



Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

ANNEXES1

1	INTRODUCTION	1-12
2	RESUME	2-13
3	EVALUATION DES COUTS DE PRODUCTION	3-14
3.1	DEFINITION DES COUTS DE PRODUCTION	3-14
3.2	PARC EOLIENS	3-16

 $^{^{\}rm I}$ Les annexes sont numérotées en fonction des chapitres auxquels elles appartiennent.



Ver. 22.06.12

Etude sur les aspects technique, économique et financier du cadre réglementaire pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables



1-2

page

Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

TABLE DES MATIERES

3.2.1	Coûts préparatoires	3-16
3.2.2	Coûts d'investissement	
3.2.3	Coûts de remplacement	
3.2.4	Coûts d'opération	3-17
3.2.5	Coûts de production du Parc Eolien de Saint Louis	3-18
3.3	CENTRALES SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	3-18
3.3.1	Coûts préparatoires	3-18
3.3.2	Coûts d'investissement	3-19
3.3.2.1	Module	3-19
3.3.2.2	Onduleur	3-20
3.3.2.3	Système de support et infrastructure	3-20
3.3.2.4	Planification, transport, installation	3-20
3.3.2.5	Contrôle d'intégration	3-20
3.3.2.6	Stockage à moyen terme (plusieurs d'heures)	3-20
3.3.3	Coûts de remplacement	3-21
3.3.4	Coûts d'opération	3-21
3.3.5	Coûts de production de la Centrale PV de Ziguinchor	3-22
3.4	CENTRALES SOLAIRE THERMIQUE	3-22
3.4.1	Développement de la technologie	3-22
3.4.2	Coûts préparatoires	3-23

 $P1180/SENEGAL_ENR_Rapport_phase_2_etude_Enr_Senegal$





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Ver. 22.06.12	P1180/SENEGAL_ENRRapport_phase_2_etude_Enr_Senegal page	1-3
5.2.1	Prix d'achat garanti	5-54
		5-34
5.2	INCITATIONS SOUHAITEES PAR LES PROMOTEURS AU SENEGAL	5-34
5.1	RENDEMENT SOUHAITE	5-34
5	CONDITIONS SOUHAITEES PAR LES INVESTISSEURS POUR I DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DE L'ELECTRICITE PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES	
4.2	COUTS DES POSTES	4-32
4.1.3	Lignes 30 kV	4-31
4.1.2	Lignes 90 kV	4-30
4.1.1	Lignes 225 kV	4-28
4.1	COUTS DES LIGNES	4-28
4	DETERMINATION DES COUTS DE RACCORDEMENT AU RESI	EAU4-
3.5.4	Coûts d`opération	3-26
3.5.3	Coûts d'investissements - Centrale de biogaz (par fermentation)	3-26
3.5.2	Coûts d'investissement - Centrale à biomasse solide	3-25
3.5.1	Coûts préparatoires	3-24
3.5	CENTRALE A BIOMASSE	
3.4.4	Coûts d'opération	
3.4.3	Coûts d'investissements	





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

5.2.2	Garantie de paiement	
5.2.3	Subvention des coûts d'investissements	5-35
5.2.4	Crédits aux conditions favorables	5-35
5.2.5	Fiscalité	5-35
5.2.6	Appel d`offres	5-36
5.2.7	Incitations offertes dans d'autres pays	5-37
5.2.7.1	Prix d`achat garanti	5-37
5.2.7.2	Quotas	5-38
5.2.7.3	Certificats verts	5-39
5.2.7.4	Appels d`offres	5-40
5.2.7.5	Décompte net	5-40
	•	
6	DETERMINATION DES COUTS EVITES	6-41
6 6.1	·	6-41 6-41
	DETERMINATION DES COUTS EVITES	
6.1	DETERMINATION DES COUTS EVITES COMPOSANTES DES COUTS EVITES	6-41
6.1 6.2	DETERMINATION DES COUTS EVITES COMPOSANTES DES COUTS EVITES ESTIMATION DES COUTS VARIABLES EVITES	6-41 6-41
6.1 6.2 6.2.1	DETERMINATION DES COUTS EVITES COMPOSANTES DES COUTS EVITES ESTIMATION DES COUTS VARIABLES EVITES Définition des coûts variables évités	6-41 6-41 6-41 6-44
6.1 6.2 6.2.1 6.2.2	DETERMINATION DES COUTS EVITES COMPOSANTES DES COUTS EVITES ESTIMATION DES COUTS VARIABLES EVITES Définition des coûts variables évités Coûts variables évités dans le cas de l'injection de la centrale ENR dans le RI Coûts variables évités dans le cas de l'injection dans le réseau de Ziguinchor ou de la centrale ENR dans le RI	6-41 6-41 6-41 6-44
6.1 6.2 6.2.1 6.2.2 6.2.3	DETERMINATION DES COUTS EVITES COMPOSANTES DES COUTS EVITES ESTIMATION DES COUTS VARIABLES EVITES Définition des coûts variables évités Coûts variables évités dans le cas de l'injection de la centrale ENR dans le RI Coûts variables évités dans le cas de l'injection dans le réseau de Ziguinchor ou d'ambacounda	6-41 6-41 6-41 6-44 de 6-45





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Ver. 22.06.12	P1180/SENEGAL_ENR_Rapport_phase_2_etude_Enr_Senegal page	1-5
8.2.3	Validation du projet	
8.2.2	Approbation du projet par le pays d'accueil	
8.2.1	Préparation du Projet Design Document (PDD)	8-60
8.2	PROCESSUS D'ATTRIBUTION DE CERTIFICATS MDP	8-59
8.1	INTRODUCTION	8-59
8	DETERMINATION DU POTENTIEL DE PROJETS « MECANISM POUR LE DEVELOPPEMENT PROPRE »	ИЕ 8-59
7.3.2	Résultats - scénario de base et analyses de sensibilité	
7.3.1	Hypothèses dans le scénario de base	7-54
7.3	CENTRALE A BIOMASSE – PROJET BIOENERGIE ROSS BETHIO	7-54
7.2.2	Résultats - scénario de base et analyses de sensibilité	7-53
7.2.1	Hypothèses dans le scénario de base	7-52
7.2	CENTRALES PV	7-52
7.1.2	Résultats - scénario de base et analyses de sensibilité	7-50
7.1.1	Hypothèses dans le scénario de base	7-49
7.1	CENTRALES EOLIENNES	
7	ESTIMATION DES PRIX D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PROD PAR LES CENTRALES ENR	
6.2.4.2	Coûts évités du Projet Bioénergie Ross Bethio	





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Ver. 22.06.12	P1180/SENEGAL_ENRRapport_phase_2_etude_Enr_Senegal page	1-6
9.4	INCITATIONS POUR LES PROMOTEURS DES PETITS PROJETS ENI	
9.3	INCITATIONS SOUHAITEES PAR LES PROMOTEURS DE GRANDS PROJETS ENR	
9.2	LES INCITATIONS, SONT-ELLES NECESSAIRES ?	9-70
9.1	PROPOSITION D'UNE APPROCHE POUR DECIDER SI UN PROJET EN MERITE L'OFFRE DES INCITATIONS AUX INVESTISSEURS	NR 9-70
9	DETERMINATION DES MESURES D'INCITATION A OFFRIR AU INVESTISSEURS	JX 9-70
8.6.3	Projet de la centrale à biomasse Ross Béthio (30 MW)	8-68
8.6.2	Projet du parc éolien de Saint Louis	8-66
8.6.1	Projet du parc éolien de Saint Louis	8-64
8.6	IMPACT DU CREDIT CARBONE SUR LES PROJETS ENR QUI POURRAIENT ETRE D'INTERET POUR LE SENEGAL	8-64
8.5	PRIX DU CREDIT CARBONE	8-63
8.4	COUTS LIES AU DEVELOPPEMENT ET A L'OPERATION D'UN PROJ MDP	ET 8-62
8.3	PROPRIETE ET USAGE DES CREDITS	8-61
8.2.7	Délivrance des crédits de réduction d'émission	8-61
8.2.6	Certification	
8.2.5	Vérification de la réduction d'émissions	8-61
8.2.4	Enregistrement du projet 8-	





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

9.5	RENTABILITE DES INCITATIONS POUR LE SENEGAL	9-72
9.5.1	L'approche proposée	9-72
9.5.2	Rentabilité économique	9-73
9.5.2.1	Aperçu de la méthodologie	9-73
9.5.2.2	Quelques résultats	9-73
9.5.3	Rentabilité financière	9-77
9.5.3.1	Aperçu de la méthodologie	9-77
9.5.3.2	Quelques résultats	9-77
9.6	ASPECTS DE FINANCEMENT A CONSIDERER	9-79
9.6.1	Financement des coûts additionnels par une surcharge sur les tarifs	9-80
9.6.1.1	Projets Eoliens	9-80
9.6.1.2	Grands Projets PV	9-83





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

ANNEXES²

Annexe no 5.1	Prix d'achat au 1 avril 2010 dans les pays de l'Union Europeenne pour l'électricité produite à partir des ENR (Euros par kWh)
Annexe no 5.2	Allemagne – Prix d'achat pour l'électricité produite par les centrales ENR
Annexe no 6.1	Coût de revient des centrales de la Sénélec et prix d`achat auprès des producteurs indépendants en 2007, 2008 et 2009
Annexe no 9.1	Analyses économiques des projets des centrales ENR
Annexe no 9.2	Analyse financière des projets des centrales ENR faites du point de vue du secteur public du Sénégal

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





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

LISTE DES TABLEAUX

Tableau no 3.1 - Coût moyen des parcs éoliens	3-17
Tableau no 3.2 - Estimation des coûts d'opération	3-18
Tableau no 3.3 - Coûts d'investissement des parcs éoliens	3-21
Tableau no 3.4 - Coûts d'investissement des centrales solaire thermique	3-24
Tableau no 3.5 - Estimation des coûts d'investissement des centrales à biomasse solide	3-25
Tableau no 3.6 - Estimation des coûts d'investissement des centrales à biogaz	3-26
Tableau no 4.1 - Puissance transmissible – $225 \text{ kV} - 366 \text{ mm}^2 \text{ Almélec}$	4-29
Tableau no 4.2 - Coût estimatif des lignes 225 kV	4-29
Tableau no 4.3 - Puissance transmissible – 90 kV – 240 mm² Almélec	4-30
Tableau no 4.4 - Coût estimatif des lignes 90 kV	4-31
Tableau no 4.5 - Puissance transmissible $-30 \text{ kV} - 148 \text{ mm}^2 \text{ Almélec}$	4-32
Tableau no 4.6 - Coût estimatif des lignes 30 kV	4-32
Tableau no 4.7 - Fourchettes des prix unitaires des composants des postes	4-33
Tableau no 5.1 - Mesures d'incitations appliquées en 2009	5-37
Tableau no 6.1 - Développement du prix annuel moyen du pétrole brut, du taux de chang prix du FO et DO dans la période 2000 - 2009	e et du 6-42
Tableau no 6.2 - Deux scénarios du développement des coûts de revient d'un groupe diesel et TAG qui sont raccordés au réseau interconnecté	t d`une 6-44
Tableau no 6.3 - Deux scénarios du développement des coûts de revient des groupes dies Boutoute (Ziguinchor) et de Tambacounda	sels de 6-46
Tableau no 6.4 - Coûts évités en capacité du projet Bioénergie de Ross-Béthio (30 MW)	6-48
Tableau no 7.1 - Centrales éoliennes - Prix d'achat et temps de retour dans plusieurs scénarios	7-51
Tableau no 7.2 - Centrale PV de Ziguinchor - Prix d'achat et temps de retour dans pluscénarios	usieurs 7-53
Tableau no 7.3 - Projet Bioénergie de Ross Béthio – Prix d'achat et temps de retour dans pluscénarios	usieurs 7-58
Tableau no 8.1 - Coûts liés au développement et à l'opération d'un projet MDP	8-63
Tableau no 8.2 - Impact du crédit carbone sur le prix d'achat du Projet Eolien de Saint Louis MW)	(50,15 8-65
Tableau no 8.3 - Impact du crédit carbone sur le prix d'achat du Projet PV de Ziguinchor (7,3	MWc) 8-67
Tableau no 8.4 - Prix d'achat et temps de retour dans plusieurs scénarios	8-69





9-84

Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Tableau no 9.1 - Potentiel technique en capacité éolienne jusqu'en 2020	9-81
Tableau no 9.2 - Surcharge sur les tarifs appliqués dans le RI pour récupérer les conde 205,2 MW de capacité éolienne mise en service en 2014 (toutes valeurs monétaires !)	
Tableau no 9.3 - Surcharge sur les tarifs appliqués dans le RI pour récupérer les corde capacité éolienne mise en service entre 2014 et 2020 - voir le Tableau 9.1. (Surcha 2010 l)	

Tableau no 9.4 - Potentiel technique en capacité PV pour l'injection dans le RI





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

<u>LISTE DES FIGURES</u>	
Figure no 3.1 - Evolution du Prix des modules photovoltaïques	3-19
Figure no 6.1 - Scénarios du développement du pétrole brut	6-43
Figure no 9.2 - Scénarios du développement des coûts évités en combustibles	9-74





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

1 <u>INTRODUCTION</u>





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

2 <u>RESUME</u>





3-14

page

Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

3 EVALUATION DES COUTS DE PRODUCTION

3.1 <u>DEFINITION DES COUTS DE PRODUCTION</u>

Les coûts de production d'une centrale ENR sont calculés comme suit :

Les différents symboles ont la signification suivante :

- t : index de l'année (2010 : t = 0)
- T : durée de vie de la centrale
- C(t): coûts de la centrale dans l'année t: coûts préparatoires plus coûts d'investissements plus coûts de replacement plus coûts d'opération
- P(t): production de la centrale dans l'année t
- q: taux d'actualisation.

Les coûts sont aussi appelés coûts de production dynamiques dans d'autres documents.

Coûts préparatoires

Les coûts préparatoires comprennent les coûts des activités suivantes :

- présélection du site ;
- mesures de vent dans le cas des éoliennes ;
- étude de faisabilité ;
- étude géotechnique ;
- étude d'impact environnemental;
- négociations avec les propriétaires du terrain ;
- obtention des permis nécessaire ;
- négociation du contrat de raccordement et d'achat d'électricité ;





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

mobilisation du financement du projet.

Coûts d'investissements

Les coûts d'investissements incluent les coûts de transport et les coûts d'installation.

Les coûts de raccordement font normalement partie des coûts d'investissements. Dans ce rapport, ils sont cependant traités séparément ; voir le chapitre 4.

Coûts de remplacement

Les coûts de remplacement se réalisent si des composantes d'une centrale ENR sont à remplacer avant la fin de la durée de vie de la centrale.

Coûts d'opération

Les coûts comprennent les coûts d'exploitation (salaires du personnel chargé de l'exploitation, coûts de communication et de transport, matériel de bureau etc.), les coûts d'entretien et les coûts des assurances.

Taux d'actualisation

Le taux d'intérêt réel est utilisé comme taux d'actualisation. Le taux d'intérêt réel est calculé comme la différence entre le taux d'intérêt nominal et le taux d'inflation. En faisant le calcul avec un taux d'intérêt nominal de 3.5~% - taux payé pour les dépôts³ - et un taux d'inflation de 2.5%⁴, le taux d'intérêt réel est de 1.0~%.

Les paragraphes suivants présentent d'abord l'ordre de grandeur des coûts pour quatre types de centrales ENR : éoliennes, centrales solaires photovoltaïques, centrales solaires thermiques et centrales à biomasse.

Les coûts de production sont estimés pour des projets qui sont proposés d'être réalisés au Sénégal par des promoteurs. Il s'agit des projets : Parc Eolien de Saint Louis (50 MW), Centrale PV à Ziguinchor (7,3 MWc) et Centrale à Biomasse à Ross Bethio (7,5 MW – 30 MW).

 $^{^{3} \} Source: \underline{http://www.tradingeconomics.com/senegal/deposit-interest-rate-percent-wb-data.html.}$

Estimation basée sur <u>http://www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/west-africa/senegal/</u>





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

3.2 PARC EOLIENS

3.2.1 <u>Coûts préparatoires</u>

Les coûts préparatoires dépendent notamment des conditions du site et du cadre législatif. Pour les premiers parcs éoliens au Sénégal, les coûts devraient être dans l'ordre de 2 % à 5 % des coûts d'investissements (dépendent de la puissance totale du projet). L'existence d'un cadre réglementaire qui règle, entre autres, le raccordement et l'achat de l'électricité produite par les éoliennes, devrait réduire les coûts préparatoires.

3.2.2 <u>Coûts d'investissement</u>

En observant le développement du marché des éoliennes depuis les années 1990, on peut constater une réduction modérée de prix. Mais vers 2006/2007, les prix ont augmenté de manière significative à cause d'une part des coûts des matières premières qui ont augmenté, d'autre part par suite à une demande accrue d'éoliennes. Depuis la crise économique les prix sont en train de baisser lentement à cause de la création de nouvelles capacités de production et d'une décélération dans la réalisation de projets futurs. On peut estimer des réductions des pris très faible, mais aussi une faible augmentation du rendement des turbines.

Le développement des prix des aérogénérateurs est naturellement déterminé par le développement de la technologie et des prix des matières (surtout l'acier et le cuivre) et de la situation du marché mais en plus il faut considérer que les fournisseurs ont aussi des intérêts stratégiques particuliers. Dans des pays avec des marchés attractifs ou des règlements transparents avec des risques réduits, on observe des prix des turbines plus bas.

Excepté la caractéristique de la turbine, les coûts d'un projet éolien dépendent des conditions de site comme l'infrastructure, distance au réseau, conditions climatiques extrêmes ou la complexité de terrain. Actuellement les coûts d'investissement d'un projet varient entre moins de 1.000 €/kW (par exemple en Chine avec des équipements locaux) et environ 1.500 €/kW (par exemple dans des conditions difficiles, en montagne ou dans des conditions de vent faible qui exiges des hauteurs de moyeu de plus de 100 m).

En tous cas, on peut estimer que les prix offert pour un parc éolien au Sénégal seront plus élevés que sur les grands marchés internationaux (Europe, Etats Unis, Chine). En considérant la situation actuelle on peut estimer les coûts pour un parc éolien commercial au Sénégal comme précisé dans le tableau suivant





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Composante des coûts d'investissements	EUR / kW	Remarques
Aérogénérateur Capacité environ 1000 kW, hauteur du moyeu 65 - 70 m, inclut tour et SCADA	900 ± 250	Dépend du type d'éolien et de l'hauteur du tour, mais surtout des considérations stratégiques du fournisseur (références, risques, utilisation des capacités de production etc.)
Fondation standard**)	95 ± 10	Condition de site peut exiger de fondations particulières plus chères
Transformateur	40 ± 5	
Transport	70 ± 15	Du lieu de fabrication jusqu`au site d`installation
Installation et commission	50 ± 10	
Grue	40 ± 20	Comprend les coûts de mobilisation de la grue et les coûts par jour de travail
Infrastructure (bâtiment, route interne, câblage interne)	50 ±15	
Gestion de construction, études, planification détaillé, permets etc.	60 ±15	
TOTAL (sans raccordement)	1 305 ± 295	

Tableau no 3.1 - Coût moyen des parcs éoliens

3.2.3 <u>Coûts de remplacement</u>

En principe tous les composants d'un parc éolien sont dimensionnés pour une durée de vie d'au moins vingt ans. Pour éviter des coûts imprévisibles dus aux pannes des composants principaux, les promoteurs conclues normalement des contrats de service qui comprend aussi la réparation et le replacement des composants.

3.2.4 <u>Coûts d`opération</u>

Typiquement le promoteur conclut un contrat de service et de maintenance avec le fournisseur. Le contrat assure la maintenance régulière, les réparations avec des pièces de rechange, une garantie de disponibilité et les assurances nécessaires. Dans ce cas, le promoteur même a besoin seulement de peu de personnel (gestion, gardiens, supervision.).

En se basant sur des investigations des contrats de maintenance existantes dans d'autres pays, on peut estimer les coûts d'opération comme suit :





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Composante des coûts d'opération	EUR / kW / a	Remarques
Contrat de service et maintenance	30 ± 5	Augmentation de 2,5 % par an
Utilisation de terrain	1	Dépend du site
Administration et personnelle locale	5 ± 2	
TOTAL	36 ± 7	Augmentation d`environ 2,0 % par an

Tableau no 3.2 - Estimation des coûts d'opération

On a considéré que les coûts pour le contrat de service seront plus élevés au Sénégal que dans des pays où la technologie éolienne est déjà établie.

3.2.5 Coûts de production du Parc Eolien de Saint Louis

Le Projet Eolien de Saint Louis prévoit l'installation de 50 MW de capacité éolienne. Les données suivantes ont été tirées du document « Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, Parc Photovoltaïque de Ziguinchor, février 2010. (Etude préparée par Lahmeyer International pour le Ministère de l'Energie (Sénégal) et la KfW) ou présentent les hypothèses du consultant.

Capacité installée 50.15 MW (59 éoliennes de 850 kW chacune) Coûts préparatoires (études etc.) 2010 (t=0) : $800,000 \in .2011$ (t=1) : $600,000 \in .2011$

(au total 2% des coûts d'investissements)

Coûts d'investissement 1,300 € par kW; inclut les coûts de transport et les coûts

d`installation

Répartition des coûts d'invest. 2011 (t=1): 40%, 2012 (t=2): 60%

Coûts de remplacement

Coûts d'opération 37 € par kW installé en 2013 ; ensuite +2.0% par an

MWh produite (brute) 86,864 MWh par an à partir de 2013

Durée de vie 25 années (2013 – 2037) Taux de change 656 FCFA / Euro

3.3 <u>CENTRALES SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE</u>

3.3.1 <u>Coûts préparatoires</u>

Par rapport à un parc éolien, les coûts préparatoires pour l'installation d'une centrale photovoltaïque sont plus faibles. La sélection du site est plus simple, la planification technique moins difficile et il n'y a notamment pas le besoin d'investir des montants élevés dans le mesure de la vitesse du vent sur le site sélectionné.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

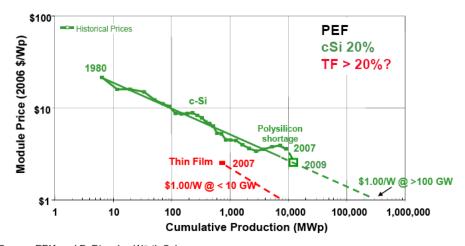
Les coûts préparatoires du premier projet prévu pour le Sénégal - le projet qui envisage l'installation de 7,3 MWc à Ziguinchor -, sont encore élevés. Le promoteur les estime à 4% des coûts d'investissements. Mais cela est largement dû à l'absence d'un cadre réglementaire pour l'utilisation des centrales ENR. Le consultant estime que les coûts préparatoires d'un projet de plusieurs MW seront dans l'ordre de 1% à 3% des coûts d'investissements quand un bon cadre réglementaire existe.

3.3.2 <u>Coûts d'investissement</u>

3.3.2.1 <u>Module</u>

La hausse de la capacité de production dans les dernières années a beaucoup réduit les prix des modules. Actuellement, le prix des modules cristallins varie entre environ 1600 et 2100 €/kWc et le prix des modules couche mince entre 1300 €/kWc et 1700 €/kWc. Les modules cristallins existent depuis des années et beaucoup fonctionnent de plus de 25 années. La technologie couche mince est relativement récente. La durée de vie de ces modules est estimée à environ 20 ans. Concernant la production spécifique (kWh/kW_{inst.}) il n'y a pas des différences générales (voir Rapport Phase I, 3.6.1 Technologie)

La figure suivant montre le développement des prix de module en relation au production cumulative. On peut observer une dégression des prix de environ de 20 USD en 1980 à environ de 20 USD en 2009.



Source: EPIA und B. Dimmler. Würth Solar





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

3.3.2.2 Onduleur

La qualité des onduleurs (fiabilité, efficacité, durée de vie) s'est beaucoup améliorée dans les dernières années et les prix ont chuté. Aujourd'hui, les prix varient entre environ 0,5 €/W (petits onduleurs <10kW) et environ 0,25 €/W (capacité plus de 1 MW).

3.3.2.3 Système de support et infrastructure

Les modules des petits systèmes PV sont normalement intégrés dans le bâtiment ou installés sur les toits. Les modules des grands systèmes PV sont installés sur des cadres de support sur sol, avec ou sans poursuite du soleil.

Pour une grande central PV au Sénégal, l'installation avec cadres de support sur sol sans poursuite soleil est considérée comme la plus adaptée. Les coûts pour les cadres de support, le câblage DC, la préparation du site et d'infrastructure dépendent des conditions du site. Le consultant estime les coûts à 200 - 500 €/kWc.

3.3.2.4 Planification, transport, installation

On calcule typiquement avec des coûts entre compris entre 10 % et 20 % des coûts d'équipement. Pour le Sénégal, la valeur de 20% semble être appropriée.

3.3.2.5 Contrôle d'intégration

Si la centrale PV a besoin d'équipements auxiliaires de contrôle et d'intégration de la production dans le réseau dépend de beaucoup de facteurs, notamment des caractéristiques des autres centrales qui sont raccordées au réseau, des fluctuations de la demande et des fluctuations dans la production de la centrale PV. La détermination et la dimensionnement d'une stratégie appropriée en contrôle nécessite une étude technique détaillée. En principe il peut s'agir de systèmes de contrôle (load management), de stockage à court terme (minutes) ou d'un système de back-up.

3.3.2.6 <u>Stockage à moyen terme (plusieurs d'heures)</u>

Théoriquement, on peut installer une centrale dont la capacité dépasse la demande durant beaucoup d'heures de la journée et utiliser l'excédent de la production pour charger une batterie. Celle-ci injecte ensuite de l'électricité dans le réseau quand la centrale PV ne produit plus. Rappelons dans ce contexte que les heures de production des centrales PV au Sénégal sont de 7 heures le matin jusqu'à 18.30 h le soir. Un tel système pourrait peut-être être rentable si la centrale PV injecte dans un réseau isolé. Mais il est peu probable que le système soit rentable si la centrale PV injecte dans le réseau interconnecté.

Le tableau suivant donne les coûts d'investissement d'une centrale commerciale.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Composants des coûts d'investissements	EUR / kWc	Remarques		
Modules	$1~850 \pm 200$	Cristalline sans cadre, capacité unitaire environ de 200 Wc		
Onduleur	300 ± 50	Technologie actuelle, bonne qualité		
Support et Infrastructure	350 ± 150	Montage sur cadres sur sol, sans poursuite soleil		
Planification, transport, installation	500 ± 100			
TOTAL (sans raccordement)	3 000 ± 500			
Equipement auxiliaire de contrôle et d'intégration au réseau	150	Si nécessaire, à développer pour chaque projet		
Stockage (à moyen terme	850*)	Si nécessaire pour l'exemple décrit, mais dépendent du dimensionnement détaillé		

^{*)} Exemple : Batterie plomb acide stationnaire (OPsZ) ; relation entre énergie utilisée directement et énergie stockée : 50 % / 50% ; 1 kWc à besoin de 5 kWh de capacité de batterie

Tableau no 3.3 - Coûts d'investissement des parcs éoliens

3.3.3 <u>Coûts de remplacement</u>

Centrale sans système de back-up (diesel) et sans batterie

La durée de vie de tous les composants d'une telle centrale est de 25 années ou plus. Ceci dit, il faut s'attendre que quelques composantes soient à remplacer dans les 25 années qui est supposée être la durée de vie d'une centrale PV. Les coûts d'investissements incluent normalement quelques modules et onduleurs que serviront, si nécessaire, comme pièce de remplacement. On peut donc supposer que les coûts de remplacement pratiquement nuls.

Centrale avec système de back-up (diesel) ou avec batterie

Système de back-up : On peut supposer que la durée de vie d'un groupe électrogène qui est utilisé comme back-up soit de 25 années. La durée de vie des batteries est environ de 10 ans (OPsZ; à 50-60 % décharge chaque jour).

3.3.4 <u>Coûts d'opération</u>

Les travaux nécessaires pour l'opération d'une centrale PV raccordé au réseau sont assez limités : gardiennage, nettoyage, supervision, administration. /assurance du projet. Normalement, les coûts d'opération varient entre 0,5 % de l'investissement (pour des centrales de plus de 1MW) et 1 % (pour des installations petits ou des conditions difficiles).

Si la centrale est équipée avec un système de back-up (diesel) ou de stockage (batterie) il faut considérer aussi la maintenance et un ou plusieurs remplacements pendant la durée de vie des modules PV.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

3.3.5 Coûts de production de la Centrale PV de Ziguinchor

Le projet de Ziguinchor prévoit l'installation d'une centrale PV de 7.3 MWc. Les données suivantes ont été fournies par le promoteur du projet ou présentent les hypothèses du consultant.

Capacité installée 7.3 MWc

Coûts préparatoires (études etc.) 2010 : 680,000 €, 2011 : 270,000 €

(au total 4.3% des coûts d'investissements)

Coûts d'investissement 3,000 € par kWc; inclut les coûts de transport et les coûts

d`installation

Répartition des coûts d'invest. 2011: 40%, 2012: 60%

Coûts de remplacement 0

Coûts d'opération 245,000 € par an (= 33.56 € par kWc; environ ??% des coûts

d`investissements)

MWh injecté dans le réseau 11,500 MWh par an à partir de 2013

Durée de vie 25 années (2013 – 2038)

Taux de change FCFA /Euro 656

3.4 CENTRALES SOLAIRE THERMIQUE

3.4.1 <u>Développement de la technologie</u>

L'installation des centrales solaires thermiques a démarré dans les années 1980. Presque toutes les centrales qui ont été installées depuis – environ 500 MW sont installés au total - sont des centrales pilotes. Aujourd'hui, plusieurs projets pour l'installation des centrales commerciales sont en phase de préparation, mais très peu sont réalisée (ou en réalisation).

Actuellement il y de grandes centrales solaire (120-250 MW) hybride en Égypte, au Maroc et Mexique en construction, mais la contribution solaire dans la production totale sera moins de 10%. En Espagne on a récemment complété les projets Andasol I et II (Andasol III est en train de réalisation). Ce sont des centrales solaires thermiques pures, utilisant de collecteurs cylindroparaboliques avec stockage thermique qui présentent les caractéristiques suivantes :

Puissance installé 49,9 MW

- Surface collecteur 497.000 m²

- Stockage thermique pour 8 heurs production pointe

- Production estimée 165,4 GWh/ans





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

3.4.2 <u>Coûts préparatoires</u>

Comme l'expérience avec des centrales solaire thermique est très limitée, l'effort nécessaire pour le développement est difficile à estimer. En tout cas, plusieurs études sont nécessaires : pour l'identification du site, pour le dimensionnement technique, pour l'impact environnemental, etc. Vue qu'il s'agit d'une technologie neuve, on peut s'attendre à ce que la mobilisation du financement, l'obtention des différents permis et les négociations du contrat de raccordement et d'achat d'énergie consomment beaucoup de temps et entrainent donc des coûts relativement élevés.

Le prospectus du projet Andasol III spécifie des coûts développent de projet de 11,8 million d'Euro, ce sont environ de 236 €/kW. En peut estimer que les coûts vont baisser à moyen terme avec l'expérience acquise dans la technologie.

3.4.3 <u>Coûts d`investissements</u>

Selon l'étude «WETO Final Report »⁵, les coûts des centrales existantes sont de l'ordre de 4500 €/kW. Cette étude estime que les coûts se réduisent à 2000 €/kW quand la puissance installée globale sera de quelques GW.

La puissance installée est la puissance de l'unité de génération. Les autres composantes qui constituent la centrale sont le champ solaire et éventuellement un système de stockage. Si la centrale inclut le stockage thermique, cela augmente énormément la surface du champ solaire, relativement à la puissance de l'unité de génération

En se basant sur différentes études, on estime les coûts spécifiques à moyen terme en Europe comme suit :

- Champs solaire héliothermique : 200-250 €/m²

- Unité de génération : 600 -900 €/kW

Stockage thermique : 30-40 €/kWh_{th}

Planification, transport, installation, etc. : 20 % de l'investissement

Pour le Sénégal, les limites supérieures semblent être appropriées.

La durée de vie peut être estimée comprise entre 30 et 40 ans

Pour montrer la dépendance des coûts avec la mode d'opération, le tableau suivant résume la caractéristiques des deux différents types de centrale de 50 MW (pour un rayonnement direct DNI de 1600 kWh/m²/an, correspondant à un site favorable au Sénégal).

⁵ WETO: World energy, technology and climate policy outlook, EC 2003





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

	Sans stockage thermique	Avec stockage thermique
Unité de génération	50 MW	50 MW
Champs solaire (surface collecteur)	167 000 m²	500 000 m ²
Stockage thermique	-	767 MWh _{th}
Rendement total (énergie électrique/énergie solaire)	14 %	12 %
Production annuel	37 408 MWh	96 000 MWh
Investissements (sans raccordement)	104,1 millions €	240,8 millions €
Production spécifique MWh/MW	748	1920
Coûts spécifique (€/kW) (sans raccordement)	2082	4816

Source : Estimation du consultant des coûts à moyen terme.

Tableau no 3.4 - Coûts d'investissement des centrales solaire thermique

Signalons que les coûts indiqués dans le Tableau reflètent l'estimation des coûts à moyen terme. Pour les projets récemment réalisées en Espagne, on a publié des prix encore plus élevés, à savoir environ de 300 million d'Euro pour les projets Andasol I et II et 340 million d'Euro pour le projet Andasol III.

3.4.4 <u>Coûts d'opération</u>

Une étude publiée par la Banque Mondiale en 1999 mentionne des coûts de 3 à 3,5 UScent/kWh . L'étude se basait notamment sur des centrales en Californie. Les coûts annuels correspondaient à environ 2,5% des coûts d'investissements.

Une étude de la DLR estime les coûts annuels d'opération pour des projets dans les régions méditerranés à environ 3,5 % des coûts d'investissements.

Le consultant propose de calculer avec un pourcentage entre 3,5% et 4,5% pour les projets potentiels au Sénégal.

3.5 CENTRALE A BIOMASSE

3.5.1 <u>Coûts préparatoires</u>

L'installation d'une centrale à biomasse peut être attrayant pour une entreprise où la biomasse, qui est utilisée comme combustible dans la centrale, est un sous-produit de la production. C'est, par exemple, le cas dans les sucreries (bagasse), les rizeries (balle de riz), les producteurs de l'huile d'arachide (coques d'arachides) ou les éleveurs de bétail (bouse des vaches) et des scieries. Si ces entreprises consomment de plus l'électricité pour leurs propres besoin, les coûts préparatoires devraient être relativement faible, estimés à 50 000 - 200 000 € ou environ de 0,5 à 1 % de l'investissement.

Les coûts augmentent à environ 2 à 4 % de l'investissement si la centrale injecte dans le réseau ou si la centrale n'utilise pas de sous-produits comme combustible ou si les sous-produits sont à collecter chez





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

d'autres entreprises. A part les activités standard (études de faisabilité, mobilisation du financement, etc.), il faut dans ce cas déterminer les caractéristiques de la biomasse et le mode de collecte et de transport, négocier éventuellement le contrat d'approvisionnement de biomasse, déterminer le site de la centrale, négocier le contrat de raccordement et achat d'énergie, etc.

Cela s'applique, par exemple, à la Centrale à Biomasse qui est envisagée d'être installée à Ross Bethio. Le typha et la balle de riz sont prévus comme combustible. Le typha est à couper, collecter et transporter à la centrale par l'investisseur. La balle de riz est à collecter et transporter à la centrale.

3.5.2 <u>Coûts d'investissement - Centrale à biomasse solide</u>

La technologie la plus établie pour la génération électrique à partir de la biomasse solide est la turbine à vapeur. La puissance installée est typiquement comprise entre 3 et 20 WM_{el}. En dessous de cette puissance, souvent la technologie du cycle organique de Rankine⁶ est préférée. Cette technologie ressemble beaucoup au cycle vapeur mais présente la particularité de comporter deux circuits de fluides. La technologie est moins chère et moins exigeante concernant la qualité, le matériel ou la sécurité. Le rendement électrique de cette technologie est cependant assez bas (rendement électrique 16-20 %), ce qui fait qu'elle est utilisée presque exclusivement pour la cogénération.

Une alternative peut être la technologie de gazéification de la biomasse solide et la combustion dans un moteur à gaz ou pour opération d'une turbine à gaz. En principe les systèmes de gazéification sont applicable dans une grand gamme de puissance (d'environ de 50 kW à 50 MW) avec un rendement de 25% à plus 30%. Malheureusement, la technologie a encore des problèmes techniques et a en permanence besoin de personnel d'opération bien qualifié.

Les coûts d'investissement spécifique de la turbine vapeur varient entre $2000~\mbox{e/kW}$ pour des installations de plus de $20~\mbox{MW}_{el}$ et presque $6000~\mbox{e/kW}$ pour des petites centrales de moins d'un MW. Pour la technologie de gazéification la variation des coûts d'investissement spécifique est moins prononcée (environ de $2500~\mbox{à}~4500~\mbox{e/kW}$). Cela veut dire, en général, pour les centrales de grande puissance, le cycle vapeur est préférable. Néanmoins pour chaque projet de centrale à biomasse, les études de faisabilité détaillée sont nécessaires pour choisir la technologie la plus efficace pour la biomasse disponible et les conditions de site.

Le tableau suivant donne les ordres de grandeur des coûts d'investissement spécifiques.

Puissance de la centrale	Coûts spécifiques
< 20 MW	2000 - 2400 €/kW
10 -20 MW _{el}	2200 - 2600 €/kW
5 -10 MW _{el}	3000 - 4000 €/kW
1-5 MW _{el}	4500 - 5000 €/kW

Tableau no 3.5 - Estimation des coûts d'investissement des centrales à biomasse solide

_

⁶ Voir Rapport Phase I, Chap. Technologie 3.6.3





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

3.5.3 Coûts d'investissements - Centrale de biogaz (par fermentation)

Les coûts d'investissement spécifiques pour une centrale de biogaz dépendent surtout de la puissance de la centrale. L'investissement total est composé par les coûts pour l'unité de production du gaz (digesteur ou système de collecte) qui dépendent du substrat, et les coûts pour la génération, raccordement, contrôle etc., qui sont indépendants du substrat. Pour la détermination des coûts, normalement des études détaillées sont nécessaires. Selon l'agence allemande FNR⁷ les coûts spécifique en Europe sont le suivant :

Puissance de la centrale	Coûts d`investissements
plus de 500 kW _{el}	< 3000 €/kW
250 à 500 kW _{el}	3500 - 3000 €/kW
100 à 250 kW _{el}	3500 - 4000 €/kW
moins de 100 kW _{el}	4000 - 6000 €/kW

Tableau no 3.6 - Estimation des coûts d'investissement des centrales à biogaz

3.5.4 <u>Coûts d`opération</u>

Centrale à biomasse solide

Sans tenir compte des coûts de la biomasse, les coûts annuels d'opération sont estimés à :

- environ 3 % des coûts d'investissements pour le cycle vapeur et le cycle organique de Rankine:
- environ de 6 % des coûts d'investissements pour une centrale de gazéification.

Concernant les coûts de fourniture de la biomasse, ceux-ci sont certainement très faible si la biomasse est un sous-produit et utilisée par le producteur (bagasse utilisée par les sucreries, balle de riz utilisée par les rizeries, etc.). S'il faut collecter la biomasse auprès d'un producteur, le coût d'achat sera probablement faible mais il n'est pas possible de l'estimer et cela s'applique aussi aux coûts de transport.

Pour le typha, différents investigations ont été réalisées pour déterminer des coûts pour la récolte (manuelle), le transport et la préparation du typha. L`étude de faisabilité pour le Projet Bioénergie Ross Bethio, calcule avec des coûts de 20 €/ton (matière sèche) ce qui correspond à 16,9 €/MWh_{th} pour le Typha et 11 à 13 €/ton pour le balle de riz. (Par contre ProNatura a évalué des coûts d'environ 11 €/t pour la récolte manuelle du Typha)

⁷ (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe) Prospectus: Biogas Basisdaten Deutschland

Formatted: German (Germany)

Ver. 22.06.12





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Centrale biogaz

Pour maintenance, personnel, réparations, assurance on calcul avec 3% à 3.5% des coûts d'investissement annuel.

En plus il faut considérer les dépenses pour l'huile d'allumage et éventuellement les coûts relatifs à la fourniture de la biomasse

La consommation d'huile d'allumage est environ de 200 litre/a*kW. En supposant le prix de 1 ϵ /l les couts annuelle sont 200 ϵ /kW.

Les coûts pour l'approvisionnement de la biomasse sont fortement dépendantes des conditions de projet, il n y pas chiffres forfaitaires.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

4 <u>DETERMINATION DES COUTS DE RACCORDEMENT AU RESEAU</u>

Les coûts de raccordement d'une centrale au réseau dépendent essentiellement de deux paramètres :

- La puissance injectée par la centrale dans le réseau ;
- La distance séparant le lieu du site d'implantation de la centrale au point de raccordement au réseau

Ces deux paramètres définissent en principe le niveau de tension du raccordement en tenant compte :

- Des niveaux de tension existant au point de raccordement si celui-ci est constitué d'un poste existant du réseau (dans ce cas, il y a extension d'un poste existant);
- Du niveau de tension de la ligne au point de raccordement si celui-ci est constitué d'un nouveau poste en coupure ou en antenne à créer sur une ligne existante.

Les ouvrages à réaliser pour raccorder une centrale au réseau interconnecté sont donc constitués :

- De la ligne reliant le poste de la centrale au point de raccordement au réseau ;
- D'une extension de poste si le point de raccordement est un poste existant ou d'un nouveau poste.

Les coûts d'investissement des ouvrages présentés ci-après sont estimés sur la base de réalisations récentes et d'ouvrages similaires en cours de réalisation⁸. Les coûts sont donnés en francs constants hors taxes et droits de douane pour l'année 2011. Ils tiennent compte de 7 % d'imprévus techniques et économiques. Les coûts de supervision des travaux sont estimés à 5 % des coûts d'investissements.

4.1 <u>COUTS DES LIGNES</u>

Les niveaux de tension existant au Sénégal sur le réseau interconnecté sont le 225 kV, le 90 kV pour la haute tension et le niveau 30 kV⁹ pour la moyenne tension.

Les coûts ont été estimés pour des lignes présentant les caractéristiques techniques suivantes.

4.1.1 <u>Lignes 225 kV</u>

Les lignes 225 kV sont constituées de pylônes en treillis métalliques à base carrée ou rectangulaire, munis d'un armement du type « chat » ou « Triangle » équipé de 3 câbles conducteur Almélec ASTER 366 mm² et de deux câbles de garde en Almélec/Acier PHLOX 94 dont l'un est équipé de fibres optiques.

⁸ Par exemple la liaison 225 kV Bobo-Dioulasso – Ouagadougou au Burkina, l'interconnexion Mali – Côte d'Ivoire.

⁹ Ce niveau de tension correspond au niveau de tension 33 kV de tension assignée 36 kV selon les normes CEI.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Les fondations « tétrapode » des pylônes sont en béton ou béton armé suivant l'intensité des efforts auxquelles elles sont soumises.

L'isolation de la ligne est réalisée à l'aide de chaînes d'isolateurs en verre trempé du type U 160 BS ou équivalent comprenant 14 éléments en suspension et 15 en ancrage.

Les pylônes de suspension qui constituent la majeure partie des pylônes équipant la ligne ont une portée moyenne de répartition de 450 m. Le coût est estimé pour une proportion de pylônes de suspension de 85 %, les 15 % restant constituant les pylônes d'ancrage d'alignement, les pylônes d'ancrage d'angle et les pylônes d'arrêt de fin de ligne.

Le tableau suivant donne un ordre de grandeur de la puissance transportable pat ces lignes (225 kV, 366 mm² Almélec). Les calculs ont été réalisés en considérant un cos ϕ compris entre 0,85 et 0,90 et une chute de tension maximale de 7,5 % de la tension nominale.

Tension nominale (kV)	Longueur du raccordement (km)	Puissance transmissible (MW)
	57	170 – 200
225	78	120 – 150
	100	90 – 120

Tableau no 4.1 - Puissance transmissible - 225 kV - 366 mm² Almélec

Le tableau suivant donne la décomposition du prix des lignes 225 kV pour une ligne longue de 108 km correspondant pratiquement à la distance séparant l'emplacement retenu pour la réalisation de la centrale Biomasse au poste de Dagana.

Pos.	DESCRIPTION		FOURNITURE		MONTAGE	PRIX TOTAL	
		PT	TRANSPORT	PT CIF	PT		
		(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(%) TOTAI
0	INGENIERIE - DESIGN	1.064.560	-	1.064.560	-	1.064.560	9,4
1	TRAVAUX PREPARATOIRES	-	-	-	544.542	544.542	4,8
2	FONDATIONS	-	-	-	1.638.741	1.638.741	14,5
3	MISE A LA TERRE (FOURNITURE ET POSE)	32.334	3.234	35.568	129.772	165.340	1,5
4	PYLONES ET EMBASES (FOURNITURE & MONTAGE)	1.681.660	153.166	1.834.826	1.036.646	2.871.472	25,5
5	ISOLATEURS ET ACCESSOIRES DE LIGNES (FOURNITURE ET PO	579.000	57.900	636.900	80.717	717.617	6,4
6	CONDUCTEURS ET CABLES DE GARDE (FOURNITURE ET POSE)	1.963.812	117.829	2.081.641	1.231.049	3.312.690	29,4
7	TRAVAUX ANNEXES	97.295	3.891	101.186	88.824	190.010	1,7
8	ESSAIS, TRAVAUX SUPPLEMENTAIRES	-	-	-	30.488	30.488	0,3
	TOTAL	4.354.101	336.020	4.690.121	4.780.779	9.470.900	
	IMPREVU: 7 %	379.306	23.521	402.828	334.655	737.482	6,5
	GRAND TOTAL	5.797.967	359.541	6.157.509	5.115.434	11.272.942	100,0
	(%)	51,4	3,2	54,6	45,4	100,0	1
	COUT DE LA LIGNE (€/km)					104.767	

Tableau no 4.2 - Coût estimatif des lignes 225 kV

Le coût des lignes 225 kV peut être estimé compris entre 100.000 et 110.000 €/km





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

4.1.2 Lignes 90 kV

Les lignes 90 kV sont constituées de pylônes en treillis métalliques à base carrée ou rectangulaire, munis d'un armement « Triangle » équipé de 3 câbles conducteur Almélec ASTER 240 mm² et d'un seul câble de garde équipé de fibres optiques.

Les fondations « tétrapode » des pylônes sont en béton ou béton armé suivant l'intensité des efforts auxquelles elles sont soumises.

L'isolation de la ligne est réalisée à l'aide de chaînes d'isolateurs en verre trempé du type U 120 BS ou équivalent comprenant 7 éléments en suspension et 8 en ancrage.

Les pylônes de suspension qui constituent la majeure partie des pylônes équipant la ligne ont une portée moyenne de répartition de 350 m. Le coût est estimé pour une proportion de pylônes de suspension de 85 %, les 15 % restant constituant les pylônes d'ancrage d'alignement, les pylônes d'ancrage d'angle et les pylônes d'arrêt de fin de ligne.

Le tableau suivant donne un ordre de grandeur de la puissance transportable pat ces lignes (90 kV, 240 mm² Almélec). Les calculs ont été réalisés en considérant un cos ϕ compris entre 0,85 et 0,90 et une chute de tension maximale de 7,5 % de la tension nominale.

Tension nominale (kV)	Longueur du raccordement (km)	Puissance transmissible (MW)
	12	120 – 150
90	18	80 – 100
	34	40 - 50
	58	22 - 30
	80	25 – 20

Tableau no 4.3 - Puissance transmissible – 90 kV – 240 mm² Almélec

Le tableau suivant donne la décomposition du prix des lignes 90 kV pour une ligne longue de 108 km correspondant pratiquement à la distance séparant l'emplacement retenu pour la réalisation de la centrale Biomasse au poste de Dagana.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Pos.	DESCRIPTION		FOURNITURE		MONTAGE	PRIX TOTAL	
		PT TRANSPORT		PT CIF	PT	<u> </u>	
		(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(%) TOTA
0	INGENIERIE - DESIGN	664.560	-	664.560	-	664.560	8,4
1	TRAVAUX PREPARATOIRES	-	-	-	560.091	560.091	7,1
2	FONDATIONS	-	-	-	1.457.545	1.457.545	18,4
3	MISE A LA TERRE (FOURNITURE ET POSE)	36.496	3.649	40.145	163.948	204.093	2,6
4	PYLONES ET EMBASES (FOURNITURE & MONTAGE)	749.157	59.916	809.073	413.863	1.222.936	15,4
5	ISOLATEURS ET ACCESSOIRES DE LIGNES (FOURNITURE ET PO	389.746	38.974	428.720	88.293	517.013	6,5
6	CONDUCTEURS ET CABLES DE GARDE (FOURNITURE ET POSE)	1.244.310	74.659	1.318.969	1.231.049	2.550.018	32,2
7	TRAVAUX ANNEXES	107.345	4.294	111.639	89.900	201.539	2,5
8	ESSAIS, TRAVAUX SUPPLEMENTAIRES	-	-	-	30.488	30.488	0,4
	TOTAL	2.527.054	181.492	2.708.546	4.035.177	6.743.723	1
	IMPREVU: 7 %	223.413	12.704	236.117	282.462	518.580	6,5
	GRAND TOTAL	3.415.027	194.196	3.609.223	4.317.639	7.926.863	100,0
	(%)	43,1	2,4	45,5	54,5	100,0	1
	COUT DE LA LIGNE (€/km)					73.670	1

Tableau no 4.4 - Coût estimatif des lignes 90 kV

Le coût des lignes 90 kV peut être estimé compris entre 70.000 et 77.000 €/km.

4.1.3 <u>Lignes 30 kV</u>

Les lignes 30 kV sont constituées de supports en béton armé munis d'un armement « nappe voûte » en suspension et d'un armement « nappe » en ancrage, équipés de 3 câbles conducteur Almélec ASTER 148 mm².

Les fondations « monopode » des pylônes sont en béton ou béton armé.

L'isolation de la ligne est réalisée à l'aide de chaînes d'isolateurs en verre trempé du type U 70 BS ou équivalent comprenant 3 éléments en suspension et 4 en ancrage.

Les supports de suspension qui constituent la majeure partie des pylônes équipant la ligne ont une portée moyenne de répartition de 120 m. Le coût est estimé pour une proportion de pylônes de suspension de 85 %, les 15 % restant constituant les pylônes d'ancrage d'alignement, les pylônes d'ancrage d'angle et les pylônes d'arrêt de fin de ligne.

Le tableau suivant donne un ordre de grandeur de la puissance transportable pat ces lignes (90 kV, 240 mm² Almélec). Les calculs ont été réalisés en considérant un cos ϕ compris entre 0,85 et 0,90 et une chute de tension maximale de 7,5 % de la tension nominale.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Tension nominale (kV)	Longueur du raccordement (km)	Puissance transmissible (MW)
33	10	18 - 20
	21	8 - 10
	42	4 – 5
	60	≈ 3

Tableau no 4.5 - Puissance transmissible - 30 kV - 148 mm² Almélec

Le tableau suivant donne la décomposition du prix des lignes 30 kV pour une ligne longue de 1 km.

FOURNITURES/TRAVAUX Quantité		Unités Fourniture (Euro)			Montag	e (Euro)	TOTAUX		
			PU	PT	PU	PT	(Euro)	(%)	
Tracé	1	km		0	200	200	200	1,2	
Câbles conducteur	3	km	2187	6561	550	1650	8211	47,6	
Supports de suspension Bét.	7	pièce	330	2310	50	350	2660	15,4	
Supports d'ancrage Bét.	1	pièce	530	530	60	60	590	3,4	
Armement Suspension	7	pièce	30	210	8	56	266	1,5	
Armement d'ancrage	1	pièce	70	70	15	15	85	0,5	
Chaînes de suspension	21	pièce	40	840	2	42	882	5,1	
Chaînes d'ancrage	6	pièce	60	360	3	18	378	2,2	
Fondations Suspension	7	pièce	60	420	30	210	630	3,7	
Fondations Ancrage	1	pièce	230	230	80	80	310	1,8	
				11531		2681	14212		
Matériels et Travaux divers	5	%		577		134	711	4,1	
				12108		2815	14923		
Ingénierie	5	%		605		141	746	4,3	
				12713		2956	15669		
Réserve	10	%		1271		296	1567	9,1	
Totaux/km				13984		3251	17236	100,0	

Tableau no 4.6 - Coût estimatif des lignes 30 kV

Le coût des lignes 30 kV peut être estimé compris entre 17.000 et 18.000 €/km.

4.2 <u>COUTS DES POSTES</u>

Il n'est pas possible de donner une estimation de l'extension d'un poste ou de la construction d'un nouveau poste sans connaître exactement le type de poste, le type d'extension et la puissance nominale éventuelle du ou des transformateurs à installer. Le tableau suivant donne une fourchette de prix unitaires de composants permettant de réaliser une extension de poste existant ou de réaliser un nouveau poste sur une ligne existante.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Composants	Fourchette de prix (milliers ϵ)
Travée ligne 225 kV équipée	320 - 390
Travée Transformateur 225/MT kV	170 - 220
Transformateur 225/MT kV – 40 MVA	1.600 – 2.000
Jeu de barres 225 kV	110 – 140
Travée ligne 90 kV	210 – 260
Travée transformateur 225/90 kV	210 – 270
Transformateur 225/90 kV – 40 MVA	1.400 - 1.800
Jeu de barres 90 kV	100 – 120
Bâtiment poste intérieur	90 – 120
Equipement poste intérieur (nouveau poste)	90 – 120
Equipement poste intérieur (nouveau poste)	400 – 500
Génie civil poste extérieur, charpentes et portiques (nouveau poste)	300 – 400
Génie civil poste extérieur, charpentes et portiques (extension)	100 – 150
Protections, mesures et comptage	100 - 120

Tableau no 4.7 - Fourchettes des prix unitaires des composants des postes





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

5 CONDITIONS SOUHAITEES PAR LES INVESTISSEURS POUR LE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DE L'ELECTRICITE A PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES

5.1 RENDEMENT SOUHAITE

La rentabilité souhaitée par les investisseurs n'est pas connue. Les promoteurs ont mentionnés des rendements dont ils pensent que les investisseurs les souhaitent mais il n'était parfois pas clair de quel rendement le promoteur parlait.

Le Taux Interne de Rendement sur Fonds Propres (TIRFP) et le Temps de Retour sur Fonds Propres (TRFP) 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 dans un document sur la centrale à biomasse à Ross Bethio ¹⁰ 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 ¹¹.

5.2 INCITATIONS SOUHAITEES PAR LES PROMOTEURS AU SENEGAL

Les paragraphes suivants présentent les résultats des discussions que le consultant a eues avec les promoteurs des projets ENR au Sénégal. Le paragraphe no 5.2.7 présente les incitations que d'autres pays offrent pour le développement des centrales ENR.

5.2.1 Prix d'achat garanti

Etant donné que la politique du prix d'achat garanti a, dans beaucoup de pays, énormément contribué au développement de la production de l'électricité à partir des ENR, il est étonnant que cette incitation n'ait pas été mentionnée lors des discussions avec les promoteurs des projets ENR au Sénégal. Le consultant suppose que deux raisons sont à l'origine de cela :

(a) - Les projets des promoteurs sont tous des grands projets qui prévoient l'installation de plusieurs MW. Les promoteurs ont fait des études de faisabilité et sont convaincus qu'ils peuvent offrir au Sénégal un prix d'achat qui est attrayant pour le Sénégal et pour eux. Dans le cas des projets éoliens et du Projet Bioénergie Ross Béthio – ce projet prévoit la

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.

¹¹ Pour les concessions d'électrification rurale, la CRSE considère un rendement sur fonds propres de 13 % pour le calcul des tarifs.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

gazéification du typha et de la balle de riz – ils pensent que le prix sera même sans subvention inférieur aux coûts évités.

(b) - Les promoteurs pensent que même si le Sénégal s'inscrit dans une politique du prix d'achat garanti, beaucoup de temps va encore passer avant qu'une législation n'entre en vigueur qui fixe les prix d'achat – trop de temps par rapport au calendrier que les promoteurs envisagent pour la réalisation de leurs projets.

5.2.2 Garantie de paiement

Le risque de non paiement des factures par la Sénélec ou de délais importants dans les paiements est considéré élevé par les promoteurs. C'est pourquoi les promoteurs souhaitent une garantie de l'Etat ou d'un autre organe (bailleurs de fonds) pour les paiements que la Sénélec devra effectuer pour l'achat d'énergie des centrales ENR. Les promoteurs souhaitent aussi que la garantie soit accompagnée d'un fonds de garantie qui contient plusieurs mois de factures.

5.2.3 <u>Subvention des coûts d'investissements</u>

La subvention des coûts d'investissements est de haute importance pour les promoteurs. La raison principale pour le souhait de recevoir des subventions est que cela facilite le financement du projet. La subvention réduit le montant à financer par des fonds propres et améliore les conditions de crédits.

Une autre raison est que la subvention des coûts d'investissements réduit les risques. Le prix d'achat est plus faible par rapport à une situation sans subvention. Les factures à payer par la Sénélec sont donc plus faibles ce qui réduit pour les investisseurs le risque de non paiement. Une garantie de paiement est cependant quand même souhaitée.

5.2.4 <u>Crédits aux conditions favorables</u>

La mise à disposition des crédits avec des conditions favorables, à savoir un faible taux d'intérêt et une longue période de remboursement, est parmi les souhaites des promoteurs. Cela s'explique notamment par l'impact significatif que les conditions des crédits ont sur le prix d'achat. Plus les conditions sont favorables, plus le prix d'achat est faible et plus le risque de non paiement des factures par la Sénélec est faible.

5.2.5 <u>Fiscalité</u>

Les incitations de fiscalité n'ont pas été mentionnées par les promoteurs. Cela s'explique probablement par le fait que les promoteurs connaissent les avantages que la loi accorde aux investisseurs.

A condition que

- (i) le montant de l'investissement soit égal ou supérieur à 100 millions FCFA,
- (ii) l'investissement projeté permette la création d'une activité nouvelle,





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

les avantages 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 fiscaux accordés pendant la phase d'exploitation portent sur :

- 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.

Ces avantages fiscaux sont aussi accordés aux projets d'extension.

5.2.6 <u>Appel d`offres</u>

Le Projet de Loi d'Orientation sur les Energies Renouvelables prévoit l'appel d'offres comme instrument de choix des producteurs d'électricité. Les dispositions transitoires permettent au ministère chargé de l'énergie, dans les deux ans qui suivent la promulgation de la loi, d'accepter des offres soumises par des promoteurs.

Les promoteurs des premiers projets au Sénégal ne veulent pas que leur projet soit réalisé sur la base d'un appel d'offres, sauf si le Gouvernement ou les bailleurs de fonds les compensent pour tous les travaux préparatoires qu'ils ont déjà réalisés. Les coûts des travaux préparatoires sont élevés. Jusqu'à août 2010, les promoteurs du projet de la centrale PV de 7,3 MWc à Ziguinchor avaient, par exemple, déjà dépensé 680.000 Euros.

Un argument mentionné par les promoteurs contre la politique de l'appel d'offres est qu'un appel d'offres nécessite beaucoup de travaux préparatoires. La sélection du site, la préparation de plusieurs études (faisabilité, ingénierie, géotechnique, environnement, etc.) ainsi que les mesures de vent dans le cas des projets éoliens étaient mentionnés dans ce contexte. Les promoteurs doutent que la Sénélec ou un autre organisme puisse faire tous ces travaux. Ils doutent aussi que le recrutement des consultants

5-36





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

soit une bonne solution parce qu'il faut, entre autres, fixer dans les TdR du consultant les sites à examiner et il se peut que les sites présélectionnés s'avèrent comme peu appropriés pour le projet envisagé. Dans ce cas, le Sénégal aurait investi de l'argent sans obtenir le produit souhaité. Si le promoteur assume ce risque, le Sénégal ne perd pas d'argent.

5.2.7 <u>Incitations offertes dans d'autres pays</u>

Il est important de noter que les mesures présentées ci-dessous font souvent l'objet de modifications. Il en résulte que plusieurs de ces mesures ne sont certainement plus appliquées exactement comme décrites.

Le rapport « Renewables 2010 – Global Status Report » (REN 2010) décrit les mesures d'incitation qui sont appliqués dans le monde pour promouvoir l'utilisation des ENR pour la production d'électricité. Les mesures appliqués en 2009 sont présentés dans le tableau suivant.

Mesure d'incitation	Nombre de pays où le mesure était appliqué en 2009
Prix d`achat garanti	≥ 50
Subvention des coûts d'investissements	≥ 45
Incitations fiscales	Presque tous les pays fournissent quelque forme d'incitation fiscale.
Etablissement d'un fonds ENR qui fournit des crédits aux conditions favorables	Existe dans quelques pays mais le nombre n'est pas connu.
Quotas d`énergie renouvable	≥ 15
Certificats verts	≥7
Décompte net	≥11
Appel d`offres publiques	≥ 21

Source: Renewables 2010 – Global Status Report, tableaux sur les pages 38 et 39.

Voir: http://documents.rec.org/topic-areas/REN21_GSR_2010.pdf

Tableau no 5.1 - Mesures d'incitations appliquées en 2009

5.2.7.1 <u>Prix d`achat garanti</u>

Le système de prix garanti prévoit l'obligation pour les compagnies de distribution d'électricité d'acheter l'électricité ENR produite dans leur zone de desserte à un prix garanti pour une période déterminée, fixé par les autorités publiques.

Le prix de rachat garantit des cash flows réguliers sur une période donnée ce qui permet aux banques de s'engager sur le financement. C'est l'une des raisons de son succès. Elle est également très populaire chez les responsables politiques car le surcoût est normalement répercuté sur le consommateur final sous la forme d'une taxe spéciale.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Plusieurs pays en Afrique étaient parmi les pays qui utilisaient en 2009 le prix d'achat garanti comme instrument de promotion des ENR: Afrique du Sud, Algérie, Île Maurice, Kenya, Tanzanie, Uganda.

Les prix qui étaient en vigueur en avril 2010 dans les pays de l'Union Européenne sont indiqués dans l'annexe no 5.1. Une présentation détaillée des prix qui étaient en vigueur en Allemagne en 2009 et 2010 est donnée dans l'annexe no 5.2.

Le système de prix garantis a pour sa part fait preuve d'une efficacité indiscutable en termes d'augmentation de la capacité de production d'électricité ENR dans les États l'ayant mis en place, en raison des bonnes perspectives de rentabilité des investissements.

En Allemagne, par exemple, la capacité éolienne est passée de 55 MW en 1990 à 25.777 MW à la fin de 2009. Le nombre d'éoliennes, qui était de 405 en 1990, était de 21.164 à la fin de 2009. La capacité des systèmes PV est passée de 1 MWc en 1990 à 8 877 MWc en 2009 (Source : http://www.erneuerbare-

energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee in deutschland graf tab 2009.pdf)

Le système a cependant des faiblesses parce que l'absence de pression concurrentielle ne donne pas de vraies incitations aux innovations et à la réduction des coûts. En fait, le système s`est souvent révélé coûteux en subventions. En 1999, l'Italie avait jugé le système trop coûteux et l'avait remplacé par le système des certificats verts.

La faiblesse de ne pas donner des incitations à réduire le prix de l'électricité a été en partie prise en compte par des systèmes où les prix garantis sont actualises périodiquement en fonction des avancées technologiques et de la réduction des coûts. Ces corrections ont introduit un mécanisme d'incitation à la baisse des coûts et limité la rente des producteurs.

5.2.7.2 Quotas

Il convient de distinguer entre les quotas que les Etats se fixent pour la production de l'électricité à partir des ENR et les quotas que les Etats imposent aux opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité. Les premiers présentent les objectifs que l'Etat souhaite atteindre à moyen ou long terme. Ils ne sont normalement pas juridiquement contraignants. Il n`y a pas un mécanisme de sanction si les quotas ne sont pas atteints.

Les quotas pour les opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité fixent une part de la production électrique totale qui doit être d'origine renouvelable. Aux Etats-Unis, le système des quotas est appelé Renewable Portfolio Standards (RPS). Suivant les pays, les quotas peuvent être imposés aux producteurs, aux distributeurs, aux vendeurs d'électricité ou même aux consommateurs (Suède).

Les quotas sont dans quelques pays juridiquement contraignants - par exemple, au Royaume-Uni et en Suède - mais pas dans tous pays. Si les quotas sont juridiquement contraignants, chaque quota manquant donne lieu à une pénalité financière. Les compagnies d'électricité peuvent remplir leur quota en produisant elles-mêmes à partir d'énergie renouvelable ou en achetant cette énergie à d'autres fournisseurs. Dans les pays qui appliquent aussi le système des certificats verts – voir le paragraphe





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

suivant -, les compagnies peuvent aussi remplir leur quota en acquérant les certificats verts auprès de producteurs d'électricité d'origine des ENR ou sur un marché créé à cet effet.

Le plus souvent, les quotas ne portent pas sur des sources particulières d'énergies renouvelables mais sur l'ensemble des ENR. Aux États-Unis, où une vingtaine des États appliquent les RPS, sept d'entre eux ont fixé un objectif spécifique pour l'énergie solaire, de manière à éviter que l'énergie éolienne ne ramasse toute la mise. Dans le Nevada, par exemple, 5 % de l'objectif établi par le RPS doit provenir de la technologie solaire 12.

5.2.7.3 <u>Certificats verts</u>

Les certificats verts sont des titres données pour la production d'électricité d'origine des ENR. Des certificats sont délivrés à un producteur d'énergie, comme preuve que l'électricité qu'il produit utilise une installation certifiée comme « verte » source d'énergie renouvelable.

Le système des certificats verts est normalement lié au système des quotas. En Europe, la Suède, la Belgique, le Royaume-Uni, l'Italie, la Pologne, le Danemark et la France sont les pays où les certificats verts et le système des quotas sont parmi les instruments utilisés pour développer la filière des énergies renouvelables. En France¹³, Italie et Belgique, le système des certificats verts est volontaire. Au Royaume-Uni, Danemark et Suède, le système est obligatoire, basé sur des quotas (de production, fourniture ou consommation) d'électricité d'origine certifiée renouvelables.

Il a été critiqué que les promoteurs des certificats tendent à sous-estimer la nécessité de sécurité contractuelle pour assurer le financement et la rentabilité des investissements. Ainsi, les agents soumis aux quotas rechercheront des contrats de long terme avec des fournisseurs d'électricité renouvelable à prix stable pour se garantir contre des fluctuations trop importantes du prix des certificats. De même, on imagine difficilement, du côté des développeurs, des stratégies d'investissement basées majoritairement sur les perspectives de vente de certificats; le financement des projets impose en effet la recherche de contrats longs pour assurer leur "bancabilité". Ainsi, au Texas, malgré la possibilité offerte d'échanger des certificats, tous les distributeurs ont pour le moment choisi de négocier des contrats bilatéraux de long terme (10 à 25 ans) pour réaliser leurs quotas de production d'électricité renouvelable. A côté des contrats de long terme, le marché des certificats risque donc d'être étroit, peu liquide, et peu susceptible de donner le prix de référence pour les contrats de long terme. L'efficacité allocative en sera nécessairement affectée, de même que l'incitation à innover pour les développeurs.

Articles sur les certificats verts:

http://alternatives.areva.com/fr/article/alternatives/8 http://fr.wikipedia.org/wiki/Certificat_vert

Source: http://www.delaplanete.org/Les-renouvelables-en-Europe-un-jus.html

La source http://www.netsolaria.fr/siteweb/?p=550 mentionne qu'en 2009, « aucun certificat vert photovoltaïque n'a été émis en France, et nous n'avons aucune idée de leur valeur sur le marché. Puisque il n'existe aucune pression par une obligation légale, le marché des certificats verts ne repose que sur la « bonne volonté » des opérateurs. «





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

5.2.7.4 Appels d`offres

Dans le cadre des appels d'offre, le prix d'achat de l'électricité est fixé par un processus d'enchères. Les producteurs dont les propositions de prix du kilowattheure sont les plus basses sont sélectionnés; l'achat de leur électricité par les compagnies électriques locales au cours de la période prévue par le projet est garanti par un contrat.

En Europe, le système d'appels d'offre (appelé également enchères concurrentielles) a été appliqué en France, notamment dans le cadre du projet Éole 2005, et au Royaume-Uni de 1991 à 2001. Il a été abandonné en France au profit des prix garantis, et au Royaume-Uni en avril 2002 au profit des certificats verts. Le système était appliqué en Chine pour des projets éoliens dans les années 2003 – 2007. Parmi les pays qui ont récemment (depuis 2008) utilisés le système d'appels d'offres, on peut citer le Brésil (programme PROINFA), l'Uruguay, l'Argentine, le Péru et les Philippines.

5.2.7.5 <u>Décompte net</u>

Dans le cas du décompte net, l'énergie renouvelable produite par le client d'une compagnie d'électricité peut compenser l'énergie tirée du réseau électrique.

Aux États Unis, les sociétés d'électricité sont obligées de mettre à disposition de leurs clients le système de décompte net si ceux-ci le demandent. Sauf pour Arizona et Ohio, la puissance maximum que les clients peuvent injecter est cependant limitée. Source : http://en.wikipedia.org/wiki/Net_metering

Le prix payé pour l'énergie renouvelable injectée par les clients est normalement le tarif ou le coût évité. Vue que le coût de l'installation qui produit l'électricité à partir des ENR n'a aucun rapport avec le tarif ou le coût évité, la rentabilité n'est pas bonne pour les clients – notamment pas si le coût évité est payé.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

6 **DETERMINATION DES COUTS EVITES**

COMPOSANTES DES COUTS EVITES 6.1

Les coûts évités comprennent toujours les coûts variables des centrales dont la production est remplacée par la production de la centrale ENR. Dans le cas où la centrale ENR évite l'addition de capacité de production, les coûts évités comprennent aussi les coûts d'investissement de cette capacité. Cela nécessite que la production de la centrale ENR puisse être contrôlée comme celle de la centrale qu'elle remplace.

Les éoliennes et les centrales PV ne peuvent pas remplacer l'installation d'une centrale thermique ou hydroélectrique parce que leur production ne peut pas être contrôlée comme celle de ces centrales. Les variations dans la vitesse du vent empêchent qu'on peut estimer les MW disponibles d'un parc d'éoliennes à un moment donné dans le futur. Il est vrai que la production d'une centrale PV varie nettement moins que celle d'une centrale d'éoliennes - l'irradiation est notamment toujours suffisante pour qu'une centrale PV injecte un minimum de puissance dans le réseau durant la journée - mais on ne peut non plus dire avec la même probabilité par rapport à une centrale thermique ou hydroélectrique que la production soit de X MW à un moment donné dans le futur. Par conséquent, les coûts d'investissements des centrales dont la production sera remplacée par les éoliennes ou centrales PV ne sont pas tenu compte dans le calcul des coûts évités.

Seules les centrales à biomasse sont des candidats pour inclure les coûts d'investissements dans les coûts évités. Théoriquement, le combustible des centrales à biomasse - typha, balle de riz, bagasse, déchets agricoles, etc. - peut être stocké, permettant ainsi de contrôler la production des centrales à biomasse. Par rapport aux produits pétroliers qui constituent les combustibles des centrales traditionnelles au Sénégal, la biomasse n'est normalement pas toujours disponibles.

6.2 ESTIMATION DES COUTS VARIABLES EVITES

6.2.1 Définition des coûts variables évités

Les coûts variables des centrales existantes de la Sénélec et des centrales des producteurs indépendants dans les années 2007 - 2009 sont présentés dans l'annexe no 6.1

Les coûts variables par kWh des centrales de la Sénélec sont appelés coût de revient par la Sénélec. Ils sont calculés en divisant les dépenses pour les combustibles - fuel lourd (FO) ou diesel oil (DO) - et pour l'huile par la production brute. Le prix d'achat de l'électricité produite par les centrales ENR est en FCFA par kWh injecté. Avant de comparer les coûts de revient avec le prix d'achat il faut donc tenir compte de l'impact des deux facteurs :





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

- (a) la consommation propre des centrales de la Sénélec et les pertes de transport jusqu'au point d'injection dans le réseau;
- (b) les pertes de transport jusqu'aux pointes de consommation.

Le point (a) devrait augmenter les coûts de revient des centrales de la Sénélec d'environ 3%. Le point (b) devrait cependant augmenter le prix d'achat parce que les centrales de la Sénélec sont normalement plus proche aux centres de consommation que les centrales ENR. Les calculs faits dans le présent rapport supposent que l'impact des deux points soit presque identique. La comparaison des coûts de revient avec les prix d'achat est donc raisonnable.

L'estimation du développement des coûts variables dans le futur a été liée à l'estimation du développement du prix du pétrole brut (Brent). Le Tableau 6.1 montre qu'il y a une très haute corrélation de 0,98 entre le prix du DO (FCFA/tonne) et le prix du pétrole brut et une très haute corrélation de 0,91 entre le prix du FO (FCFA/tonne) et le prix du pétrole brut. Tenant compte que les prix de ces produits pétroliers constituent la plus grande partie (environ 95%) des coûts variables - le restant est le prix de l'huile - il s'en suit qu'il y a une très haute corrélation entre les coûts variables et le prix du pétrole brut.

Année	Brent	Taux de change	Brent	FO	DO
	US\$ / baril	FCFA / US\$	FCFA / baril	FCFA / tonne	FCFA / tonne
2000	28.50	735.00	20,948	70,358	154,202
2001	24.90	731.10	18,204	93,442	179,547
2002	25.00	694.30	17,358	106,581	165,958
2003	28.50	593.60	16,918	106,166	174,399
2004	38.00	531.50	20,197	97,917	205,511
2005	55.20	528.00	29,146	132,156	276,663
2006	66.10	522.70 34,550	34,550	186,097	346,405
2007	72.70 479.30	34,845	219,608	370,065	
2008	98.50	448.30	44,158	272,788	475,019
2009	62.70	471.70	29,576	228,440	302,351
Corrélatio	n Brent - FO	0.91			
Corrélation Brent - DO		0.98			

Sources

Brent: http://www.ssb.no/ogintma_en/tab-2010-06-22-09-en.html

Taux de change : http://www.fxtop.com/fr/historates Fuel oil (FO): Senelec

Corrélation : Calcul du consultant. Il s'agit de la corrélation entre le prix du Brent en FCFA par baril et le prix du FO ou DO respectivement

Tableau no 6.1 - Développement du prix annuel moyen du pétrole brut, du taux de change et du prix du FO et DO dans la période 2000 - 2009

En mai 2010, ΓEIA (Energie Information Administration des Etats-Unis) a publié trois scénarios de développement du prix du pétrole brut ; voir le Graphique 6.1. Dans le scénario de référence, le prix augmente de 70,3 US\$/baril en 2010 à 108 US\$/baril en 2020 et 133 US\$/baril en 2035. Cela au prix





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

constant de 2008. Dans le scénario « High Oil Price », le prix atteint 186 US\$/baril en 2020 et 210 US\$/baril en 2035. Dans le scénario « Low Oil Price », le prix chute à 52 US\$/baril jusqu`à 2015 et reste ensuite à niveau.

Le scénario optimiste qui est analysé dans ce rapport se base sur le « High Oil Price » de l'EIA. Le scénario « prudent » suppose que le développement du prix du pétrole brut suive le scénario de référence de l'EIA. La réalisation du scénario « Low Oil Price » est considéré très peu probable et son impact n'est pas examiné. Le scénario pessimiste qui est parfois examiné dans ce rapport suppose que le prix des produits pétroliers reste constant, c'èst-à-dire au niveau des prix en 2010.

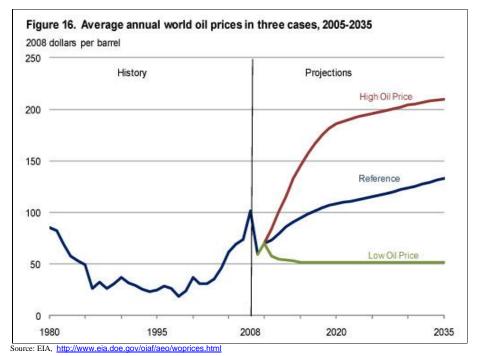


Figure no 6.1 - Scénarios du développement du pétrole brut

Pour le Sénégal, le taux de change entre le FCFA et le US\$ est de même importance pour le développement des coûts des produits pétroliers que le coût du pétrole brut. Dans la période 2000 – 2009, la moyenne annuelle du taux de change variait entre 448 et 735 FCFA par US\$; voir le Tableau 6.1. Entre janvier et mi novembre 2010, le taux variait entre 450 et 550 FCFA par US\$\frac{14}{2}\$. Il n'y a pas de prévisions du développement à long terme du taux de change. Les scénarios présentés dans la suite supposent le taux de change se réduit de 490 FCFA par US\$ en 2010 à 400 en 2020 et reste ensuite à ce niveau. Ce scénario est conservateur dans le sens que les coûts de pétrole brut en FCFA par baril

Source: http://www.fxtop.com/fr/historates





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

augmente moins que le coût en US\$ par baril. Par conséquent, les coûts variables augmentent aussi moins que le coût du pétrole brut en US\$ par baril.

6.2.2 Coûts variables évités dans le cas de l'injection de la centrale ENR dans le RI

Le Tableau 6.2 présente les coûts variables évités (= coûts de revient) dans le cas où une centrale ENR injecte dans le RI.

Année	Prix	Pétrole	Brut	Taux	Coût	s de revient	- Rés	eau Interconn	necté
	Reference	High Oil	Low Oil	de	Scénario (Optimiste		Scénario	Prudent
	Price	Price	Price	change	Diesel	TAG		Diesel	TAG
	US\$ pa	r baril		FCFA/US\$	FCFA	/ kWh		FCFA	/ kWh
2009	63	63	63	472	50	98		50	98
2010	78	78	78	490	65	127		65	127
2011	81	93	64	481	76	149		66	129
2012	88	111	61	472	90	174		71	138
2013	95	128	60	463	101	197		75	146
2014	101	147	59	454	114	222		78	152
2015	105	161	57	445	122	237		79	155
2016	109	173	57	436	129	251		81	158
2017	112	185	57	427	135	263		82	159
2018	116	195	57	418	139	270		82	161
2019	118	201	58	409	140	273		82	160
2020	120	206	58	400	140	273		82	159
2021	122	209	58	400	142	277		83	161
2022	123	212	57	400	144	281		84	163
2023	125	214	57	400	146	284		85	165
2024	126	215	57	400	147	286		86	167
2025	128	217	57	400	148	289		87	170
2026	129	219	57	400	149	291		88	172
2027	131	221	57	400	150	293		89	174
2028	133	222	57	400	152	295		91	177
2029	135	224	57	400	153	298		92	180
2030	137	226	57	400	154	300		93	182
2031	139	228	57	400	155	302		95	185
2032	141	229	57	400	156	304		96	188
2033	143	231	57	400	157	306		98	190
2034	146	232	57	400	158	307		99	193
2035	148	233	57	400	158	309		101	196

Sources : Pétrole brut : EIA, http://www.eia.
Taux de change : estimation du consultant

Tableau no 6.2 - Deux scénarios du développement des coûts de revient d'un groupe diesel et d'une TAG qui sont raccordés au réseau interconnecté





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Calcul des coûts de revient

Coût en 2010 * (prix du pétrole brut dans l'année t en US\$/baril * taux de change dans l'année t) / (prix du pétrole brut en 2010 en US\$/baril * taux de change en 2010)

Le scénario de référence se base sur le « High Oil Price » scénario de l'EIA ; le scénario prudent sur le scénario de référence de l'EIA.

Le coût de revient d'un group diesel en 2010 reflète l'estimation du coût de Kahone 2.

Le coût de revient d'une TAG en 2010 reflète l'estimation du coût de la TAG 4.

L'estimation se base sur les hypothèses suivantes :

- Le prix moyen du pétrole brut (Brent) en 2010 est de 78 US\$/baril;
- Le taux d'accroissement du prix du pétrole brut en US\$/baril au prix 2010 est identique au taux d'accroissement au prix 2008;
- Le taux de change du US\$ par rapport au FCFA se réduit de 490 FCFA/US\$ en 2010 à 400 FCFA/US\$ en 2020 et reste ensuite à ce niveau;
- Le coût évité par une centrale ENR qui injecte dans le réseau interconnecté est le coût de revient d'un groupe diesel qui fonctionne au fuel oil (FO). Le coût de revient de Kahone 2 est utilisé pour refléter ce coût. Le coût en 2010 est estimé à 65 FCFA/kWh;
- Le coût de revient d'une TAG est indiqué pour le cas où l'électricité produite par une centrale ENR remplace la production d'une TAG. Le coût de revient de la TAG 4, fonctionnant au diesel oil, est utilisé pour présenter le coût de revient d'une TAG. Le coût de la TAG 4 en 2010 est estimé à 127 FCFA/kWh.

6.2.3 Coûts variables évités dans le cas de l'injection dans le réseau de Ziguinchor ou de Tambacounda

Le tableau suivant montre l'estimation du développement des coûts de revient des groupes diesels de Boutoute et de Tambacounda.

Signalons qu'il est prévu de raccorder les réseaux de Ziguinchor et de Tambacounda au réseau interconnecté. Cela pourrait avoir lieu en 2017. Le raccordement de Ziguinchor est prévu dans le cadre de la construction de la centrale hydroélectrique de Kaléta (OMVG). Une ligne 225 kV sera construite pour raccorder la centrale au RI à Kaolack. La ligne Kaléta – Kaolack passe par Ziguinchor et le réseau de Ziguinchor sera connecté au RI par un poste prévu à Tanaf. Le raccordement de Tambacounda aura probablement lieu dans le cadre de la réalisation de la centrale de Gouina (OMVS). On peut s'attendre à ce que l'injection de la puissance de la centrale de Gouina dans le RI 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.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Le raccordement au RI aura pour conséquence que les coûts de revient des centrales raccordées au RI présentent les coûts évités. Comme démontré dans le Tableau 6.2, ces coûts sont nettement plus faibles.

Année	Prix	Pétrole	Brut	Taux	Coûts de revient - Réseau Isolé				
	Reference	High Oil	Low Oil	de	Scénario (Optimiste		Scénario	Prudent
	Price	Price	Price	change	Ziguin.	Tambac.		Ziguin.	Tambac.
	US\$ pa	ar baril		FCFA/US\$	FCFA	/kWh		FCFA	kWh
2009	63	63	63	472	84			84	
2010	78	78	78	490	109	145		109	145
2011	81	93	64	481	128	170		111	148
2012	88	111	61	472	150	199		119	158
2013	95	128	60	463	169	225		126	167
2014	101	147	59	454	191	254		131	174
2015	105	161	57	445	204	271		133	177
2016	109	173	57	436	216	287		136	180
2017	112	185	57	427	226	300		137	182
2018	116	195	57	418	232	309		138	184
2019	118	201	58	409	235	312		138	183
2020	120	206	58	400	235	313		137	182
2021	122	209	58	400	239	317		139	184
2022	123	212	57	400	242	321		141	187
2023	125	214	57	400	244	325		142	189
2024	126	215	57	400	246	327		144	191
2025	128	217	57	400	248	330		146	194
2026	129	219	57	400	250	333		148	196
2027	131	221	57	400	252	335		150	199
2028	133	222	57	400	254	338		152	202
2029	135	224	57	400	256	341		155	205
2030	137	226	57	400	258	343		156	208
2031	139	228	57	400	260	346		159	211
2032	141	229	57	400	262	348		161	215
2033	143	231	57	400	263	350		164	218
2034	146	232	57	400	264	351		166	221
2035	148	233	57	400	266	353		169	224

Sources
Pétrole brut : EIA, http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/woprices.html
Taux de change : estimation du consultant

Tableau no 6.3 - Deux scénarios du développement des coûts de revient des groupes diesels de Boutoute (Ziguinchor) et de Tambacounda

<u>Calcul des coûts de revient :</u> Voir la description au-dessous du Tableau 6.2.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

6.2.4 Estimation des coûts évités dans le cas d'une centrale à biomasse

6.2.4.1 <u>Grandes variations entre les centrales à biomasse</u>

Il se peut qu'une centrale à biomasse remplace Γ installation d'une centrale thermique. Dans ce cas, les coûts d'investissements de la centrale dont Γ installation est évitée font partie des coûts d'investissements.

Si une centrale à biomasse remplace l'installation d'une centrale traditionnelle – cette centrale serait normalement un groupe diesel - dépend de deux facteurs :

- La disponibilité de la biomasse. Il faut que la biomasse soit disponible comme le combustible utilisé par la centrale traditionnelle.
- La technologie utilisée par la centrale à biomasse pour produire de l'électricité. Il faut que la technologie ait le même degré de fiabilité comme celle de la centrale traditionnelle.

Si la centrale à biomasse satisfait les deux conditions nécessite des analyses de cas par cas.

Cela est aussi vrai pour l'estimation de l'énergie produite par une centrale traditionnelle qui sera remplacée par l'énergie produite par la centrale à biomasse. Il se peut, par exemple, qu'une centrale à bagasse injecte seulement dans le réseau durant certains mois de l'année et durant ce temps seulement durant certaines heures de la journée.

En résumé, il y a trop de variation au niveau des centrales à biomasse pour qu'on puisse calculer un seul coût évité. Il faut analyser chaque projet pour estimer ses coûts évités.

6.2.4.2 <u>Coûts évités du Projet Bioénergie Ross Bethio</u>

Une centrale à biomasse, alimentée par le typha et la balle de riz, est prévue d'être installée à Ross Bethio par la société SGI. En 2007, SGI avait proposé d'installer 7,5 MW. Le plan actuel prévoit l'installation de 30 MW tout en utilisant la technologie de gazéification.

Les coûts évités se présentent comme suit.

Coûts évités en énergie

Il est supposé que la centrale injecte dans le RI et remplace l'énergie produite par un group diesel ou une TAG. Les coûts évités de l'énergie remplacée sont donc identiques à ceux présentés dans le Tableau 6.2 pour une centrale éolienne.

Coûts évités en capacité

Il est supposé que la centrale à biomasse remplace l'installation d'une centrale traditionnelle. Un calcul précis devrait se baser sur le plan d'expansion de la Sénélec pour déterminer quelle centrale





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

traditionnelle la centrale à biomasse pourrait remplacer et quand. En l'absence de cette information, il est supposé que la centrale à biomasse remplace en 2015 un groupe diesel dont les coûts d'investissements soient de 600 Euros par kW. Cela donne un coût évité en capacité de 18 millions d'Euros. Le Tableau 6.4 montre ce coût évité en FCFA par kWh en fonction de plusieurs hypothèses concernant la durée de vie de la centrale et du taux d'actualisation.

Pour que la centrale à biomasse remplace la capacité d'une centrale traditionnelle, elle doit avoir presque les mêmes caractéristiques concernant la production comme la centrale traditionnelle. Un groupe diesel a typiquement une disponibilité annuelle de 92% (= 8 059 heures par an). Un groupe diesel qui fonctionne en semi-base comme la centrale à biomasse est en moyenne opérée à environ 90% de sa capacité et la consommation auxiliaire est de 3% de la production brute. Dans le cas du remplacement par une centrale à biomasse, il faut de plus tenir compte des pertes de transport. Il est prévu de raccorder la centrale à biomasse au réseau par deux lignes ; une ligne relie la centrale au poste de Dagana et une autre ligne la relie au poste de Sakal. Les pertes de transport sont estimées à 1,5% de la production nette si le raccordement est en 225 kV; voir l'Encadre 2 dans le chapitre 7. Ces hypothèses donnent 207 905 MWh par an qui sont injectés dans le RI. Cela se traduit en coûts évités en capacité traditionnelle comme montré dans le Tableau 6.4.

Coûts évités en capacité	Production injectée	Durée de vie	Taux d`actualisation	Coûts évités en capacité
(1000 Euros)	(MWh par an)			(FCFA/kWh)
18 000	207 905	20	10%	5.51
18 000	207 905	25	10%	5.17
18 000	207 905	20	8%	4.96
18 000	207 905	25	8%	4.56
18 000	207 905	20	12%	6.06
18 000	207 905	25	12%	5.77

Tableau no 6.4 - Coûts évités en capacité du projet Bioénergie de Ross-Béthio (30 MW)





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

7 ESTIMATION DES PRIX D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR LES CENTRALES ENR

Ce chapitre présente les estimations du prix d'achat de l'énergie produite par des centrales ENR. L'estimation est faite du point de vue du promoteur de la centrale. Le prix d'achat par kWh est le prix qui donne au promoteur la rentabilité souhaitée.

La rentabilité est calculée comme le taux interne des valeurs annuelles : dividendes reçus moins fonds propres injectés. La rentabilité est donc le taux interne de rentabilité sur les fonds propres (TIRFP). La valeur souhaitée du TIRFP a été fixée à 11 %.

Le temps de retour sur les fonds injectés est souvent un autre critère des investisseurs. L'objectif est que le temps de retour soit court. Pour les projets d'infrastructures comme les centrales ENR dont la durée de vie est longue, il est rare que le temps de retour soit inférieur à 10 ans.

7.1 <u>CENTRALES EOLIENNES</u>

Le calcul est fait pour le projet du parc éolien de Saint Louis. Signalons cependant que le résultat ne serait pas significativement différent si le calcul était fait pour un autre projet éolien dans la région entre Dakar et Saint Louis. Sauf pour la capacité installée, les hypothèses ne seraient guère différentes pour d'autres projets. Signalons dans ce contexte que la production est proportionnelle à la capacité installée et que cela est aussi vrai pour les coûts d'investissements, les coûts d'exploitation et d'entretien et une partie des coûts préparatoires. Les coûts fixe - dans le modèle les coûts d'assurance par an et une partie des coûts préparatoires – ne changent probablement pas proportionnellement si on augmente ou baisse la capacité installée. Mais vu que les coûts fixes ne comptent que pour un faible pourcentage des coûts totaux 15, leur impact sur le résultat est faible.

7.1.1 Hypothèses dans le scénario de base

Capacité installée 50.15 MW (59 éoliennes de 850 kW chacune)

Coûts préparatoires Coûts fixe : 700 000 Euros

Coûts variables : 1% des coûts d'investissements

Répartition et financement 2011 – coûts fixe plus deux-tiers des coûts variables

2012 - un tiers des coûts variables

Financement des coûts préparatoires par des fonds propres

Dans le projet du parc éolien de Saint Louis, la partie fixe des coûts préparatoires compte pour 1% des coûts préparatoires et d'investissements. Les coûts annuels d'assurance comptent pour 5% des coûts annuels d'exploitation, d'entretien et d'assurance.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Coûts d'investissement 1.400 € par kW; inclut les coûts de transport, d'installation et de

branchement au réseau

Répartition des coûts d'invest. 2012: 40%, 2013: 60%

Renforcement du réseau pas nécessaire (si nécessaire payé par la Senelec)

MWh injecté dans le réseau 1839 MWh par an par MW installé (= 92,226 MWh par an

pour le parc de 50.15 MW)

Démarrage de production 2014

 Durée de vie
 25 années (2014 − 2038)

 Coûts d'exploitation et d'entretien
 35 € par kW installé

 Coûts d'assurance
 100,000 € par an

 Rentabilité souhaitée
 11% sur fonds propres

Financement des coûts d'invest. 1/3 fonds propres, 2/3 crédits bancaires aux conditions

suivantes: - taux d'intérêt 11%,

- intérêts intercalaires durant la période de construction,

- remboursement sur 12 années,

- commission de gestion 50,000 Euros par an

Fonds de roulement 25% des coûts d'exploitation, d'entretien et d'assurance.

Financement par fonds propres

Impôts sur bénéfices 25% des bénéfices avant impôts à condition que la valeur

cumulée des bénéfices avant impôts soit positive. Paiement

des impôts dans l'année prochaine.

Dividendes trésorerie cumulée ex dividendes à condition que (i) la

valeur cumulée des bénéfices après impôts soit positive et

(ii) que les dividendes ne dépassent pas les paiements à

faire dans l'année prochaine.

Taux de change FCFA par Euro 656

7.1.2 <u>Résultats - scénario de base et analyses de sensibilité</u>

Le Tableau 7.1 présente le prix d'achat et le temps de retour dans plusieurs scénarios. Rappelons que le prix d'achat donne la rentabilité souhaitée, supposée être de 11 % sous forme du taux interne de rentabilité sur fonds propres. Le temps de retour indique le nombre d'années après la phase de construction jusqu'à ce que le montant cumulé des dividendes dépasse le montant des fonds propres injectés.

On constate:

Le prix d'achat est sans appui financier dans l'ordre de 90 – 100 FCFA/kWh. Seule une production des éoliennes plus élevée permet de réduire le prix d'achat sans appui financier. Si les éoliennes injectent 2.098 MWh par an par MW installé, le prix d'achat est d'environ 80 FCFA/kWh.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

- L'appui financier a un grand impact. Si l'investisseur a accès aux crédits avec un taux d'intérêt de 5 %, le prix d'achat se réduit à environ 79 FCFA/kWh. Si on subventionne 20 % des coûts d'investissements, il se réduit à 76 FCFA/kWh.
- Le temps de retour est typiquement de 11 ans.

Le temps de retour se réduit (augmente) si le pourcentage des coûts d'investissements qui est financé par des fonds propres augmente (se réduit). Cela s'explique comme suit : Si les fonds propres financent un pourcentage plus élevé (faible) des coûts d'investissements, le montant du crédit est plus faible (élevé). Cela réduit (augmente) le montant à payer pour le service de la dette et il reste donc plus (moins) d'argent pour payer des dividendes.

La subvention réduit dans le modèle le montant du crédit mais pas le montant des fonds propres. Signalons dans ce contexte que le scénario 8 où le promoteur ne finance que 10 % des coûts d'investissements par des fonds propres est très optimiste. Il se peut que les banques commerciales n'acceptent pas de financer un projet éolien dans ce cas ou, si elles le font, demandent d'autres conditions (temps de remboursement plus court, taux d'intérêt plus élevé). Dans les discussions des promoteurs des centrales ENR avec des banques, celles-ci mentionnaient qu'elles souhaitent qu'environ un tiers soit financé par des fonds propres.

No.	Hypothèses – Modification par rapport au scénario de base	Prix d`achat (FCFA/kWh)	Temps de retour (années)
1	Scénario de base	90.9	11
2	Production 2098 MWh/an/MW (1839 dans le scénario de base)	79.7	11
3	Production 1700 MWh/an/MW (1839 dans le scénario de base)	98.4	11
4	Coûts d'investissements 10% plus élevés (1540 FCFA/kW)	98.4	11
5	Coûts d'exploitation, d'entretien et d'assurance 10% plus élevés	92.4	11
6	Coûts préparatoires 3% des coûts d'investissements (2% dans le scénario de base)	92.0	11
7	Taux d'intérêt du crédit 5% (11% dans le scénario de base)	78.9	11
8	Seul 10% des coûts d'investissements financés par fonds propres (33% dans le scénario de base)	86.6	13
9	100% des coûts d'investissements financés par fonds propres	92.6	8
10	Subvention des coûts d'investissements : 20%	76.0	11
11	Impôts sur bénéfices 12,5% (25% dans le scénario de base)	85.4	11
12	Durée de vie 20 années (25 années dans le scénario de base)	96.8	11
13	Rentabilité 12% sur fonds propres (11% dans le scénario de base)	95.8	11
14	Pessimiste : 3 et 4	106.5	11
15	Optimiste: 7 et 10	67.0	10
16	Très optimiste : 2 et 7 et 10	58.7	10

Tableau no 7.1 - Centrales éoliennes - Prix d'achat et temps de retour dans plusieurs scénarios





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

7.2 **CENTRALES PV**

Le calcul est fait pour le projet de Ziguinchor qui envisage Γinstallation de 7,3 MWc. Signalons cependant que le résultat ne serait pas significativement différent si le calcul est fait pour une autre centrale PV installée dans une région présentant la même irradiation. Cela résulte du fait que sauf pour la capacité installée, les hypothèses ne seraient guère différentes pour d'autres projets. Signalons dans ce contexte que la production est proportionnelle à la capacité installée et que cela est aussi vrai pour les coûts d'investissements, les coûts d'exploitation et d'entretien et une partie des coûts préparatoires. Il se peut que les coûts fixe - dans le modèle les coûts d'assurance par an et une partie des coûts préparatoires - ne changent pas proportionnellement si on augmente ou baisse la capacité installée. Mais vue que les coûts fixes ne comptent que pour un faible pourcentage des coûts totaux, leur impact sur le résultat

7.2.1 Hypothèses dans le scénario de base

Capacité installée 7.3 MWcrête

Coûts préparatoires Coûts fixe: 500 000 Euros

Coûts variables : 1% des coûts d'investissements

Répartition et financement 2011 – coûts fixes plus deux-tiers des coûts variables

2012 - un tiers des coûts variables

Financement des coûts préparatoires par des fonds propres

Coûts d'investissement 3.250 Euros par kWc ; inclut les coûts de transport,

d'installation et de branchement au réseau

Répartition des coûts d'invest. 2012 : 40%, 2013 : 60%

Renforcement du réseau pas nécessaire

1.640 MWh par an par MW installé (= 11.972 MWh par an MWh injecté dans le réseau

pour la centrale de 7,3 MWc)

Démarrage de production 2014

25 années (2014 – 2038) Durée de vie

Coûts d'exploitation et d'entretien 150,000 € par an (= 20.55 € par kWc)

Coûts d'assurance

95,000 € par an

Financement des coûts d'invest. 1/3 fonds propres, 2/3 crédits bancaires aux conditions

- taux d'intérêt 11%. suivantes:

- intérêts intercalaires durant la période de construction,

- remboursement sur 12 années,

- commission de gestion 15,000 Euros par an

Fonds de roulement 25% des coûts d'exploitation, d'entretien et d'assurance.

Financement par fonds propres

25% des bénéfices avant impôts à condition que la valeur Impôts sur bénéfices

cumulée des bénéfices avant impôts soit positive. Paiement

des impôts dans l'année prochaine.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Dividendes trésorerie cumulée ex dividendes à condition que (i) la valeur

cumulée des bénéfices après impôts soit positive et (ii) que les dividendes ne dépassent pas les paiements à faire dans Γ année

prochaine.

Taux de change FCFA par Euro 656

7.2.2 <u>Résultats - scénario de base et analyses de sensibilité</u>

Le Tableau 7.2 présente le prix d'achat et le temps de retour dans plusieurs scénarios.

No.	Hypothèses – Modification par rapport au scénario de base	Prix d`achat (FCFA/kWh)	Temps de retour (années)
1	Scénario de base	216.3	12
2	Production 1804 MWh/an/MW (1640 dans le scénario de base)	196.6	12
3	Production 1507 MWh/an/MW (1640 dans le scénario de base)	235.4	12
4	Coûts d'investissements 10% plus élevés (3575 FCFA/kW)	235.8	12
5	Coûts d'exploitation, d'entretien et d'assurance 10% plus élevés	217.7	12
6	Coûts préparatoires 4% des coûts d'investissements (3,1% dans le scénario de base)	218.6	12
7	Taux d'intérêt du crédit 5% (11% dans le scénario de base)	184.5	12
8	Seul 10% des coûts d'investissements financés par fonds propres (33% dans le scénario de base)	205.3	14
9	100% des coûts d'investissements financés par fonds propres	185.5	10
10	Subvention des coûts d'investissements : 20% (1)	177.0	12
11	Impôts sur bénéfices 12,5% (25% dans le scénario de base)	202.1	12
12	Durée de vie 20 années (25 années dans le scénario de base)	231.4	12
13	Rentabilité 12% sur fonds propres (11% dans le scénario de base)	229.0	12
14	Pessimiste : 3 et 4	256.6	12
15	Très optimiste : 2 et 7 et 10	139.3	11
16	(Très) bonnes conditions de financement : subvention de 33% des coûts d'investissements, taux d'intérêts des crédits 5%	131.8	10

⁽¹⁾ La subvention est supposée réduire le montant du crédit mais pas le montant injecté sous forme de fonds propres.

Tableau no 7.2 - Centrale PV de Ziguinchor - Prix d'achat et temps de retour dans plusieurs scénarios





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

On constate:

- Le prix d'achat est sans appui financier de l'ordre de 200 235 FCFA/kWh.
- L'appui financier sous forme d'un faible du taux d'intérêt ou de la subvention des coûts d'investissement permet la forte réduction du prix d'achat de manière. Le prix est, par exemple, dans l'ordre de 180 FCFA/kWh si le taux d'intérêt est réduit de 11% à 5% ou si 20% des coûts d'investissements sont subventionnés. La combinaison des deux conditions conduit à un prix d'achat d'environ 153 FCFA/kWh. Si la subvention, les fonds propres et les crédits financent chacun un tiers des coûts d'investissements, et cela avec un taux d'intérêt de 5% pour les crédits, le prix se réduit à presque 130 FCFA/kWh.

7.3 CENTRALE A BIOMASSE – PROJET BIOENERGIE ROSS BETHIO

Comme mentionné, il y a trop de variations entre les centrales à biomasse pour qu`on puisse faire un calcul semblable à celui fait pour les éoliennes et les centrales PV. C'est pourquoi l'estimation du prix d'achat qui est présentée dans la suite est seulement valable pour le Projet Bioénergie Ross Bethio. Le projet envisage l'installation de 30 MW, alimenté par le typha et la balle de riz.

7.3.1 <u>Hypothèses dans le scénario de base</u>

Les données suivantes se basent largement sur les informations qui se trouvent dans le rapport produit par SGI en 2007. Les coûts ont été actualisés et augmentés d'environ 10%. Les hypothèses que SGI avait utilisées en 2007 sont indiquées ci-après..

Capacité installée 30 MW (SGI 2007 : 7,35 Mw_{el} ; la société envisage

actuellement d'installer 30 MW)

Coûts préparatoires Coûts fixe : 700 000 Euros

Coûts variables : 2% des coûts d'investissements

(SGI 2007 : pas mentionné)

Répartition et financement 2011 – coûts fixes plus deux-tiers des coûts variables

2012 - un tiers des coûts variables

y compris les coûts de raccordement)

Financement des coûts préparatoires par des fonds propres

2500 € par kW; inclut les coûts de transport et d'installation

pas les coûts de raccordement au réseau (SGI 2007 : 2752 €

Coûts d'investissements sans mais coûts de raccordement

par kW,

Répartition des coûts d'invest.

2012:40%, 2013:60%

Coûts de raccordement 723 € par kW en 225 kV; 631 €/kW en 90 kV – Cf.

l`Encadre1.

Répartition des coûts de raccord. 2012 : 40%, 2013 : 60%





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

MWh injectés (racc. en 90 kV) 6473 MWh par an par MW installé =

194 185 MWh par an (racc. en 225 kV) 6 930 MWh par an par MW installé =

207 905 MWh par an

(SGI 2007: 59 134 MWh par an pour la centrale de 7,35 MW)

Démarrage de production

Durée de vie 25 années (2014 - 2038) (SGI 2007 : durée du contrat de

vente qui est envisagé d'être signé avec la Senelec : 15 ans)

Coûts combustibles 20 Euros par tonne pour la collecte et le transport

(SGI 2007 : 18 Euros par tonne)

Coûts d'exploitation et d'entretien 280 € par kW installé par an (= 8400 k€ par an ; le coût inclut

les coûts d'entretien pour le poste de la centrale) (SGI 2007 :

1896 k€ par an pour la centrale de 7,35 MW)

Coûts d'assurance

d'exploitation et d'entretien)

200,000 € par an (SGI 2007 : inclut dans les coûts

Rentabilité souhaitée 11% sur fonds propres (SGI 2007 : 30%!)

Financement des coûts d'invest. 1/3 fonds propres, 2/3 crédits bancaires aux conditions

suivantes:

- taux d'intérêt 11%, - intérêts intercalaires durant la période de construction,

- remboursement sur 12 années,

- commission de gestion 50,000 Euros par an

(SGI 2007: 1/3 fonds propres et 2/3 de financement externe;

conditions pas précisées

Fonds de roulement 25% des coûts des combustibles, d'exploitation, d'entretien et

d'assurance. Financement par fonds propres.

(SGI 2007 : pas mentionné)

25% des bénéfices avant impôts à condition que la valeur Impôts sur bénéfices

cumulée des bénéfices avant impôts soit positive. Paiement des impôts dans l'année prochaine. (SGI 2007 : 25% ;

conditions pas spécifées)

Dividendes trésorerie cumulée ex dividendes à condition que (i) la valeur

cumulée des bénéfices après impôts soit positive et (ii) que les dividendes ne dépassent pas les paiements à faire dans l'année

prochaine. (SGI 2007 : pas mentionné)

Taux de change FCFA par Euro 656

La ligne de raccordement sera exploitée par la Sénélec. Les coûts annuels d'exploitation et d'entretien s'élèvent à ≈ 2 % des coûts de la ligne. Ces coûts ne sont pas inclus dans les coûts d'exploitation et





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

d`entretien précisés ci-dessus (280 FCFA/kW/an). Les coûts se traduisent en 1,0 (0,8) FCFA par kWh injecté si le raccordement est en 225 kV (90 kV).

Encadre 1 : Coûts de raccordement de la centrale Ross Béthio							
La centrale de 30 MW est prévue d'être installée à Diama dans la province de Ross Béthio. Les coûts de							
raccordement supposent que la centrale sera raccordée au poste de Sakal et au poste de Dagana par une ligne de							
225 kV ou de 90 kV. Les coûts sont estimés comme suit :							
Investissements en lignes							
Ligne Diama – Sakal	52,0 km (distance	e en ligne droit 49	9,6 km)				
Ligne Diama – Dagana	113,0 km (distance en ligne	e droit 107,6 km)					
Ligne 225 kV en 366 mm2 Almélec	100 000 I	Euros par km					
Ligne 225 kV en 240 mm2 Almélec	69 000 I	Euros par km					
		_					
Investissements à réaliser aux postes de Sakal et	de Dagana						
	225 k	V	90 kV				
Génie civil poste extérieur, charpentes et portiques	170 000 Euros	180 000 Euros					
Travée ligne 225 kV	350 000) Euros					
Travée ligne 90 kV			240	000			
Euros							
Travée transformateur 225/90 kV		160 00	0 Euros				
Transformateur 225/90 – 40 MVA		1 600 00	0 Euros				
Jeu de barres 90 kV			120	000			
Euros							
Proctections, mesures, comptage et divers	120 000 Euros	200 000 Euros					
Investissements à réaliser pour le poste à Diama							
Génie civil poste extérieur, charpentes et portiques	350 000 Euros	270 000 Euros					
Dûtiment neste int/nierr	100 000 E						

Euros				
Proctections, mesures, comptage et divers	120 000 Euros	200 000	Euros	
Investissements à réaliser pour le poste à Diama				
Génie civil poste extérieur, charpentes et portiques	350 000 Euros	270 000	Euros	
Bâtiment poste intérieur	100 000 Euros	100 000	Euros	
Equipement poste intérieur	500 000 1	Euros	550 000 Euros	
Travée transformateur 225 / MT kV	180 000 1	Euros		
Travée transformateur 225/90 kV			160 000 Euros	
Transformateur 225 / MT – 40 MVA	1 800 000 Euros			
Transformateur 90 / MT – 40 MVA			700	000
Euros				
Jeu de barres 225 kV	120 000 1	Euros		
Jeu de barres 90 kV			120	000
Euros				
Travée ligne Dagana	350 000 1	Euros	240 000 Euros	
Travée ligne Sakal	350 000 1	Euros	240 000 Euros	
Proctections, mesures, comptage et divers	150 000 Euros		150 000 Euros	

0.1.	1	1		suivants	
(eta	donne	des	COLLES	silivants	•

outs survaints.	
225 kV	90 kV
16 500 000 Euros	11 385 000 Euros
640 000 Euros	2 500 000 Euros
640 000 Euros	2 500 000 Euros
3 900 000 Euros	2 530 000 Euros
21 680 000 Euros	18 915 000 Euros
723 Euros par kW	631 Euros par kW
	225 kV 16 500 000 Euros 640 000 Euros 640 000 Euros 3 900 000 Euros 21 680 000 Euros





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Encadre 2 : MWh injectés par la centrale de Ross Béthio

Il est supposé que la centrale fonctionne 92% des heures annuelles et soit opérée durant ce temps à 90% de la capacité installé. La consommation des auxiliaires est estimée à 3% de la production brute. Cela donne une production nette de 211 070 MWh. La production injectée dans le RI dépend du raccordement.

Raccordement en 90 kV: Pertes lignes: 6 % de la production nette. Pertes transformateurs: 2% de la production nette. Il s'agit des pertes des transformateurs à Diama, Sakal et Dagana. Cela donne l'injection de 194 185 MWh par an,

Raccordement en 225 kV : Pertes lignes : 1% de la production nette. Pertes transformateurs : 0,5% de la production nette. Il s'agit des pertes du transformateur à Diama. Cela donne l'injection de 207 905 MWh par an. Dans le rapport de SGI pour une centrale de 7,35 MW_{el}, il est supposé que la centrale injecte 59 134 MWh (appelés "électricité vendue au réseau" dans le rapport). Il est très peu probable qu'une centrale de 7,35 MW_{el} puisse injecter cette quantité. Il faut que la centrale injecte 100 % de sa capacité durant 92% du temps pour obtenir cette quantité d'injection.

7.3.2 <u>Résultats - scénario de base et analyses de sensibilité</u>

Le Tableau no 7.3 présente le prix d'achat et le temps de retour pour plusieurs scénarios.

On constate que le raccordement en 225 kV conduit à un prix d'achat qui est d'environ 4% moins cher par rapport au raccordement en 90 kV. Il est vrai que les coûts de raccordement sont plus élevés si on raccorde la centrale en 225 kV mais cela est plus que compensé par l'augmentation des MWh injectés dans le RI.

Dans la plupart des scénarios, le prix d'achat est entre 85 et 95 FCFA/kWh. Pour obtenir un prix inférieur à 80 FCFA/kWh, il faut de l'appui financier sous forme de reduction du taux d'intérêt ou de subvention. Si le promoteur profite d'une subvention de 20% des coûts d'investissements et de raccordement, le prix d'achat se réduit même à environ 77 FCFA/kWh. Si le taux d'intérêt est de 5%, le prix d'achat se réduit à environ 79 FCFA/kWh. Si les deux mesures sont appliqués, le prix serait de 72 FCFA/kWh.

Les prix d'achat montrés dans le Tableau 7.3 seront probablement réduits de 1,0 FCFA/kWh pour compenser la Sénélec pour les coûts d'exploitation et d'entretien de la ligne 225 kV. Si le raccordement est un 90 kV, la réduction sera de 0,8 FCFA/kWh. Voir le commentaire devant l'Encadre 1 dans le paragraphe 7.3.1.

Selon les informations que le consultant a recues, il est prévu de raccorder la centrale aux postes de Sakal et de Dagana. Le Tableau 7.3 présente aussi le prix d'achat pour le cas où la centrale est seulement raccordée au poste de Sakal. Le prix d'achat serait dans ce cas entre 4 et 6 FCFA/kWh plus faible.

Les calculs ne tiennent pas compte de la possibilité de valorisation des cendres issues du procédé de gazéification. Il s'agit de la production de silice à partir de la balle de riz et de la production de matières minérales qu'on pourrait utiliser comme fertilisants agricoles à partir du typha. Selon l'étude de faisabilité pour le premier projet qui envisageait l'installation d'une centrale de 7,35 MWel, les





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

revenus seraient cependant faibles. L'étude estimait les revenus à moins de 2 % des revenus de vente de l'électricité 16 .

No.	Hypothèses – Modification par rapport au scénario de base	Prix d`achat (FCFA/kWh)	Temps de retour (années)
1	Scénario de base, raccordement en 225 kV	86,6	11
2	Scénario de base, raccordement en 90 kV	90,6	11
Les re	ésultats suivants supposent que le raccordement soit en 225 kV		
3	Coûts d'investissements 10% plus élevés (2750 Euros/kW pour la centrale et 795,3 Euros/kW pour le raccordement)	91,2	11
4	Coûts des combustibles 10% plus élevés (22 Euros/tonne)	87,5	11
5	Coûts d'exploitation, d'entretien et d'assurance 10% plus élevés	89,6	11
6	Coûts préparatoires 3,7% des coûts d'investissements (2,7% dans le scénario de base)	87,2	11
7	Production 10% plus faible (187 114 MWh injectés par an; 207 904 MWh/an dans le scénario de base)	95,1	11
8	Taux d'intérêt du crédit 5% (11% dans le scénario de base)	79,1	11
9	Seul 10% des coûts d'investissements financés par fonds propres (33% dans le scénario de base)	79,9	14
10	100% des coûts d'investissements financés par fonds propres	87,5	8
11	Subvention des coûts d'invest. et de raccordement : 20% (1)	77,3	11
12	Impôts sur bénéfices 12,5% (25% dans le scénario de base)	83,0	11
13	Durée de vie 20 années (25 années dans le scénario de base)	89,3	10
14	Durée de vie 15 années (25 années dans le scénario de base)	94,2	8
15	Rentabilité 12% sur fonds propres (11% dans le scénario de base)	89,7	11
16	Pessimiste: 3, 4 et 5	95,1	11
17	Très pessimiste : 3, 4, 5 et 7	104,5	11
18	Optimiste: 8 et 11	71,8	10
19	Seulement raccordement au poste de Sakal, racc. en 225 kV	80,8	11
20	Seulement raccordement au poste de Sakal, subvention de 20% des coûts d'investissements (10) et taux d'intérêt des crédits 5% (8)	67,8	10

⁽¹⁾ La subvention est supposée réduire le montant du crédit mais pas le montant injecté sous forme de fonds propres.

Tableau no 7.3 - Projet Bioénergie de Ross Béthio – Prix d'achat et temps de retour dans plusieurs scénarios

Source: SGI, Projet Bioenergy Ross Bethio, Rapport Final REPIC, Etudes de Développement / Faisabilité du Projet, décembre 2007, p.23.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

8 <u>DETERMINATION DU POTENTIEL DE PROJETS « MECANISME</u> POUR LE DEVELOPPEMENT PROPRE »

8.1 <u>INTRODUCTION</u>

L'obtention du crédit carbone est possible si un projet des centrales 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 serre¹⁷ 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 le paragraphe suivant.

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.

8.2 PROCESSUS D'ATTRIBUTION DE CERTIFICATS MDP

Le document « Le mécanisme pour un développement propre « donne une excellente description détaillée du processus ¹⁸. Le document a notamment une vocation pratique d'appui au montage de projets. La description suivante donne un résumé des éléments principaux du processus. Il est important de noter que les procédures sont presqu'en permance sous révision et souvent modifiées. Pour connaître les procédures actuelles, il faut visiter le site web http://unfccc.int.

La description suivante ne couvre pas les procédures détaillés. Ceci dit, il convient de souligner que les procédures sont plus simples pour les petits projets. Un projet est un petit projet si la capacité installée ne dépasse pas 15 MW ou si la production d'énergie ne dépasse pas 15 GWh par an ou si la réduction des émissions ne dépasse pas 15 000 tonnes d'équivalent CO_2 .

Ver. 22.06.12

Il y a six gaz à effet de serre qui sont éligibles pour obtenir le crédit carbone : le CO₂, le méthane (CH₄), le protoxyde d'azot (N₂O), les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆).

Voir : http://wbcarbonfinance.org/docs/b fr guide mdp bd.pdf . Le document a été publié en France en 2004 par le Ministère de l'Economie, de Finances et de l'Industrie, la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre et le Fonds Francais pour l'Environnement Mondial.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

8.2.1 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 et est coûteux. La revue du document « Le mécanisme pour un développement propre « indique que sauf peut-être pour une centrale à biomasse qui utilise le typha, les méthologies existent pour les projets ENR qui pourraient être d'intérêt pour le Sénégal (éoliennes, systèmes PV, bagasse, biogaz)

Le PDD doit aussi décrire le plan de suivi 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 ils sont prix en compte fait partie des documents à préparer dans le cadre de validation et d'enregistrement.

8.2.2 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.

8.2.3 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 ».

La preuve de l'additionalité n'est souvent pas facile. Il faut, entre autres, identifier toutes alternatives au projet qui permettent une production de biens ou de services équivalente. Si la seule alternative est le projet proposé, celui-ci n'est pas additionnel. Le promoteur doit aussi montrer que le projet proposé n'est pas, en comparaison avec les alternatives, le projet le plus intéressant financièrement ou économiquement.

Voir Annexe 5 et 6 du document http://wbcarbonfinance.org/docs/b_fr_guide_mdp_bd.pdf . Annexe 5 : Les méthodologies MDP approuvées par le Conseil exécutif et leur utilisation. Annexe 6 : Exemples de méthodologies MDP soumises au Conseil exécutif.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

La discussion du critère de l'additionalité montre que le critère est loin d'avoir atteint une interprétation commune²⁰. Ceci dit, les projets d'énergies renouvelables sont, en générals, considérés comme satisfaisant le critère.

La validation est faite par l'EOD qui l'envoie le rapport de validation au Conseil Exécutif du MDP pour enregistrement.

8.2.4 Enregistrement du projet

Le Conseil Exécutif du MDP décide de l'enregistrement d'un projet au titre du MDP.

8.2.5 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, sauf pour les petits projets, doit être différente de l'EOD qui était chargée de la validation.

Pour les projets générant moins de 6 000 tonnes d'équivalents CO_2 par an, la vérification par une EOD peut être effectuée tous les deux ans, pour autant qu'un système de suivi annuel soit mis en place par le porteur du projet²¹.

8.2.6 <u>Certification</u>

Le certificat est un document qui confirme la réduction d'émissions (en tonnes d'équivalent CO₂) 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. Le rapport de certification doit contenir une demande adressée au Conseil Exécutif du MDP d'émettre une quantité d'URCE (unité de réduction certifiée des émissions) correspondant à la quantité de réductions d'émissions vérifiées.

8.2.7 Délivrance des crédits de réduction d'émission

Le Conseil Exécutif du MDP délivre les crédits sous forme de certificats de réduction des émissions.

8.3 PROPRIETE ET USAGE DES CREDITS

Il n'y a aucune règle standard quant à la propriété des crédits. Le titulaire du crédit peut être l'Etat du pays d'accueil du projet, une entité légale relevant de la juridiction du pays d'accueil, ou une entité

Voir: http://en.wikipedia.org/wiki/Clean_Development_Mechanism

Source: http://www.actioncarbone.org/TP_classic.php?read_tbl=5_5&read_rub=PROJETS%20DE%20CO MPENSATION&read_srub=Charte%20et%20standards&ref_rubrique=5





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

légale relevant de la juridiction du pays où elle dispose d'une raison sociale (pays de l'investisseur étranger).

Le titulaire du crédit carbone peut choisir entre diverses options quant à l'usage du crédit. Il peut, par exemple, décider de conserver le crédit et de l'inscrire dans un compte au sein d'un registre de son choix. Il s'en servira plus tard à sa convenance. Il peut aussi décider de céder le crédit sur le marché.

Les principaux acheteurs des crédits carbone sont des entreprises privées, notamment les entreprises impliquées dans le système européenne d'échange de quotas et les fonds comme le Prototype Carbon Fund ou le Fonds Carbone de Développement Communautaire qui sont gérés par la Banque Mondial. Voir http://wbcarbonfinance.org/Router.cfm?Page=PCF pour la description de ces fonds ainsi que de plusieurs d'autres fonds.

8.4 <u>COUTS LIES AU DEVELOPPEMENT ET A L'OPERATION D'UN PROJET MDP</u>

Une estimation des coûts est présentée dans le Tableau 8.1. L'estimation était préparée en 2004 et se basait sur les expériences du Prototype Carbon Fund de la Banque Mondiale et du programme néerlandais CERUPT. Il faut s'attendre à ce que les coûts ont changé entre temps.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Etapes d'un projet traditionnel	Etapes supplémentaires pour un projet MDP	Coûts additionnels					
Phase préparatoire							
Etude de faisabilité	Documentation du projet : scénario de référence, plan de suivi, recherche d'information pour rédiger le PDD	5 000 à 40 000 €					
Elaboration du projet	Renseignement du PDD : recherche de l'approbation du pays hôte	20 000 à 60 000 €					
Approbation du projet	Validation par l`EOD	15 000 à 40 000 €					
Optionnel : Négociation d'un contrat de vente	Développement d'un contrat de vente pour les certificats	10 000 à 40 000 €					
Enregistrement	Coût d`enregistrement auprès du Conseil Exécutif du MDP	5 000 à 30 000 € (1)					
Total (sans coût de négociation d'un co	45 000 à 170 000 €						
Phase opérationnelle							
Production, maintenance, gestion	Suivi et vérification	1 500 à 15 000 € par an					
	Optionnel : Vente des certificats	Si les juristes sont utilisés : un pourcentage compris entre 3 et 15% de la valeur des certificats					
Enregistrement	Enregistrement auprès du Conseil Exécutif	Pourcentage de la valeur des certificats					
Contribution	Fonds d'adaptation (2)	2% de la valeur des certificats					

Source: http://wbcarbonfinance.org/docs/b_fr_guide_mdp_bd.pdf_(page 20)

Tableau no 8.1 - Coûts liés au développement et à l'opération d'un projet MDP

8.5 PRIX DU CREDIT CARBONE

Entre mars 2007 et octobre 2010, le prix du crédit carbone variait entre environ 8 et 25 Euros par tonne CO2²². En début novembre 2010, il était d'environ 12 Euros par tonne²³.

^{(1) 5 000} Euros pour les projets générant moins de 15 000 tonnes d'équivalent CO_2 par an ; 30 000 Euros pour les projets générant plus de 200 000 tonnes d'équivalent CO_2 par an

⁽²⁾ Le fonds d'adaptation sert à financer des actions visant à aider les pays les moins avancés à s'adapter aux impacts des changements climatiques. Le Sénégal fait partie des pays les moins avancés,

La source http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/45/91/40/PDF/chevallier phasell.pdf (article en francais) montre le développement des prix du crédit carbone entre mars 2007 et mars 2009. La source http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.358464.de (article en anglais) montre le développement entre mi mars 2008 et mai 2010. Il s'agit des prix négociés sur le European Climate Exchange (ECX). Les prix dans la période commune - de mars 2008 à mars 2009 - ne sont cependant pas identiques. Les prix montrés dans la deuxième source sont les prix futurs. Il se peut que les prix de la première source soient les prix spot.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

La plupart des prévisions du prix sont à la hausse. Selon une prévision faite par Barclays Bank en octobre 2010, le prix pourrait atteindre 20 Euros par tonne en 2011²⁴. En 2008, Nordhaus avait proposé que sur la base des coûts économiques des émissions, le prix du crédit carbone devrait être d'environ 30 US\$ par tonne au prix de 2008²⁵.

8.6 <u>IMPACT DU CREDIT CARBONE SUR LES PROJETS ENR QUI</u> POURRAIENT ETRE D'INTERET POUR LE SENEGAL

8.6.1 Projet du parc éolien de Saint Louis

Les résultats présentés dans le Tableau 8.2 se basent sur les hypothèses suivantes concernant le crédit carbone :

- Les éoliennes injectent dans le RI et remplacent l'énergie produite par les groupes diesels dont l'émission de CO2 est de 0,47 tonnes par Mwh²⁶. Cela donne 43 346 tonnes de CO2 par an si on multiplie l'émission spécifique avec la production injectée dans le RI qui est de 92 226 MWh par an dans le scénario de base (= 1839 MWh/an/MW installé). Analyse de sensibilité : 0,40 tonnes/MWh = 36 890 tonnes de CO2.
- Dans la phase préparatoire, les coûts pour l'obtention du crédit carbone sont de 100 000 Euros et se répartissent comme suit : 20% en 2011, 40% en 2012, 40% en 2013. Analyse de sensibilité: 200 000 Euros avec la même répartition.
- Dans la phase opérationnelle, les coûts annuels sont de 10% du montant du crédit carbone.
 Analyse de sensibilité: 5%.

Résultats principaux :

La réduction du prix d'achat grâce au crédit carbone est modérée. Si la réduction spécifique est de 0,47 tonnes CO₂ par MWh et le crédit carbone de 12 Euros par tonne, cela permettrait de réduire le prix d'achat d'environ 3 FCFA/kWh. Cette réduction ne dépasse pas 4,5% du prix d'achat. Si le crédit carbone est de 20 Euros par tonne, la réduction du prix d'achat est d'environ 5 FCFA/kWh. Cette réduction ne dépasse que rarement 7,5% du prix d'achat.

https://www.theice.com/productguide/ProductGroupHierarchy.shtml?groupDetail=&group.groupId= 19 montre les prix des crédits carbone en Europe qui sont traded sur le

http://www.bloomberg.com/news/2010-10-28/united-nations-carbon-credit-prices-may-increase-barclays-says.html

Le rapport "Ministère de l'Energie, KfW : Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, février 2010", mentionne que les émissions de la centrale de Kahone 2 sont de 0,474 tonnes CO₂ par MWh ; voir p. 196 du rapport.

²³ <u>La source</u>

http://en.wikipedia.org/wiki/Carbon_credit





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

- La réduction du prix d'achat est proportionnelle à la réduction spécifique. Si la la réduction spécifique de CO₂ est de 15% plus faible et donc de 0,40 au lieu de 0,47 tonnes par MWh, la réduction du prix d'achat est aussi de 15% plus faible. Elle est donc d'environ 2,5 FCFA/kWh si le prix du crédit est de 12 Euros par tonne et de 4,2 FCFA/kWh Euros si le prix du crédit est de 20 Euros par tonne.
- Les coûts préparatoires et les coûts annuels ont peu d'impact sur la réduction du prix d'achat.

No.	Scénario	Prix d`achat (FCFA/kWh)	Temps de retour (années)
1	Scénario de base sans crédit carbone	90.9	11
	Scénario de base avec crédit carbone (0,47 tonnes CO ₂ par MWh)		
2	Crédit : 12 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	88.0	11
3	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 200 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	88.2	11
4	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 100 000 €, coûts annuels : 5% du crédit	87.9	11
5	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	86.0	11
6	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 200 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	86.2	11
7	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts annuels : 5% du crédit	85.8	11
8	Sans crédit carbone : production 2098 MWh/an/MW (1839 dans le scénario de base)	79.7	11
9	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	76.8	11
10	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	74.8	11
11	Sans crédit carbone : production 1700 MWh/an/MW (1839 dans le scénario de base)	98.4	11
12	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	95.5	11
13	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	93.5	11
14	Sans crédit carbone : 20% subvention des coûts d'investissements, taux d'intérêt des crédits 5%	67.0	10
15	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	64.1	10
16	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	62.2	10
	Scénario de base avec crédit carbone mais seulement 0,40 tonnes ${ m CO_2}$ par MWh		
17	Crédit : 12 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	88.5	11
18	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 100 000 €, coûts an. : 10% du crédit	86.8	11

Tableau no $8.2\,$ - Impact du crédit carbone sur le prix d'achat du Projet Eolien de Saint Louis $(50,\!15\ MW)$





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

8.6.2 Projet du parc éolien de Saint Louis

Les résultats présentés dans le Tableau 8.3 se basent sur les hypothèses suivantes concernant le crédit carbone:

- Jusqu'à et compris 2016, la centrale PV injecte dans le réseau de Ziguinchor où elle remplace l'énergie produite par les groupes diesels de Boutoute dont l'émission de CO2 est de 0,81 tonnes par MWh²⁷. Cela donne 9 697 tonnes de CO2 par an si on multiplie l'émission spécifique avec la production injectée dans le réseau qui est de 11 972 MWh par an dans le scénario de base (= 1640 MWh/an/MW installé).
- A partir de 2017, la centrale PV injecte dans le RI où elle remplace l'énergie produite par un groupe diesel dont l'émission de CO2 est de 0,47 tonnes par MWh.
- Dans la phase préparatoire, les coûts pour l'obtention du crédit carbone sont de 60 000 Euros et se répartissent comme suit : 20% en 2011, 40% en 2012, 40% en 2013. Analyse de sensibilité: 120 000 Euros avec la même réparition.
- Dans la phase opérationnelle, les coûts annuels sont de 10% du montant du crédit carbone. Analyse de sensibilité: 5%.

Résultats principaux :

Le crédit carbone permet seulement une faible réduction du prix d'achat. Un prix de 12 Euros par tonnes de CO2 réduit le prix d'achat d'environ 3 FCFA/kWh. Cette réduction ne dépasse pas 2% du prix d'achat. La réduction est d'environ 5,5 FCFA/kWh si le crédit carbone est de 20 Euros par tonne CO2. Cette réduction ne dépasse que rarement 3,5% du prix d'achat.

Les coûts préparatoires et les coûts annuels du crédit carbone ont peu d'impact sur la réduction du prix d'achat.

Ver. 22.06.12

Le rapport "Ministère de l'Energie, KfW : Etude de Faisabilité, Parc Eolien de Saint Louis, février 2010", mentionne que les émissions de la centrale de Boutoute sont de 0,814 tonnes CO₂ par MWh; voir p. 192 du rapport.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

No.	Scénario	Prix d`achat (FCFA/kWh)	Temps de retour (années)
1	Scénario de base sans crédit carbone	216.3	12
	Scénario de base avec crédit carbone (0,81 tonnes CO ₂ par MWh jusqu'à et compris 2016 ; ensuite 0,47 tonnes)		
2	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 60 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	213.3	12
3	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 120 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	213.8	12
4	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 60 000 €, coûts annuels : 5% du crédit	213.0	12
5	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 60 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	210.9	12
6	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 120 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	211.4	12
7	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 60 000 €, coûts annuels : 5% du crédit	210.5	12
8	Sans crédit carbone : production 1804 MWh/an/MW (1640 dans le scénario de base)	196.6	12
9	Crédit : 12 €/tonne , coûts prép. 60 000 €, coûts an. : 10% du crédit	193.5	12
10	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 60 000 €, coûts an. : 10% du crédit	191.1	12
11	Sans crédit carbone : 20% subvention des coûts d'investissements, taux d'intérêt des crédits 5%	153.2	11
12	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 60 000 €, coûts an. : 10% du crédit	150.1	11
13	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 60 000 €, coûts an. : 10% du crédit	147.7	11
	Scénario de base avec crédit carbone (0,81 tonnes CO ₂ par MWh jusqu`à 2038 – pas de raccordement au RI)		
14	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 60 000 €, coûts an. : 10% du crédit	211.6	12
15	Crédit : 20 €/tonne, coûts prép. 60 000 €, coûts an. : 10% du crédit	208.0	12

Tableau no 8.3 - Impact du crédit carbone sur le prix d`achat du Projet PV de Ziguinchor (7,3 MWc)





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

8.6.3 Projet de la centrale à biomasse Ross Béthio (30 MW)

Les résultats présentés dans le Tableau 8.4 se basent sur les hypothèses suivantes concernant le crédit carbone :

- La centrale injecte dans le RI, remplacant l'énergie produite par les groupes diesels dont l'émission de CO2 est de 0,47 tonnes par MWh. Cela donne 97 715 tonnes de CO2 par an si on multiplie l'émission spécifique avec la production injectée dans le RI qui est de 207 905 MWh par an dans le scénario de base et le raccordement en 225 kV. Analyse de sensibilité : 0,40 tonnes/MWh = 83 162 tonnes de CO2.
- Dans la phase préparatoire, les coûts pour l'obtention du crédit carbone sont de 150 000 Euros et se répartissent comme suit : 20% en 2011, 40% en 2012, 40% en 2013. Analyse de sensibilité: 250 000 Euros avec la même réparition.
- Dans la phase opérationnelle, les coûts annuels sont de 10% du montant du crédit carbone.
 Analyse de sensibilité: 5%.

Résultats principaux :

- La réduction du prix d'achat grâce au crédit carbone est modérée. Si la réduction spécifique est de 0,47 tonnes CO₂ par MWh et le crédit carbone de 12 Euros par tonne, cela permettrait de réduire le prix d'achat d'environ 3 FCFA/kWh. Cette reduction ne dépasse pas 4,0% du prix d'achat. Si le crédit carbone est de 20 Euros par tonne, la réduction du prix d'achat est d'environ 5 FCFA/kWh. Cette réduction ne dépasse que rarement 7,0% du prix d'achat.
- Les coûts préparatoires et les coûts annuels du crédit carbone ont peu d'impact sur la réduction du prix d'achat.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

No.	Scénario	Prix d`achat (FCFA/kWh)	Temps de retour (années)		
1	Sans crédit carbone : Scénario de base, raccordement en 225 kV	86.6	11		
	Les scénarios 2 – 13 supposent que le raccordement soit en 225 kV.				
	Réduction : 0,47 tonnes CO ₂ par MWh injecté par la centrale à biomasse.				
2	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	83.6	11		
3	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 250 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	83.7	11		
4	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 5% du crédit	83.5	11		
5	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	81.6	11		
6	Sans crédit carbone : production 10% plus faible (187 114 MWh injectés par an ; 207 905 MWh/an dans le scénario de base)	95.1	11		
7	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	92.2	11		
8	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	90.2	11		
9	Sans crédit carbone : 20% subvention des coûts d'investissements, taux d'intérêt des crédits 5%	71.8	10		
10	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	68.9	10		
11	Crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	66.9	10		
Réduction : 0,40 tonnes CO ₂ par MWh injecté par la centrale à biomasse					
12	Crédit : 12 €/tonne, coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	84.1	11		
13	Crédit : 20 €/tonn e, coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	82.4	11		
14	Sans crédit carbone : Scénario de base, raccordement en 90 kV Réduction 0,47 tonnes CO₂ par MWh, crédit : 12 €/tonne,	90.6	11		
15	Reduction 0,47 tonnes CO_2 par Mwn, credit: 12 \mathcal{E} /tonne, coûts prép. 150 000 \mathcal{E} , coûts annuels: 10% du crédit	87.7	11		
16	Réduction 0,47 tonnes CO₂ par MWh, crédit : 20 €/tonne , coûts prép. 150 000 €, coûts annuels : 10% du crédit	85.6	11		

Tableau no 8.4 - Prix d'achat et temps de retour dans plusieurs scénarios





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

9 <u>DETERMINATION DES MESURES D'INCITATION A OFFRIR AUX</u> INVESTISSEURS

9.1 PROPOSITION D'UNE APPROCHE POUR DECIDER SI UN PROJET ENR MERITE L'OFFRE DES INCITATIONS AUX INVESTISSEURS

Le consultant propose d'utiliser les critères suivants pour décider si le Sénégal offre des incitations aux investisseurs en centrales ENR :

- les incitations doivent être nécessaires; sans les incitations, les investisseurs potentiels ne s'impliquent pas dans la construction et l'opération de centrales ENR
- les incitations doivent se rentabiliser pour le Sénégal
- les impacts financiers des incitations doivent être financièrement viable.

9.2 <u>LES INCITATIONS, SONT-ELLES NECESSAIRES ?</u>

C'est le marché qui détermine si les incitations sont nécessaires : si l'utilisation des ENR ne se développe pas sans incitations, il faut offrir des incitations.

Il est vrai que sauf pour les centrales hydroélectriques, la production de l'électricité à partir des ENR coûte le plus souvent encore plus chère que la production à partir des centrales traditionnelles. Cela n'implique cependant pas qu'il faut offrir des subventions aux investisseurs potentiels. Le prix d'achat sera plus faible si l'investisseur reçoit une subvention mais si la Sénélec est prête d'acheter l'énergie au prix sans subvention, l'investisseur pourrait réaliser le projet sans subvention. Si dans ce cas, le prix d'achat est supérieur au coût évité, il faut compenser la Sénélec pour la différence ou augmenter les tarifs. Mais ces mesures ne font pas partie des incitations offertes aux investisseurs potentiels.

Il y a probablement aussi des projets ENR qui sont attrayant pour Γ investisseur et Γ acheteur sans aucune subvention ou une autre incitation. Il se peut cependant que les projets ne seront pas réalisés sans subvention. Par exemple, parce que Γ investisseur ne peut pas mobiliser les coûts d'investissements sans subvention ou parce qu'il doute que Γ acheteur respecte toujours ses obligations de paiement.

9.3 <u>INCITATIONS SOUHAITEES PAR LES PROMOTEURS DE GRANDS</u> PROJETS ENR

Le terme « grand projet ENR » signifie que le projet prévoit l'installation de plusieurs MW.

Les incitations souhaitées par les promoteurs des grands projets sont décrites dans le chapitre no 6. Le résumé se présente comme suit :





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

- (a) Subvention des coûts d'investissements ;
- (b) Garantie de l'Etat ou d'un autre organe (e.g. bailleurs de fonds) pour les paiements à
 effectuer par la Sénélec pour les achats d'énergie des centrales ENR;
- (c) Mise à disposition des crédits aux conditions favorables ;
- (d) Signature des contrats sur la base de la proposition de projet. Si les contrats sont attribués sur la base des appels d'offres, compensation des coûts préparatoires en échange pour la mise à disposition de toutes études faites par les promoteurs sur des sujets liés au projet. Dans le cas des projets éoliens, cela inclut les mesures de vent réalisées par les promoteurs.

Les incitations (a) et (b) sont les plus importants. La subvention des coûts d'investissements est souhaitée pour deux raisons principales : elle facilite beaucoup le financement des coûts d'investissements et réduit le prix d'achat. Le dernier a pour conséquence la réduction du risque de non-paiement de la Sénélec des factures d'achat de l'énergie. La garantie d'Etat est souhaitée parce que les investisseurs potentiels doutent que la Sénélec respectera toujours ses obligations de paiement.

Il se peut que les investisseurs n'insistent pas sur une garantie d'Etat si le prix d'achat est inférieur au coût évité. Dans ce cas, la Sénélec payerait moins pour l'achat de l'énergie produite par les centrales ENR qu'elle devrait payer pour les combustibles qu'elle utiliserait dans l'absence des centrales ENR. On peut toujours créer une telle situation par l'instrument de la subvention des coûts d'investissements.

Les incitations fiscales n`étaient pas mentionnées. Cela indique probablement que les promoteurs sont content avec le régime fiscal du Sénégal qui prévoit déjà depuis plusieurs années l`exonération des droits de douanes et de la TVA à l'importation de l'équipement pour les centrales ENR. Cette mesure n`a cependant pas conduit à l'installation des centrales ENR.

Vu le grand succès que la politique du prix d'achat garanti a vu dans beaucoup de pays, il est étonnant que cette incitation n'a pas été mentionnée. Cela est certainement dû au fait que les projets des promoteurs sont tous des grands projets. Les promoteurs pensent qu'avec les incitations souhaitées, notamment (a) et (b), ils peuvent offrir au Sénégal un prix d'achat qui est attrayant pour le Sénégal et pour eux²⁸. Les promoteurs doutent aussi que la promulgation d'un décret qui fixe le prix d'achat ait lieu dans un court délai. Ils ont investi des montants élevés dans la préparation du projet et veulent réaliser le projet le plus tôt possible.

-

Les promoteurs des du Projet Eolien de Saint Louis et du Projet Bioénergie Ross Béthio pensent que le prix d'achat qu'ils peuvent offrir sera probablement même sans subvention inférieur au coût évité. Qu'ils préfèrent recevoir des subventions est dû aux raisons que cela facilite beaucoup le financement et réduit le prix d'achat et donc le risque de non paiement de leurs factures de la part de la Sénélec.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

9.4 <u>INCITATIONS POUR LES PROMOTEURS DES PETITS PROJETS ENR</u>

La politique du prix d'achat garanti est proposé pour les petits projets ENR – projets dont la capacité installée ne dépasse pas 500 kW (?). Le consultant voit cet instrument notamment pour la promotion des petits systèmes PV qui injectent dans le réseau ; les systèmes sont le plus souvent installés sur les bâtiments. Le prix d'achat garanti est probablement aussi un bon instrument pour promouvoir les petites centrales à biomasse, notamment les centrales de biogaz.

Le niveau des prix d'achat garanti devrait permettre à l'investisseur de récupérer les fonds qu'il a investi sur une période de courte durée. En Europe, le temps de retour était au début de la promotion des systèmes PV très court – d'environ 5 ans – parce que le prix d'achat était élevé. Le prix d'achat est actuellement en Europe dans l'ordre de 0,30 Euros/kWh et le temps de retour d'environ 15 années²⁹.

Au Sénégal, le prix d'achat pour l'électricité injectée par un petit system PV devrait être dans l'ordre de ??? (???)FCFA/kWh pour que le temps de retour soit de 10 ans (15 ans). Voir l'Encadre 9.1 pour les détails de ce calcul. (Encadre 9.1 manque encore à cause de manque de données!)

La plupart des pays en Europe avaient au début aussi offert de l'appui financier pour le financement des coûts d'investissements. Il en existe encore mais les pays ont beaucoup réduit le nombre d'instruments et les montants.

Au Sénégal, le financement des coûts d'investissements des petits systèmes PV posera certainement un problème. Une solution pourrait se présenter comme suit : Le Ministère des Energies Renouvelables signe des contrats cadre avec des banques qui s'impliquent dans le financement. Dans le contrat, les banques s'engagent de financer des petits systèmes PV aux conditions suivantes : Les banques deviennent propriétaire des systèmes PV tant que le crédit n'est pas remboursé. Le remboursement se fait à partir du prix d'achat qui est payé par la Sénélec à la banque. Le taux d'intérêt est identique au taux que la banque offre aux particuliers pour l'achat de l'immobilier.

9.5 <u>RENTABILITE DES INCITATIONS POUR LE SENEGAL</u>

9.5.1 <u>L'approche proposée</u>

Il est proposé de seulement offrir des incitations aux investisseurs potentiels si les incitations se rentabilisent pour le Sénégal. Les incitations se rentabilisent si le projet se rentabilise. Le mot « rentabiliser » a deux connotations : la rentabilité au plan économique et la rentabilité au plan financier. Il faut donc faire une analyse économique du projet et une analyse financière.

Les incitations n'entrent normalement pas dans l'analyse économique. L'exception est la subvention mise à disposition par les bailleurs de fonds. L'analyse financière tient compte de toutes incitations

Voir, par exemple; http://desertec-mediterranee.over-blog.com/article-u-49070526.html





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

qu`on peut chiffrer comme, par exemple, la subvention des coûts d'investissements ou le prix d'achat garanti.

Les incitations qu'on ne peut pas chiffrer comme, par exemple, une garantie d'Etat pour les paiements à réaliser par la Sénélec, n'entrent, bien sûr, pas dans les calculs économiques ou financières. La logique est que le Sénégal profite de ces incitations si le projet est rentable.

9.5.2 Rentabilité économique

9.5.2.1 <u>Aperçu de la méthodologie</u>

Le calcul de la rentabilité économique est décrite en détail dans l'Annexe 9.1. Signalons ici que les coûts économiques qui entrent dans le calcul sont les coûts d'investissements et les coûts d'exploitation et d'entretien. Les bénéfices sont les coûts évités, y compris le crédit carbone pour les émissions évitées. Le prix d'achat, garanti ou non, n'entre pas dans le calcul économique ; des subventions sont seulement considérés si elles ne sont ni fournies par le Sénégal et ni à rembourser par le Sénégal au donneur.

La rentabilité économique demande que la valeur actualisée des bénéfices net (= bénefices moins coûts) soit positive. Le taux d'actualisation est typiquement de 10%.

Si un projet n'est pas rentable au plan économique, on ne devrait pas réaliser le projet.

9.5.2.2 Quelques résultats

L'Annexe 9.1 présente les hypothèses et résultats des analyses économiques des projets éoliens, des grands projets PV et du Projet Bioénergie Ross Béthio. Un résumé des résultats est donné ci-après.

Les résultats dépendent énormément des hypothèses concernant le développement des coûts évités. Trois scénarios sont analysés dont le développement des coûts évités est montré dans la figure suivante.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

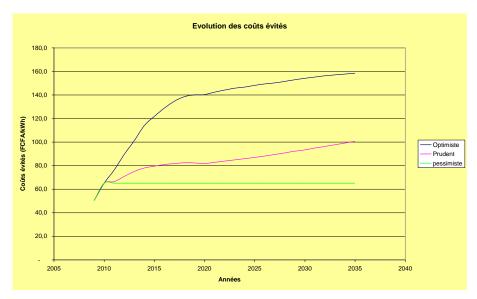


Figure no 9.1 - Scénarios du développement des coûts évités en combustibles

Projets Eoliens

Hypothèses principales

- production injectée 1839 MWh par an par MW installé,
- coûts d'investissements 1400 Euros/kW,
- coûts d'exploitation et d'entretien 35 Euros/an/kW,
- crédit carbone 12 Euros par tonne équivalent CO₂,
- émissions évités 0,47 tonnes CO₂ par MWh injecté,
- durée de vie 25 années.

Ces hypothèses ont été modifiées dans les analyses de sensibilité. Ces analyses se sont concentrées sur des hypothèses moins favorables.

Résultats principaux





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Si on suppose que le développement des coûts évités suit le scénario optimiste, la rentabilité économique est assurée.

Cela s'applique aussi si le développement des coûts évités suit le scénario prudent. Le TIRE est seulement inférieur à 10% si on se base sur des hypothèses très pessimiste. Si, par exemple, les éoliennes injectent seulement 1700 MWh par an par MW installé, tous les coûts économiques sont de 10% plus élevés par rapport au scénario de base et la durée de vie du projet est seulement de 20 ans, le TIRE de 9,4%. Ce n'est pas loin du seuil de 10% et si dans ce cas le projet est supporté par les bailleurs de fonds par une subvention de 20% des coûts d'investissements, le TIRE dépasse 10%.

Dans le scénario pessimiste, le TIRE est le plus souvent inférieur à 10% mais rarement inférieur à 8%. Si les bailleurs de fonds subventionnent 20% des coûts d'investissements, le projet est rentable sauf dans le cas où beaucoup des autres paramètres (production, coûts, durée de vie) ont des valeurs qui sont nettement moins favorables

Grands Projets PV

Hypothèses principales

- production injectée 1640 MWh par an par MW installé,
- coûts d'investissements 3250 Euros/kW,
- coûts d'exploitation et d'entretien 20,5 Euros/an/kW,
- crédit carbone 12 Euros par tonne équivalent CO₂,
- émissions évités 0,47 tonnes CO₂ par MWh injecté si la centrale injecte dans le RI, 0,81 tonnes CO₂ par MWh injecté si la centrale injecte dans un réseau isolé
- durée de vie 25 années.

Ces hypothèses ont été modifiées dans les analyses de sensibilité qui se sont concentrées sur des hypothèses moins favorables.

Si la centrale PV injecte dans le RI ou dans un réseau isolé a un grand impact sur les résultats. Si la centrale injecte dans le RI, le coût évité est nettement plus faible parce qu'il est supposé que les groupes diesels qui injectent dans le RI soient nettement plus efficace que les groupes qui injectent dans un réseau isolé. Signalons que le coût de revient de Kahone 2, qui injecte dans le RI, était de 50,4 FCFA/kWh en 2009 tandis que le coût de revient de Boutoute, dont les groupes diesels injectent dans le réseau isolé de Ziguinchor, était de 84,4 FCFA/kWh.

Résultats principaux

Les résultats indiquent que les grands projets PV sont rentables au plan économique si les coûts évités se développent comme supposé dans le scénario optimiste.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Si le scénario prudent se réalise et la centrale injecte toujours dans le RI, il faut que les bailleurs de fonds subventionnent au moins 50 % des coûts d'investissements pour que le projet soit économiquement rentable. Si la centrale injecte toujours dans un réseau isolé, il faut aussi que les bailleurs de fonds subventionnent une partie des coûts d'investissements mais environ 15% suffisent dans ce cas.

Dans le scénario pessimiste concernant les coûts évités, il faut que les bailleurs de fonds subventionnent même plus pour qu'une grande centrale PV soit rentable. Si la centrale injecte toujours dans le RI, la subvention doit couvrir au moins deux-tiers des coûts d'investissements ; si elle injecte toujours dans un réseau isolé, au moins un tiers.

Projet Bioénergie Ross Béthio

Hypothèses principales

- technologie : gazéification de typha et de balle de riz
- capacité installée 30 MW
- production injectée 6930 MWh par an par MW installé (= 207 905 MWh/an),
- coûts d'investissements en centrale : 2500 Euros/kW,
- coûts de raccordement en 225 kV aux postes de Dagana et de Sakal : 723 Euros/kW
- coûts d'exploitation et d'entretien 280 Euros/an/kW,
- coûts des combustibles : typha 23 Euros/tonne, balle de riz 13 Euros/tonne
- crédit carbone 12 Euros par tonne équivalent CO₂,
- émissions évités 0,47 tonnes CO₂ par MWh injecté
- durée de vie 25 années.

Résultats principaux

Le projet est rentable au plan économique si le développement des coûts évités en combustibles suit le scénario optimiste ou prudent.

Si le développement suit le scénario pessimiste, il faut qu'au moins 20% des coûts d'investissements soient reçus comme subvention des bailleurs de fonds, que la centrale est seulement raccordés au poste de Sakal ou que le crédit carbone est de 20 Euros par tonne de CO2. Dans ces cas, le TIRE est au moins de 9,0% et d'autres bénéfices comme notamment la création d'emploie peuvent justifier la réalisation du projet.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

9.5.3 Rentabilité financière

9.5.3.1 Aperçu de la méthodologie

Le calcul de la rentabilité financière d'un projet ENR pour le Sénégal est décrite en détail dans l'Annexe 9.2.

Le calcul compare les paiements à effectuer par le Sénégal pour le projet d'une centrale ENR avec les recettes et les épargnes grâce au projet. Les paiements se présentent sous forme de paiement des factures pour l'achat de l'électricité produite par les centrales ENR. Les paiements comprennent de plus la subvention donnée à l'investisseur par le Sénégal. Si les bailleurs de fonds fournissent la subvention, celle-ci n'est pas à considérer dans ce calcul. Les recettes se présentent sous forme des impôts sur bénéfices payés par les centrales ENR et sous forme du crédit carbone, cela à condition que le Sénégal soit le propriétaire des certificats de réduction des émissions. Les épargnes se présentent sous forme des coûts évités qui sont notamment les coûts des produits pétroliers qu'on utiliserait pour la production de l'électricité dans l'absence des centrales ENR.

Le consultant recommande de seulement réaliser un projet si la valeur actualisée des recettes et épargnes dépasse la valeur actualisée des paiements. Si c`est le cas, on peut dire que le Sénégal paye moins pour l'utilisation de la centrale ENR qu`elle devrait payer pour l'utilisation de groupes diesels. Le taux d'actualisation devrait être le taux d'intérêt que le Gouvernement doit payer pour les crédits à court terme. Ce taux est estimé à 8% ??

9.5.3.2 <u>Quelques résultats</u>

L'Annexe 9.2 présente les hypothèses et résultats des analyses des projets éoliens, des grands projets PV et du Projet Bioénergie Ross Béthio. Un résumé des résultats est donné ci-après.

Il est toujours supposé que les investisseurs financent un tiers des coûts d'investissements par des fonds propres. Le restant est financé par des crédits qui portent un taux d'intérêt de 11% et sont à rembourser sur 12 ans, à compter de la première année d'exploitation. Si l'investisseur reçoit des subventions pour les coûts d'investissements, il réduit le montant du crédit.

La rentabilité souhaitée est supposée être de 11%. Les impôts à payer sur les bénéfices sont de 25% des bénéfices.

Projets Eoliens

Les prix d'achat sont présentés dans le chapitre 7, Tableaux 7.1. Ils varient entre 59 et 107 FCFA/kWh si on suppose que l'investisseur ne se charge pas à obtenir le crédit carbone. Avec le crédit carbone, le prix serait d'environ 3 (5) FCFA/kWh plus faible si le prix du crédit carbone est de 12 (20) Euros par tonne CO₂.

Les hypothèses principales concernant les coûts des éoliennes et leur production sont celles décrites dans l'Annexe 9.1, paragraphe 4.1.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Coûts évités - scénario optimiste : La rentabilité financière est toujours assuré. Les coûts d'achat pour l'électricité produite par les éoliennes sont à partir de la mise en service (2014) toujours plus faible que les coûts du fuel lourd que la Sénélec devrait acheter pour tourner les groupes diesels dans l'absence des éoliennes.

<u>Coûts évités - scénario prudent :</u> La rentabilité financière est assurée dans presque tous les cas. Par rapport au scénario optimiste, les prix d'achat sont souvent durant beaucoup d'années plus élevés que les coûts évités. Pour éviter cela, il faut que le prix d'achat soit inférieur à 80 FCFA/kWh. Cela nécessite que les coûts d'investissements soient subventionnés d'au moins de 20% ou que l'investisseur ait accès à des crédits au taux d'intérêt qui ne dépasse pas 5%.

Coûts évités - scénario pessimiste : Il y a peu de cas où le projet est financièrement rentable sous cette condition. Il faut dans ces cas que le financement puisse être réalisé aux conditions favorables. Un tel cas se présente, par exemple, si les coûts d'investissements sont subventionnés par les bailleurs de fonds à 20% et si de plus le promoteur recoit des crédits avec un taux d'intérêt de 5%. Dans ce cas, le prix d'achat est de 67 FCFA/kWh. C'est encore supérieur au coût évité (65,1 FCFA/kWh) mais les impôts sur les bénéfices et le crédit carbone assurent la rentabilité financière.

Grands Projets PV

Les prix d'achat sont présentés dans le chapitre 7, Tableau 7.2. Ils varient entre 132 et 235 FCFA/kWh si on suppose que l'investisseur ne se charge pas à obtenir le crédit carbone. Avec le crédit carbone, le prix serait d'environ 3 (5,5) FCFA/kWh plus faible si le prix du crédit carbone est de 12 (20) Euros par tonne CO₂.

Les hypothèses principales concernant les coûts d'un grand projet PV et la production sont décrites dans l'Annexe 9.1, paragraphe 4.2.

Coûts évités - scénario optimiste : Si le raccordement au RI a lieu en 2017, il faut que le prix d'achat est dans l'ordre de 180 FCFA/kWh ou plus faible pour que le projet soit financièrement rentable pour le Sénégal. Cela nécessite le financement des 100% des coûts d'investissements par des fonds propres (très peu probable) ou accès aux crédits avec des conditions favorables (taux d'intérêt 5%) ou la subvention des coûts d'investissements à l'hauteur d'au moins de 20% et cela par les bailleurs de fonds. Si le raccordement au RI a lieu après 2020, le projet est rentable avec des prix d'achat plus élevé que 180 FCFA/kWh et donc avec des conditions de financement moins favorables.

Dans les scénarios qui sont rentables pour le Sénégal, le pays profite de la centrale typiquement jusqu`au date de raccordement au RI (coûts évités + crédit carbone + impôts sur bénéfices > coûts d'achat). Ensuite le pays réalise durant plusieurs années des pertes (coûts évités + crédit carbone + impôts sur bénéfices < coûts d'achat). Vers la fin de la durée de vie, le Sénégal profite de nouveau de la centrale PV

<u>Coûts évités - scénario prudent :</u> Il y a des cas où le projet est rentable mais cela demande en principe que le prix d'achat ne dépasse pas 140 FCFA/kWh et que le raccordement au RI a lieu après 2020. Pour que le prix ne dépasse pas 140 FCFA/kWh, il faut que les bailleurs de fonds fournissent des subventions et que l'investisseur a accès à des crédits très favorables. Si, par exemple, les bailleurs de fonds subventionnent 30% des coûts d'investissements et le promoteur obtient des crédits à 5%, un prix d'achat de 137 FCFA/kWh lui donne la rentabilité de 11% sur fonds propres. Si le projet est dans





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

ce cas pas raccordé au RI avant 2023, il est aussi rentable pour le Sénégal. A partir de 2023, les coûts d'achat dépassent les bénéfices (= coûts évités + crédit carbone + impôts sur bénéfices). Mais le « profit » que le Sénégal a réalisé jusqu'à 2022 dépasse ces « pertes » dans un calcul des valeurs actualisées.

Coûts évités - scénario pessimiste : Le projet est seulement rentable pour le Sénégal si la centrale PV injecte toujours dans un réseau isolée, alimentée par des groupes diesels peu efficace (coût évité 109 FCFA/kWh au prix de 2010). De plus il serait nécessaire que les bailleurs de fonds subventionnent au moins 50% des coûts d'investissements. Cela permettrait un prix d'achat d'environ 114 FCFA/kWh. C'est toujours supérieur au coût évité mais le crédit carbone et les impôts payés sur les bénéfices auraient pour conséquence que le projet serait rentable pour le Sénégal.

Projet Bioénergie Ross Béthio

Les prix d'achat sont présentés dans le chapitre 7, Tableau 7.3. Ils varient entre 72 et 105 FCFA/kWh si on suppose que l'investisseur ne se charge pas à obtenir le crédit carbone. Avec le crédit carbone, le prix serait d'environ 3 (5) FCFA/kWh plus faible si le prix du crédit carbone est de 12 (20) Euros par tonne CO₂.

Les hypothèses principales concernant les coûts du projet et sa production sont décrites dans l'Annexe 9.1, paragraphe 4.3.

<u>Coûts évités - scénario optimiste :</u> La rentabilité financière est toujours assuré. Les coûts d'achat pour l'électricité produite par la centrale sont à partir de sa mise en service (2014) toujours plus faible que les coûts évités et cela sans tenir compte des coûts évités en capacité.

<u>Coûts évités - scénario prudent :</u> Le projet est dans la plupart des cas rentable dans ce scénario. Le prix d'achat est normalement durant beaucoup d'années supérieur au coût évité mais cela est surcompensé par le crédit carbone et les impôts sur bénéfices.

<u>Coûts évités - scénario pessimiste :</u> Il faut que le prix d'achat est dans l'ordre de 70 FCFA/kWh pour que le projet soit rentable pour le Sénégal. Pour que un tel prix donne à l'investisseur le rendement souhaité (11% sur fonds propres), il faut de l'appui financier ; par exemple sous forme d'une subvention d'environ 35% des coûts d'investissements ou une subvention de 25% et des crédits aux taux d'intérêt de 5%. La subvention doit être fournie par les bailleurs de fonds ; sinon, elle constitue un coût pour le Sénégal et le projet ne se rentabilise pas pour le pays au prix d'achat de 70 FCFA/kWh.

9.6 <u>ASPECTS DE FINANCEMENT A CONSIDERER</u>

L'analyse financière décrite ci-dessus ne tient pas compte de certains aspects de financement que l'utilisation des centrales ENR peut entraîner. Deux questions importants ne sont pas considérées dans l'analyse :

Qui finance les subventions fournies par le Sénégal ?





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

 Qui finance les coûts additionnels qui se présentent si le prix d'achat est supérieur au coût évité ?

Il y a en principe trois possibilités de financement :

- financement par les abonnés par l'augmentation des tarifs ou une surcharge ;
- financement par le Gouvernement ;
- financement par la Sénélec.

Les analyses suivantes se concentrent sur le financement par les abonnés.

9.6.1 <u>Financement des coûts additionnels par une surcharge sur les tarifs</u>

Le financement des coûts additionnels par une surcharge est la politique appliquée dans beaucoup de pays. L'Encadre 9.1 informe sur le mécanisme appliqué en Allemagne.

Encadre 9.1 : Récupération des coûts additionnels des centrales ENR en Allemagne En Allemagne, les abonnés paient les coûts différentiels qui sont calculés comme :

Coût moyen d'achat de l'électricité produite par les centrales ENR (Cent/kWh)

- Coût moyen d'approvisionnement en énergie électrique (Cent/kWh)
 - = Coûts différentiels (Cent/kWh)

En 2008, les coûts différentiels s'élevaient à 6,3 Cent/kWh; voir (1). Ils étaient récupéres comme suit. Les abonnés qui n'étaient pas (largement) exemptés de la récupération, consommaient en 2008 environ 419,000 GWh dont 71,500 GWh (= 17%) étaient fournis par les centrales ENR. Cela donne un coût moyen additionnel (appelé « EEG-Umlage ») de 1.1 Cent/kWh (= 0.17*6.3). Pour un ménage typique – celui consommait 3,500 kWh par an – cela se traduisait en coûts additionnels d'environ 3,80 Euros par mois, y compris la TVA de 19% qui est levée sur la surcharge. Le montant de 3,80 Euros comptait pour environ 6% du montant total de la facture mensuel d'électricité du ménage. En 2009, la surcharge avait augmenté à 4,15 Euro par mois. L'estimation pour 2010 est de 7,00 Euros par mois et pour 2011 de 12 Euros par mois ; voir (2).

(1) IfnE, Beschaffungsmehrkosten der Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2008 (Differenzkosten nach §15 EEG), Mars 2009. http://www.ifne.de/download/ifne %20EG-Differenzkosten Strom 2008.pdf

(2) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf den Haushaltsstrompreis im Jahr 2009 mit Ausblick auf das Jahr 2010. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_strompreiserhoehungen_eeg2009_bf.pdf

9.6.1.1 <u>Projets Eoliens</u>

Les analyses suivantes supposent que le potentiel technique soit installé. Comme présenté dans le Rapport 1, le potentiel technique dépend de beaucoup de facteurs, notamment de la mise en service de la deuxième centrale de Sendou. Le Tableau 9.1 montre deux scénarios. Le premier scénario suppose que la deuxième centrale de Sendou ne sera pas mise en service avant 2021. Le deuxième scénario suppose que Sendou 2 sera mise en service en 2016.

Le potentiel montré dans le Tableau 9.1 a été calculée sur la base d'une production spécifique de 1839 MWh par an par MW installé. Le potentiel qui est supposé être installé est de 8% plus élevé que le





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

potentiel technique d'injection. L'augmentation de 8% reflète les pertes entre la production brute et la puissance injectée dans le RI. Le potentiel installé s'oriente au potentiel dans le futur. Si celui est plus faible que le potentiel actuel, on installe seulement le minimum du futur.

Année	Potentiel technique d'injection dans le RI (MW) comme calculé dans le Rapport 1			Potentiel technique supposé être installé (MW installé)		
	Sendou 2 après 2020	Sendou 2 en 2016		Sendou 2 après 2020	Sendou 2 en 2016	
2012	140	140				
2013	155	155				
2014	190	190		205,2	53,0	
2015	240	240		259,2	53,0	
2016	275	65		275,4	53,0	
2017	255	49		275,4	53,0	
2018	270	68		291,6	73,4	
2019	325	135		351,0	145,8	
2020	375	195		405,0	210,6	

Tableau no 9.1 - Potentiel technique en capacité éolienne jusqu'en 2020

La surcharge est d'abord calculé pour l'installation de 205,2 MW de capacité éolienne. Cette capacité est supposée être mise en service le 1 janvier 2014.

Les autres hypothèses sont :

- (a) Le prix d'achat est de 90,9 FCFA/kWh; voir le Tableau 7.1 dans le chapitre 7. Ce prix d'achat donne à l'investisseur une rentabilité de 11% sur les fonds propres injectés. L'investisseur ne recoit pas de subventions et paye d'intérêts de 11% sur le crédit qu'il utilise pour financer deux-tiers des coûts d'investissements (un tiers est financé par des fonds propres).
- (b) Les coûts évités suivent le scénario prudent ; voir le Tableau 6.2 dans le chapitre 6. Ils sont dans ce cas inférieurs au prix d'achat jusqu'à et compris 2028.
- (c) Signalons dans ce contexte que si les coûts évités suivent le scénario optimiste, le prix d'achat est toujours plus faible. Dans ce cas, on pourrait donc réduire les tarifs par rapport à la situation où on n'utilise pas l'énergie éolienne.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

(d) - Les émissions évitées sont de 0,47 tonnes équivalent CO₂ par MWh injecté. Le prix du crédit carbone est de 10,8 Euros par tonne³⁰. Le crédit carbone est payé avec un délai d'une

Le Tableau 9.2 montre la surcharge qu'on devrait appliqué aux tarifs appliqués dans le RI. On constate:

- (a) que la surcharge est de 1,75 FCFA/kWh en 2014 et diminue ensuite ;
- (b) que le crédit carbone réduit beaucoup la surcharge.

A partir de 2029 ou déjà de 2026, la surcharge est négative. Cela signifie qu'on pourrait baisser les tarifs à partir de ces années.

	Coût évité	t évité Prix d`achat Capacité	Coûts	Ventes aux	Surch	Surcharge		
Année	(Scénario	énergie	éolienne	Achat énergie éolienne	additionnels sans	abonnés RI	sans	avec
	prudent)	éolienne	installée	concinic	crédit carbone	*	crédit carbone	
	FCFA / kWh		MW	MWh	Mio FCFA	GWh	FCFA	/ kWh
2014	78.0	90.9	205.2	377,363	4,871	2,779	1.75	1.75
2015	79.5	90.9	205.2	377,363	4,309	3,073	1.40	0.99
2016	80.9	90.9	205.2	377,363	3,762	3,314	1.14	0.76
2017	81.7	90.9	205.2	377,363	3,479	3,562	0.98	0.62
2018	82.5	90.9	205.2	377,363	3,181	3,830	0.83	0.50
2019	82.3	90.9	205.2	377,363	3,250	4,098	0.79	0.49
2020	81.8	90.9	205.2	377,363	3,417	4,336	0.79	0.50
2021	82.8	90.9	205.2	377,363	3,064	4,603	0.67	0.39
2022	83.8	90.9	205.2	377,363	2,664	4,851	0.55	0.29
2023	84.9	90.9	205.2	377,363	2,265	5,127	0.44	0.20
2024	85.9	90.9	205.2	377,363	1,891	5,397	0.35	0.12
2025	87.0	90.9	205.2	377,363	1,475	5,684	0.26	0.04
2026	88.1	90.9	205.2	377,363	1,041	5,968	0.17	
2027	89.4	90.9	205.2	377,363	554	6,266	0.09	
2028	90.8	90.9	205.2	377,363	37	6,579	0.01	
2029	92.2	90.9	205.2	377,363	- 507	6,908		

^{*} Calculé comme suit : Demande d'injection (scénario de base) comme montré dans le Tableau ? du Rapport 1 moins pertes techniques et non techniques. Les pertes sont supposées diminuer de 17% de la demande d'injection en 2014 à 13% en 2018 et rester ensuite à ce niveau. Ce développement reflète les hypothèses de la Senelec.

Tableau no 9.2 - Surcharge sur les tarifs appliqués dans le RI pour récupérer les coûts additionnels de 205,2 MW de capacité éolienne mise en service en 2014 (toutes valeurs monétaires au prix de 2010!)

Ce prix tient compte des coûts annuels de 10% du crédit carbone. Les coûts préparatoires pour l'obtention du crédit carbone ne sont pas tenus compte dans le calcul.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Dans la réalité, l'installation de capacité éolienne continuera probalement après 2014. Le Tableau 9.2 présent les surcharges dans le cas où l'installation suit le rythme montré dans le Tableau 9.1.

On constate que la surcharge est faible. En 2009, les abonnés approvisionnés par le RI payaient en moyenne ???? (donnée manque !) FCFA/kWh. Par rapport à ce coût, la surcharge serait toujours inférieure à ??? %.

Année	Sendou2	après 2020	Sendou2	en 2016
	Surcharge sans crédit carbone	Surcharge avec crédit carbone	Surcharge sans crédit carbone	Surcharge avec crédit carbone
2014	1,75	1,75	0,45	0,45
2015	1,77	1,36	0,36	0,26
2016	1,52	1,04	0,22	0,20
2017	1,31	0,84	0,25	0,16
2018	1,18	0,74	0,30	0,21
2019	1,36	0,92	0,56	0,45
2020	1,56	1,06	0,81	0,60
2021	1,31	0,77	0,68	0,40
2022	1,08	0,57	0,56	0,30
2023	0,87	0,39	0,45	0,20
2024	0,69	0,23	0,36	0,12
2025	0,51	0,08	0,27	0.04
2026	0,34		0,18	
2027	0,17		0,09	
2028	0,01		0,01	
2029	-		-	

Tableau no 9.3 - Surcharge sur les tarifs appliqués dans le RI pour récupérer les coûts additionnels de capacité éolienne mise en service entre 2014 et 2020 - voir le Tableau 9.1. (Surcharges au prix de 2010 !)

9.6.1.2 Grands Projets PV

L'analyse financière a démontré que l'installation des centrales PV est en principe seul rentable si les coûts évités se développent selon le scénario optimiste. Même dans ce cas il faut normalement que les centrales injectent durant beaucoup d'années dans les réseaux isolés ou qu'on recoive des subventions importantes des bailleurs de fonds et que le promoteur ait accès aux crédits avec des conditions favorables.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Vue ces conditions, il est considéré comme peu probable que la réalisation du potentiel technique sans Sendou 2 – ce potentiel est de plusieurs centaines de MW – est réaliste dans l'avenir proche. Le scénario qui est examine ci-après suppose que Sendou 2 sera mise en service bientôt (jusqu'à 2014). Dans ce cas, le potentiel technique qu'on pourrait injecter dans le RI se présente ci-dessous. Le potentiel suppose que la demande se développe selon le scénario de base et que la production spécifique des centrales PV soit de 1640 MWh par an par MWc installé.

Année	Potentiel technique d'injection dans le RI (MWc) comme calculé dans le Rapport 1 (*)	Potentiel technique supposé être installé (MWc installé)
2012	105	
2013	5	
2014	8	9,0
2015	25	27,0
2016	48	33,5
2017	31	33,5
2018	41	44,3
2019	95	102,6
2020	145	156,6

(*) Voir le Tableau 4.16 dans le Rapport 1

Tableau no 9.4 - Potentiel technique en capacité PV pour l'injection dans le RI

Les autres hypothèses utilisées pour calculer la surcharge sont :

- (a) Le prix d'achat est (i) de 216 FCFA/kWh et (ii) de 156 FCFA/kWh. Le premier prix est le prix que le promoteur de la centrale demandera probablement s'il n'obtient pas de l'appui financier; voir le Tableau 7.2. Dans ce cas, il finance un tiers des coûts d'investissements par des fonds propres et deux tiers par des crédit qui portent un taux d'intérêt de 11%. Le deuxième prix suppose que les coûts d'investissements soient subventionnés à 30%.
- (b) Les coûts évités suivent le scénario optimiste ; voir les Tableaux 6.2 et 6.3 dans le chapitre 6. La relation prix d'achat coûts évités se présente comme suit :

Raccordement au RI: Si le prix d'achat est de 216 FCFA/kWh, les coûts évités sont toujours inférieurs au prix d'achat. Si le prix d'achat est de 156 FCFA/kWh, les coûts évités dépassent le prix d'achat à partir de 2032.

Raccordement au réseau isolé : Si le prix d'achat est de 216 FCFA/kWh, les coûts évités sont à partir de 2017 plus élevés que le prix d'achat. Si le prix d'achat est de 156 FCFA/kWh, les coûts évités dépassent toujours le prix d'achat. Signalons cependant que l'installation de la capacité PV est dans ce cas pas rentable pour le Sénégal si le pays doit fournir la subvention.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

(c) - Les émissions évitées sont de 0,47 tonnes équivalent CO₂ par MWh injecté. Le prix du crédit carbone est de 10,8 Euros par tonne. Le crédit carbone est payé avec un délai d'une année.

Tableau 9.5 : Surcharge sur les tarifs pour récupérer les coûts additionnels de capacité PV mise en service entre 2014 et 2020 - voir le Tableau 9.4.

(Surcharges au prix de 2010!)

Année		Raccordement au RI			Raccordement au réseau isolé			
		l`achat FA/kWh	Prix d`achat 156 FCFA/kWh		Prix d`achat 216 FCFA/kWh		Prix d`achat 156 FCFA/kWh	
	sans cc	avec cc	sans cc	avec cc	sans cc	avec cc	sans et avec cc	
2014	0,52	0,52	0,21	0,21	0,13	0,13	-	
2015	1,36	1,34	0,49	0,48	0,17	0,14	-	
2016	2,24	2,19	0,70	0,65	-	-	-	
2017	1,25	1,17	0,33	0,25	-	-	-	
2018	1,11	1,06	0,25	0,20	-	-	-	
2019	3,12	3,07	0,65	0,61	-	-	-	
2020	4,48	4,35	0,93	0,80	-	-	-	
2021	4,11	3,92	0,76	0,57	-	-	-	
2022	3,81	3,63	0,63	0,45	-	-	-	
2023	3,52	3,35	0,52	0,35	-	-	-	
2024	3,30	3,14	0,44	0,29	-	-	-	
2031	2,05	1,94	0,03	-	-	-	-	
2032	1,92	1,81	-	-	-	-	-	
2033	1,80	1,70	-	-	-	-	-	
2034	1,70	1,60	-	-	-	-	-	
2035	1,60	1,50	-	-	-	-	-	

sans CC: sans crédit carbone, avec cc : avec crédit carbone

On constate:

- La surcharge est élevée – plus de 3 FCFA/kWh – durant beaucoup d'années si le promoteur reçoit 216 FCFA/kWh (~ 0,33 Euros/kWh) et la puissance PV est injectée au RI.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

- La surcharge est faible si la puissance PV est injectée dans le RI et si le promoteur ne reçoit que 156 FCFA/kWh. Dans ce cas, on serait peut-être tenté de ne pas lever une surcharge. Cela n'est cependant pas recommandé pour la raison suivante. Le montant de la différence entre les coûts d'achat et les coûts évités est élevé dans beaucoup d'années. En 2020, la différence atteint le maximum qui est de 4,0 milliards FCFA et encore de 3,2 milliards FCFA si on tient compte du crédit carbone³¹. Sans surcharge, la Sénélec devrait assumer les coûts additionnels ce qui mettrait plus en péril la situation financière de la Sénélec. Signalons dans ce contexte que le compte de résultat de la Sénélec montrait des déficits de 6,3 milliards FCFA en 2007 et de 6,9 milliards en 2008.
- La surcharge serait très faible et de plus limitée à deux années si la puissance PV est injectée dans un réseau isolé et si le promoteur reçoit 216 FCFA/kWh. Les pertes sous forme de la différence entre les coûts d'achat et les coûts évités seraient de 353 millions FCFA en 2014 et de 528 millions FCFA en 2015 (269 et 264 millions FCFA avec crédit carbone). On pourrait probablement renoncer à la surcharge dans ce cas parce que la Sénélec profiterait de la capacité PV dans les années suivantes.

Il est intéressant de comparer la surcharge à lever pour les éoliennes qui injectent dans le RI (Tableau 9.3) avec la surcharge à lever pour les centrales PV qui injectent dans le RI. Cette comparaison révèle que la surcharge à lever pour les éoliennes est dans presque toutes les années (nettement) plus faible et cela bien que la capacité éolienne soit nettement plus élevée et suppose que le développement des coûts évités suive le scénario prudent. Dans le scénario optimiste, les éoliennes ne nécessitent pas de surcharges aux tarifs.

A compléter

La différence avec le crédit carbone suppose que le crédit pour les émissions évitées en 2020 est recu en 2020. Dans la réalité, le crédit sera probablement recu en 2021. Dans ce cas, la différence entre les coûts d'achat et les coûts évités plus le crédit carbone - crédit pour les émissions évitées en 2019 - serait de 3,5 milliards de FCFA en 2020.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Annexe no 5.1 Prix d'achat au 1 avril 2010 dans les pays de l'Union Européenne pour l'électricité produite à partir des ENR (Euros par kWh)





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

ANNEXES





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Prix d'achat au 1 avril 2010 dans les pays de l'Union Européenne pour l'électricité produite à partir des ENR (Euros par kWh)

State	Windpower		Solar PV	Biomass	Hydro
	on-shore	off-shore			
Austria 0.073	0.073	0.29 - 0.46	0.06 -0.16	n/a	
Belgium	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bulgaria	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.34 - 0.38	0.08 - 0.10	0.045
Cyprus 0.166	0.166	0.34	0.135	n/a	
Czech Rep.	0.108	0.108	0.455	0.077 - 0.103	0.081
Denmark	0.078	0.078	n/a	0.039	n/a
Estonia	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051
Finland	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
France	0.082	0.31 - 0.58	n/a	0.125	0.06
Germany	0.05 - 0.09	0.13 - 0.15	0.29 - 0.55	0.08 - 0.12	0.04 - 0.13
Greece	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.55	0.07 - 0.08	0.07 - 0.08
Hungary	n/a	n/a	0.097	n/a	0.029 - 0.052
Ireland 0.059	0.059	n/a	0.072	0.072	
Italy	0.3	0.3	0.36 - 0.44	0.2 - 0.3	0.22
Latvia	0.11	0.11	n/a	n/a	n/a
Lithuania	0.10	0.10	n/a	0.08	0.07
Luxembourg	0.08 - 0.10	0.08 - 0.10	0.28 - 0.56	0.103 - 0.128	0.079 - 0.103
Malta	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Netherlands	0.118	0.186	0.459 - 0.583	0.115 - 0.177	0.073 - 0.125
Poland n/a	n/a	n/a	0.038	n/a	
Portugal	0.074	0.074	0.31 - 0.45	0.1 - 0.11	0.075
Romania	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Slovakia	0.05- 0.09	0.05- 0.09	0.27	0.072 - 0.10	0.066 - 0.10
Slovenia	0.087 - 0.094	0.087 - 0.095	0.267 - 0.414	0.074 - 0.224	0.077 - 0.105
Spain	0.073	0.073	0.32 - 0.34	0.107 - 0.158	0.077
Sweden	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
UK	0.31	n/a	0.42	0.12	0.23

Source: http://www.energy.eu/#feedin





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Annexe no 5.2 Allemagne – Prix d'achat pour l'électricité produite par les centrales ENR





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Allemagne – Prix d'achat pour l'électricité produite par les centrales ENR

Introduction

En Allemagne, l'Etat garantit aux investisseurs un prix d'achat en fonction de la technologie utilisée. Le programme allemand a aussi pour but de promouvoir le développement d'une industrie pour la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables ; voir (1).

Le paiement des prix d'achat commence dans l'année de la mise en service et continue ensuite durant 20 années calendaires. Exemple : Si la mise en service a lieu en octobre 2010, le prix est payé de l'octobre 2010 jusqu'à fin décembre 2030.

Eoliennes sur terrain

Premières cinq années – 0,092 Euros/kWh (~ 60 FCFA/kWh). Ce prix est majoré de 0,005 Euros/kWh si l'éolien est mise en service avant 2014 et si elle satisfait certain conditions techniques qui visent à faciliter la tenue de la fréquence et de la tension dans le réseau (« Systemdienstleistungs-Bonus »).

Après les premières cinq années, le prix d'achat est de 0,0502 Euros/kWh (~ 33 FCFA/kWh) si Γ éolien produit plus de 150% de Γ éolien de référence. C'est le cas si Γ éolien se trouve sur un site où il y a beaucoup de vent. Les autres éoliens continuent à recevoir 0.092 Euros/kWh plus éventuellement 0.005 Euros/kWh durant une période dont la durée est de 2 mois * (150 - x)/0.75. Le symbole x désigne la production de Γ éolien par rapport à Γ éolien de référence. Il est estimé que la majorité des éoliennes recevra le prix initial durant toute la période de promotion, c'est-à-dire durant 20 ans ; voir (5).

Les prix susmentionnés étaient valables en 2009. A partir de 2010, les prix ont été réduits de 1% par an.

Eoliennes installées en mer

Définition : Une éolienne est installée en mer si la distance jusqu'à la ligne côtière est au moins de trois milles nautiques.

Premières douze années – 0,130 Euros/kWh (0,150 Euros/kWh si la mise en service a lieu avant 2016). Le paiement de ce tarif est prolongé si l'éolien se trouve au moins de 12 milles nautiques de la ligne côtière et si la profondeur est au moins de 20 mètres. Voir la source (1), paragraphe 31 (2) pour le calcul de la prolongation.

Le prix est de 0,035 Euros/kWh après la première phase.

Les prix susmentionnés sont valables jusqu'à fin 2014. A partir de 2015, les prix seront réduits de 5% par an.





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Centrales PV

Tableau A5.3.1: Prix d'achat de l'électricité produite par des systèmes PV (Cent par kWh)

Capacité installée	2009	1.1 30.6.2010	1.7 30.9.2010	1.10 31.12.2010			
		Systèmes PV installés sur des bâtiments					
≤ 30 kWc	43,01	39,14	34,05	32,88			
≤ 100 kWc	40,91	37,23	32,39	31,27			
≤ 1 MWc	39,58	35,23	30,65	29,59			
> 1 MWc	33,00	29,37	25,55	24,67			
	Centrales PV pas installées sur des bâtiments						
Chaque capacité	31,94	28,43	25,02 ou 26,16 *	24,17 ou 25,30 *			

^{*} Dépend du type de terrain sur lequel les centrales sont installées.

Tableau no A5.2-1 - Prix d'achat de l'électricité produite par les systèmes PV (€Cent/kWh)

L'exemple suivant montre le calcul du prix d'achat des systèmes installés sur un bâtiment. Supposons que la capacité installé soit de 800 kWc. Si la production a démarré en novembre 2010, le prix d'achat est : (30*32.88 + 70*31.27 + 700*29.59)/800 = 29.86 Euro cent par kWh ($\sim 196 \text{ FCFA/kWh}$).

Pour la centrale PV qui est prévue d'être installée à Ziguinchor, le prix d'achat serait probablement de 24,17 Euro cent par kWh (~ 158 FCFA/kWh).

Une réduction des prix d`achat de 9% par an est envisagée à partir de 2011, cela à condition que l'addition annuelle de capacité PV soit entre 2500 et 3500 MWc. Si l'addition annuelle est inférieure à 2500 MWc, la réduction sera moins faible. Si l'addition est supérieure à 3500 MWc, le réduction sera plus élevée.

Signalons que l'Allemagne paie aussi pour la consommation propre de l'énergie renouvelable produite par un client qui est raccordé au réseau et injecte la production excédentaire dans le réseau. Cela à condition que la capacité installée du système ENR ne dépasse pas 500 kW. Ce sont donc notamment les propriétaires des petits systèmes PV qui en peuvent profiter. Le prix payé pour l'énergie renouvelable produite et consommée par le client est le prix d'achat garanti moins 16,38 Euros cents par kWh si la consommation pour les besoins propres ne dépasse pas 30 % de la production. Pour la consommation qui dépasse 30 %, le prix est le prix d'achat garanti moins 12 Euros cents par kWh.

Source : Clearingstelle EEG, Änderung des EEG (« PV-Novelle »). http://www.clearingstelle-eeq.de/PV-Novelle





Conditions de développement de la production électrique ENR

PHASE II - RAPPORT PROVISOIRE

Centrales à biomasse

Capacité installée ≤ 150 kW	0,1167 Euros/kWh
Capacité installée ≤ 500 kW	0,0918 Euros/kWh
Capacité installée ≤ 5 MW	0,0825 Euros/kWh
Capacité installée ≤ 20 MW	0,0779 Euros/kWh

Les prix d'achat sont majorés si l'électricité est produite en utilisant des matières premières repoussant. La majoration est de 0,060 (0,040) Euros/kWh si la capacité installée est inférieure ou égale à 500 kW (5 MW).

Les prix susmentionnés étaient valables en 2009. A partir de 2010, les prix ont été réduits de 1% par