gouvernement subventionne d`abord les coûts et récupère ensuite le montant de la subvention par l`augmentation des tarifs. Dans le cas de la subvention des coûts d`achat, l`augmentation des tarifs récupère la différence entre les coûts d`achat et les coûts évités. A l`origine de l`augmentation est toujours le fait que la production d`une centrale ENR coûte plus cher au plan financier que la production d`une centrale traditionnelle.

Pour calculer l`augmentation des tarifs, on détermine d'abord les tarifs du système de production à moindre coût. Ce système exclut normalement les centrales ENR parce que leur coût complet par kWh produit est plus élevé que le coût des alternatives traditionnelles. Ensuite, on détermine les tarifs d`un système qui inclut les centrales ENR.

Dans les cas des éoliennes, on ajoute les éoliennes au système à moindre coût parce que les éoliennes ne remplacent pas de capacité. Il y a des heures sans production à cause d`une trop faible vitesse de vent et le fait que ces heures sont inconnues quand on prépare le plan d`expansion du système de production évite que les éoliennes remplacent de la capacité. Il se peut que les centrales PV remplacent de la capacité parce qu'elles injectent toujours durant la journée une puissance minimum dans le réseau. Mais le fait qu`elles ne produisent pas durant les heures de pointe (19 h – 23 h) empêche qu`on puisse dire sans des analyses détaillées qu'elles remplacent de la capacité. Si les centrales ENR ne remplacent pas de capacité, on ajoute les centrales au plan d'expansion à moindre coût et on calcule les tarifs du système en supposant que lorsque les centrales ENR produisent, elles remplacent simplement l'énergie produite par des centrales thermiques.

Ces calculs seront faits dans la Phase II de la présente étude. Pour donner une idée de l`ordre de grandeur de l`augmentation des tarifs, nous considérons ci-après l`exemple de l`intégration du projet du Parc Eolien Saint Louis dans le système actuel de production.

Supposons que le coût d'achat sans subvention soit de 70 FCFA/kWh (Cf. annexe no 7.1). Quand les éoliennes produisent, elles remplacent l`énergie produite par les centrales diesel de la Sénélec qui injectent dans le réseau interconnecté. Le coût de revient de ces centrales est supposé être de 50 FCFA/kWh (Cf. tableau no A7.1-1). Si les éoliennes injectent 95000 MWh par an, les coûts additionnels s`élèvent à 1,9 milliards FCFA.

En 2009, les dépenses pour les combustibles consommés dans les centrales de la Sénélec et pour l'achat d'électricité (Manantali, Koinoune, Aggreko Boutoute, GTI) s'élevait à 151 milliards FCFA[2]. La production du Parc éolien de Saint-Louis aurait donc augmenté ces coûts de 1,3 %. En tenant compte du fait que les dépenses pour les combustibles et l'achat d'électricité ne sont pas les seuls coûts qui entrent dans le calcul des tarifs (il y a par exemple les coûts de personnel, l'amortissement des centrales de Sénélec, les frais financiers, etc), on peut s'attendre à ce que l'augmentation des tarifs pour récupérer les coûts additionnels du Parc éolien de Saint-Louis ne dépasse pas 1 %.

[2] Source : Rapport Annuel Mouvements d`Energie, Année 2009, Tableaux A.13.e (Senelec), A.32.a (GTI), A.33.a (Manantali), A.33.b (Aggreko), A.33.c (Kounoune).

4. Conclusions

Pour attirer des investisseurs en centrales ENR, il est recommandé de leur offrir une subvention aux coûts d'investissement. Cela réduit leurs risques par rapport à la subvention des coûts d'achat.

Pour le Sénégal, la subvention des coûts d'achat pourrait coûter moins que la subvention des coûts d'investissement – notamment si on attend une forte augmentation des prix des produits pétroliers à moyen et long terme – mais cela n'est pas assuré.

Un autre point est de savoir qui paie pour la subvention qui est à mobiliser par le Sénégal – le Gouvernement ou les abonnés ? Le Consultant recommande que les abonnés fournissent la subvention par l'augmentation des tarifs. L'estimation grossière montre que l'augmentation serait faible

Il n'est en tout cas pas recommandé que le Gouvernement fournisse la subvention si on décide de subventionner les coûts d'achat. Dans ce cas, le Gouvernement devrait probablement mobiliser des montants relativement élevés durant plusieurs années et ces montants sont inconnus au moment de l'établissement du budget. Cela entraine le risque que la Sénélec reçoive les subventions avec un délai important.

Dans le cas d'une subvention des coûts d'investissement, le gouvernement fournit d'abord la subvention et récupère ensuite la subvention par l'augmentation des tarifs.

Il est bien possible que la subvention payée pour les coûts d'investissement ne suffise pas pour que les coûts évités soient toujours supérieurs aux coûts d'achat. Sinon, il faut compenser la Sénélec pour la différence. Une méthode serait d'ajuster les tarifs une fois par an de manière à ce que l'ajustement récupère la différence entre les coûts d'achat et les coûts évités observée dans l'année précédente. Tenant compte du fait que les montants annuels seront faibles[3], recevoir la compensation avec un délai d'une année ne devrait pas créer de problèmes financiers pour la Sénélec.

[3] Les calculs faits dans la phase de planification indiquent dans quelles années les coûts évités sont probablement inférieurs aux coûts d`achat. Cela pourrait notamment être le cas dans les premières années d`exploitation de la centrale ENR. La tarification peut tenir compte de cette situation et augmenter les tarifs un peu plus que nécessaire pour récupérer seulement la subvention des coûts d`investissement. Vu que les coûts évités varient d`une année à l`autre, il ne serait pas possible de récupérer exactement les montants de compensation avec un tarif de base qui est constant durant plusieurs années (cinq années au Sénégal). Mais les différences entre la compensation prévue et la compensation nécessaire peuvent être faible et peut-être parfois si faible qu`il n`est pas nécessaire d`ajuster les tarifs pour récupérer la différence.

Annexe no 6.3 Processus d'attribution de certificats MDP

La description des différents étapes jusqu'à l`attribution d'un certificat se base sur le document « Guidebook to Financing CDM Projects » de l`UNEP.
Voir : http://www.cd4cdm.org/Publications/FinanceCDMprojectsGuidebook.pdf.

Préparation du Projet Design Document (PDD).

Le PDD donne une estimation de la réduction des émissions. La méthodologie utilisée pour l`estimation doit être approuvée par le Conseil exécutif du MDP si le promoteur n`utilise pas une méthodologie qui est déjà approuvée. Cela est fortement recommandé parce que l`approbation d`une nouvelle méthodologie consomme du temps. Le PDD doit aussi décrire le plan de suivi (monitoring plan) qui sera appliqué pour vérifier la réduction d`émissions.

Le PDD est examiné par une entité opérationnelle désignée (EOD) qui doit être habilitée par le Conseil Exécutif du MDP. L'EOD est souvent un bureau d`études qui a de bonnes connaissances d'émissions. Les EOD habilitées par le conseil se trouvent sur le site web de l`UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change).

Le PDD est publié, donnant au public 30 jours pour envoyer des commentaires. Un rapport qui contient un résumé des commentaires et mentionne comment il en est tenu compte fait partie des documents à préparer dans le cadre de validation et d'enregistrement.

Approbation du projet par le pays d`accueil.

Cela nécessite que le pays d`accueil dispose d`une autorité nationale désignée. Au Sénégal, c`est la Direction de l`Environnement et des Etablissements Classés. Afin que l`autorité puisse donner l`approbation, le projet doit contribuer au développement durable du pays. C`est à chaque pays de définir ce que cela signifie.

Validation du projet.

La validation nécessite la démonstration de l`additionalité du projet. Cela signifie que la réduction des émissions ne se réalise pas dans l`absence du projet, c`est-à-dire dans un scénario de « business as usual ».

Le document de l`UNEP mentionne qu`il faut de plus démontrer que le taux interne de rentabilité (TIR) soit inférieur au seuil d`acceptation si le projet n`obtient pas les revenus dû à la vente des certificats de réduction d`émission.

La validation est faite par l`EOD qui l`envoie le rapport de validation au Conseil Exécutif du MDP pour enregistrement.

Enregistrement du projet.

Le Conseil Exécutif du MDP décide de l'enregistrement d'un projet au titre du MDP.
Vérification de la réduction d`émissions

Le plan de suivi doit être approuvé par le Conseil Exécutif du MDP si le promoteur n`utilise pas un plan qui est déjà approuvée. La vérification nécessite souvent l`installation d`équipement de mesure.

La vérification est faite par une EOD qui devrait normalement être différente de l`EOD qui était chargée de la validation.

Certification

Le certificat est un document qui confirme la réduction d`émissions (en tonnes d`équivalent CO_2) que le projet a atteint durant une certaine période. Le document est produit par l`EOD qui a vérifié la réduction. Le document est accompagné d`un rapport qui est publié.

Délivrance des crédits de réduction d`émission

Le Conseil Exécutif du MDP délivre les crédits.