

CHAPITRE 3 PLAN D'ELECTRIFICATION RURALE PAR VOIE PHOTOVOLTAÏQUE

3.1 Identification du Marché Photovoltaïque et Demande Potentielle

(1) Caractéristiques du Marché ciblé par les SPF

Le Photovoltaïque est un mode de production d'électricité présentant les types d'applications suivants: la centrale solaire, la central hybride et le Système Photovoltaïque Familial (SPF). Les deux premiers types, la centrale solaire et la central hybride (alimenté à partir de générateur diesel) sont définis comme des réseaux de distribution fermés dont la couverture de desserte est limitée à un ou deux villages seulement. Un tel réseau fermé peut être relié au réseau de la SENELEC ou à un autre réseau. D'autre part, le SPF est une unité indépendante, facile à installer dans la demeure des usagers. Contrairement à un projet de distribution en BT, pour le SPF l'on n'a pas besoin d'enregistrer une demande collective. Dans les pays en voie de développement, l'Electrification Rurale est généralement caractérisée par une faible demande constituée d'usagers appartenant à la classe de population à revenus moyens ou élevés, résident dans les villages ou dans les zones isolées. Donc, c'est une demande essentiellement limitée à l'éclairage, soit cinq (5) à dix (10) kWh par mois. L'éclairage est de façon implicite considérée comme le but principal de l'électrification rurale par voie photovoltaïque.

Les caractéristiques du marché SPF sont résumées ci-dessous:

- 1) L'on présume que les usagers sont dispersés à l'intérieur des villages qui eux même sont éparpillés à travers le pays. Une telle demande individuelle peut être identifiée dans des villages ayant une petite ou moyenne taille de population.
- 2) Les abonnés ciblés sont ceux qui sont en mesure d'acquiescer système à un prix exorbitant ou d'assurer une redevance périodique pour un service constant. Ils sont donc présumés appartenir à la classe des revenus moyens.
- 3) Les niches économiques ciblées par le SPF correspondent d'habitude aux zones reculées et isolées dont la demande est à la fois faible et caractérisée par une faible densité. Les niches de marché ciblées par le SPF doivent être

déterminées en fonction de la taille de la demande en électrification et de la distance par rapport au réseau existant.

(2) Conditions Fondamentales

LA demande en SPF se définit comme étant le nombre de ménage désireux de se faire installer une unité. L'étude de marché a pour but d'identifier la répartition spatiale des villages abritant une demande en SPF et de réaliser l'analyse quantitative d'une telle demande dans chaque localité ou dans chaque région. Les conditions essentielles de l'analyse de la demande potentielle en SPF sont présentées ci-dessous:

- 1) La segmentation du marché correspond aux vingt (20) zones de concession proposées par le "Manuel des Procédures" de l'ASER.
- 2) Nous pouvons distinguer en fonction de leurs puissances, trois différents types de SPF. Cette étude met l'accent principalement sur le modèle standard de 50 Wc, considéré comme le modèle devant être diffusé à travers le Sénégal.
- 3) Les données de base actuelles telles que les données démographiques et les données relatives à la taille des familles (an 2000) sont estimées sur la base des résultats des recensements antérieurs (1988), d'autres données n'étant disponibles.
- 4) L'horizon considéré pour les objectifs de demande est celui retenus par le PASER, 2015.

(3) Méthodologie

L'identification du marché SPF commence par celle de la demande potentielle en électrification à l'échelle des villages. Le taux de connection selon la taille de la population villageoise est présenté sous forme d'hypothèse dans le Manuel des Procédures. Ces hypothèses de taux de connection sont utilisées pour estimer la demande en électricité pour tous les villages non-électrifiés.

Ensuite, les coûts par kWh des trois options technologiques sont comparés (extension réseau, générateur diesel et SPF) afin de déterminer les zones de rentabilité du SPF, en partant de la distance par rapport au réseau existant et par rapport à la demande en

électrification. Plus la demande est élevée plus le coût d'électrification est faible. Le coût par kWh diminue à mesure que s'accroît la demande.

Enfin, l'étude de marché s'achève par l'identification des villages où le SPF devrait être introduit et la demande potentielle en SPF dans chaque zone de concession. La méthodologie utilisée dans l'analyse du marché ciblé par les SPF est conceptuellement illustrée par le Schéma 3.1.

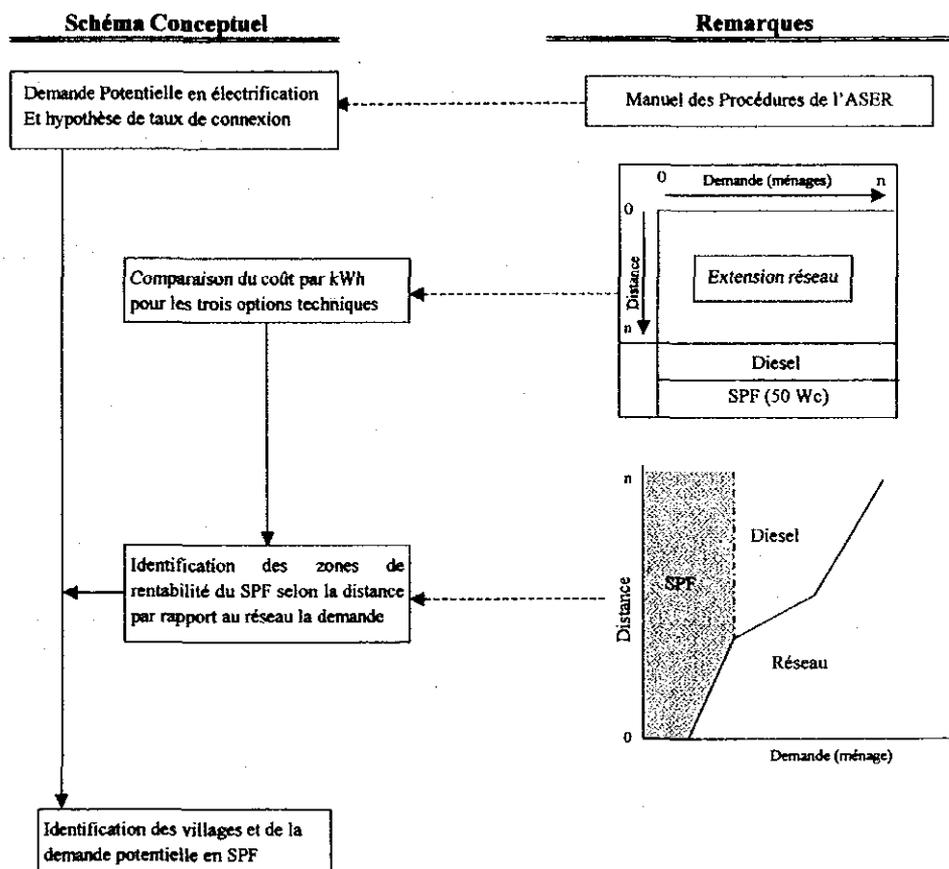


Schéma 3.1 Schéma Conceptuel d'Estimation de la Demande Potentielle en SPF

L'estimation de la demande potentielle actuelle en électricité est simple, si l'on se réfère à la population rurale en 2000 (estimation) et aux hypothèses de taux de connexion fournies dans le Manuel des Procédures. Le coût d'électrification par extension du réseau se présente sous forme de matrice basée sur la taille de la demande et la distance par rapport au réseau. Le coût d'extension s'accroît proportionnellement à la distance par rapport au réseau alors qu'il diminue à mesure que la demande s'accroît. Le coût

d'électrification par option diesel diminue à mesure que la demande s'accroît alors que celui du SPF semble être constant et a peu de relation avec la taille de la demande. La zone grisée correspond à la zone de rentabilité du SPF, issue de la comparaison des coûts par kWh des trois options technologiques. Enfin, le nombre de villages comportant une demande en SPF dans la zone favorable au SPF doit être estimé pour chaque zone de concession.

(4) Demande Potentielle en Electrification

Les données portant sur la population des villages et les distances par rapport au réseau, sont disponibles pour 11.571 villages. La population des villages en l'an 2000 est estimée sur la base du recensement de 1988. les taux de connexion selon la taille de population sont repris du Manuel des procédures et présentés ci-dessous.

	(P: population Villageoise) (unité: %)			
	P > 1.000	500 < P ≤ 1.000	250 < P ≤ 500	P ≤ 250
Taux de Connexion	40	30	20	10

Source: Manuel des Procédures

La demande de SPF du ménage par l'agrégat de population a été estimée comme montré sur Tableau 3.1.

Tableau 3.1 Demande de SPF du ménage par l'agrégat de population

	(P: population Villageoise)				
	P > 1,000	500 < P ≤ 1,000	250 < P ≤ 500	P ≤ 250	Total
Nbr de villages	712	1.603	2.742	6.514	11.571
Demande Potentielle	54.174	35.559	20.699	8.318	118.750

(5) Comparaison de Coût

Les coûts unitaires (coût par kWh) des trois options technologiques sont comparés afin de déterminer les zones de rentabilité du SPF, selon la distance par rapport au réseau et selon la taille de la demande. Le coût par kWh est exprimé par l'équation suivante.

$$U = \frac{\Sigma Ac}{E}$$

avec U = Coût unitaire
 ΣAc = Agrégation du coût annualisé des composantes
E = Consommation énergétique annuelle
(principalement pour l'éclairage) des ménages

A supposer que le système de 50Wc soit le principal type de SPF devant être disséminé en milieu rural, la consommation énergétique par ménage est estimée ci-dessous.

$$E=50w \times 4hrs \times 365 \text{ jours} = 73kWh$$

Avec 4hrs: temps d'utilisation par jour et par ménage

La consommation énergétique de 73kWh est un dénominateur commun permettant de calculer les coûts respectifs par kWh des trois (3) options technologiques. L'équation suivante fournit la formule permettant de calculer le coût annualisé (CA).

$$Ac = Cc \times CRF \quad \text{Avec} \quad Cc = \text{Coût des Composantes}$$

CRF = Facteur de recouvrement du Capital avec un taux d'escompte de 12%

La composante correspond à une partie de l'option technique (i.e. ligne MT, ligne BT pour l'extension réseau). Le coût annualisé pour chaque composante est agrégé pour calculer le coût annualisé pour chaque option technologique. Les résultats de la comparaison des coûts par kWh sont fournis par le Tableau 3.2 et expliqués ci-dessous.

Le coût par kWh du SPF (50wc) est constant peu importe la variation de la demande et est estimé à 1160FCFA. D'autre part le coût par kWh pour les options extension du réseau et diesel diminue à mesure que la demande s'accroît.

Tableau 3.2 Coût Par kWh des options SPF, extension du réseau et diesel selon la Distance et la Demande

(Unité: FCFA)

Distance	Demande (nbr. de ménage)											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
0km	3.387	2.027	1.574	1.347	1.211	1.120	991	861	796	764	736	714
1 km	8.396	4.531	3.243	2.599	2.213	1.955	1.587	1.219	1,035	943	855	795
2 km	13.405	7.036	4.913	3.851	3.215	2.790	2.183	1.577	1.273	1.122	975	877
3 km	18.414	9.541	6.583	5.104	4.216	3.625	2.780	1.935	1.512	1.301	1.094	958
4 km	23.424	12.045	8.252	6.356	5.218	4.460	3.376	2.292	1.751	1.480	1.213	1.039
5 km	28.433	14.550	9.922	7.608	6.220	5.295	3.972	2.650	1.989	1.658	1.332	1.121
6 km	33.442	17.054	11.592	8.861	7.222	6.129	4.569	3.008	2.228	1.837	1.452	1.202
7 km	38.451	19.559	13.262	10.113	8.224	6.964	5.165	3.366	2.466	2.016	1.571	1.283
8 km	43.460	22.064	14.931	11.365	9.226	7.799	5.761	3.724	2.705	2.195	1.690	1.365
9 km	48.469	24.568	16.601	12.618	10.227	8.634	6.358	4.081	2.943	2.374	1.809	1.446
10 km	53.479	27.073	18.271	13.870	11.229	9.469	6.954	4.439	3.182	2.553	1.929	1.527
15 km	78.525	39.596	26.619	20.131	16.238	13.643	9.936	6.228	4.374	3.447	2.525	1.934
20 km	103.570	52.119	34.968	26.393	21.248	17.817	12.917	8.017	5.567	4.342	3.121	2.340
25 km	128.616	64.642	43.317	32.654	26.257	21.992	15.899	9.806	6.760	5.236	3.718	2.747
SPF(50W)	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160
Diesel	6.286	3.459	2.517	2.045	1.763	1.574	1.305	1.092	994	998	945	908

Remarque: L'estimation du coût par kWh est basée sur la consommation électrique annuelle (73kWh) d'une famille.

Comparé à l'option extension du réseau le SPF est plus avantageux peu importe la distance lorsque la demande (D) est comprise entre zéro(0) et trente (30), $0 < D < 30$. A mesure que la demande s'accroît, le seuil de rentabilité entre les options réseau et SPF s'écarte graduellement de zéro(0), pour ce qui est de la distance (voir Schéma 3.2).

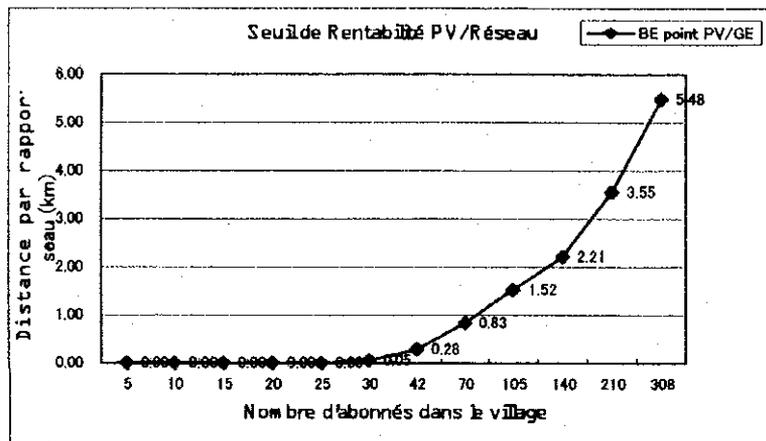


Schéma 3.2 Seuil de Rentabilité PV/Réseau

La distance indiquant le seuil de rentabilité passé de 0,05km pour D=30 à 5,48km pour D=308. le coût par kWh du diesel diminue à mesure que la demande s'accroît et est égale à celui du SPF (1.160 FCFA) pour une demande de 60 ménages. Le Schéma 3.3 représente la comparaison des coûts par kWh des options diesel et SPF.

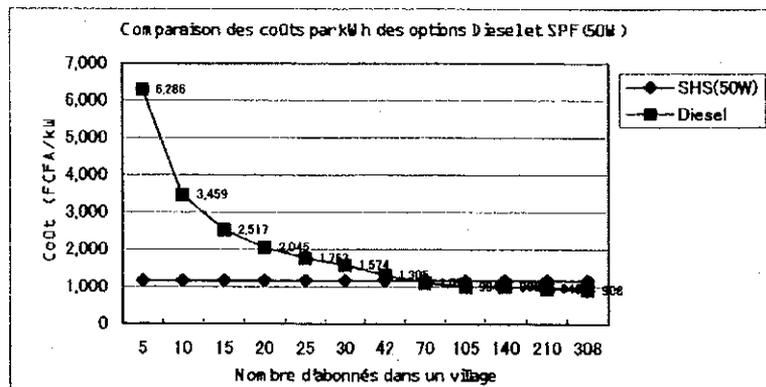
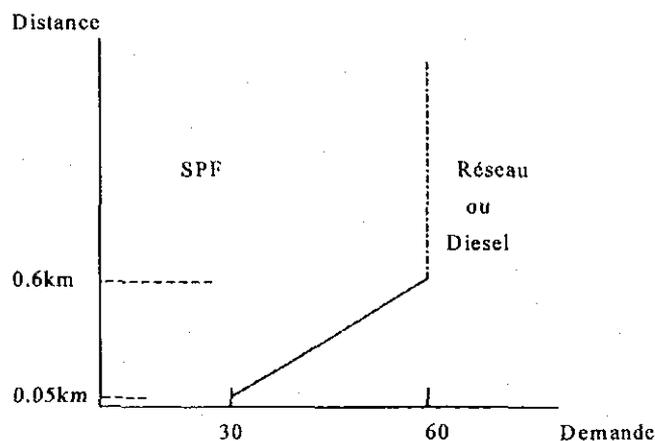


Schéma 3.3 Comparaison des Coûts par kWh des options Diesel et SPF (50W)

En résumé, le seuil de rentabilité des options diesel et SPF correspond à une demande de 60 ménages. Pour une demande de 60 ménages, la distance indiquant le seuil de rentabilité entre les options réseau et SPF est estimée à environ 0,6 km (voir Schéma 3.2). Voici une illustration des comparaisons de coûts expliqués précédemment.



Le seuil de rentabilité entre les options diesel et réseau est représenté par le Schéma 3.4. La distance indiquant le seuil de rentabilité se stabilise entre 0,55km et zéro (0) pour une demande de soixante-dix (70) ménages. Ensuite, la distance s'accroît de façon graduelle de 0,53km pour D=70 à 2,38km pour D=308. les seuils de rentabilités des options diesel et réseau sont insérés dans le schéma précédent afin de présenter les zone de rentabilité des options SPF, diesel et réseau (voir Schéma 3.5).

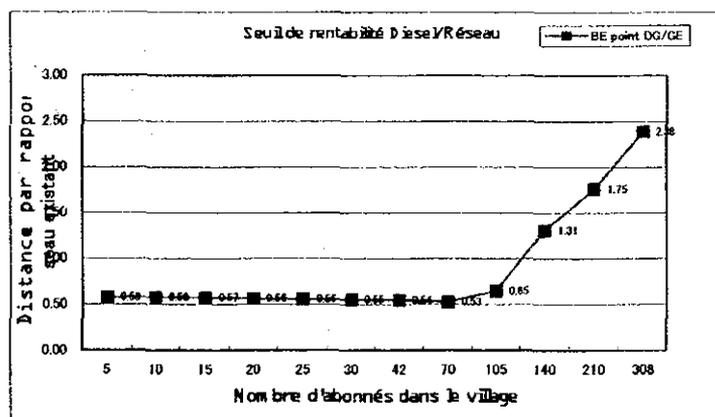


Schéma 3.4 Seuil de Rentabilité Diesel/Réseau

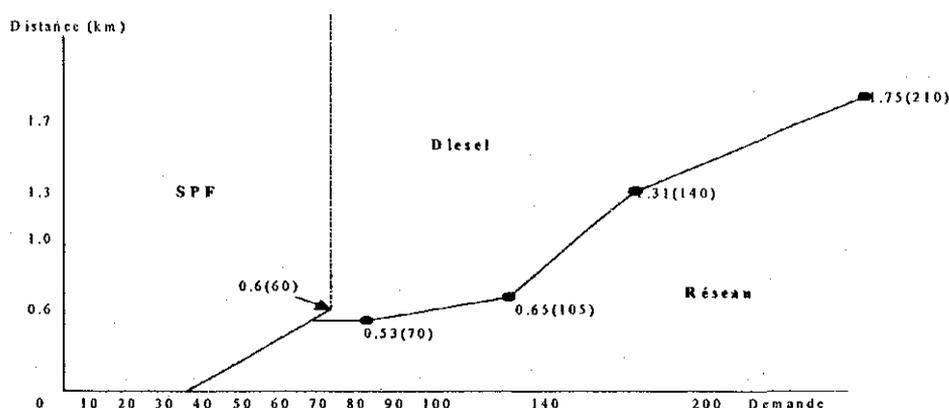


Schéma 3.5 Zones de Rentabilité des Options SPF, Diesel et Réseau

(6) Répartition des Villages de la Zone favorable au SPF

Le Schéma 3.6 illustre les zones de rentabilité du SPF tout en indiquant le nombre des villages, il est résumé ci-dessous:

- 1) Le nombre de villages non-électrifiés de la zone favorable au SPF tourne autour de 11.222. La majorité des villages non-électrifiés est donc considérée comme étant ciblé par l'électrification rurale par voie de SPF.
- 2) Sur les 11.222 villages, la majorité est localisée dans la zone favorable au SPF à une distance supérieure à 0,6km pour une demande variant entre 1 et 30 ménages. Le nombre de villages appartenant à ce bloc est estimé à 6.695.
- 3) le second plus grand bloc dans la distribution des villages correspond à la zone où la distance par rapport au réseau est supérieure à 0,6km pour une demande comprise entre 30 et 60 ménages. Le nombre de villages appartenant au second bloc est estimé à 4.004.
- 4) Le nombre de villages appartenant aux troisième et quatrième blocs est évalué respectivement 299 et 224.

(7) Demande Actuelle en SPF

La distribution régionale de la demande potentielle est illustrée par l'histogramme représenté par le Schéma 3.7 et est résumée par le Tableau 3.3.

Tableau 3.3 Distribution Régionale de la Demande Potentielle

Région	Demande	Région	Demande
Dakar	115	Louga	7.243
Diourbel	9.364	Saint louis	7.247
Fatick	9.235	Tambacounda	7.640
Kaolack	14.321	Thiès	12.130
Kolda	10.240	Ziguinchor	4.998
		Grand total	82.533

La demande potentielle est estimée à 82.533 pour l'ensemble des régions. Le marché présente actuellement une importante demande potentielle en SPF. En dehors des zones non-électrifiées de Pakar, Kaolack est en tête avec 14.321 unités alors que Ziguinchor enregistre la plus faible demande (4.998).

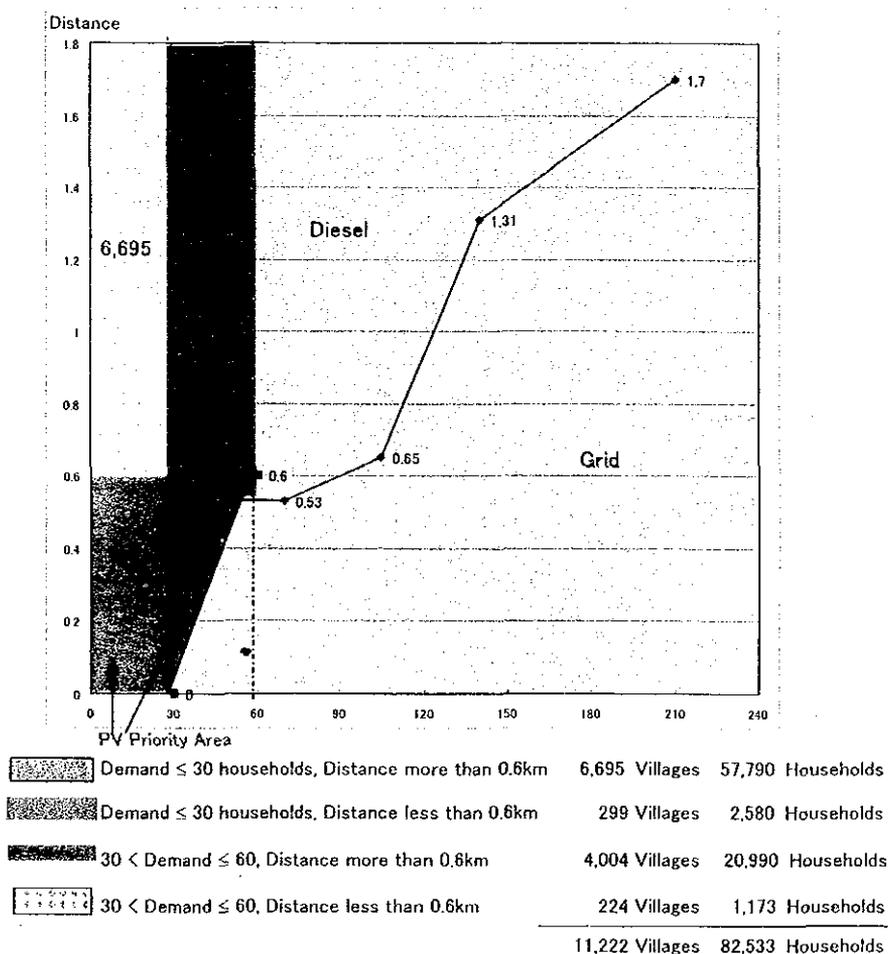


Schéma 3-6 Distribution des Villages dans la Zone favorable au SPF

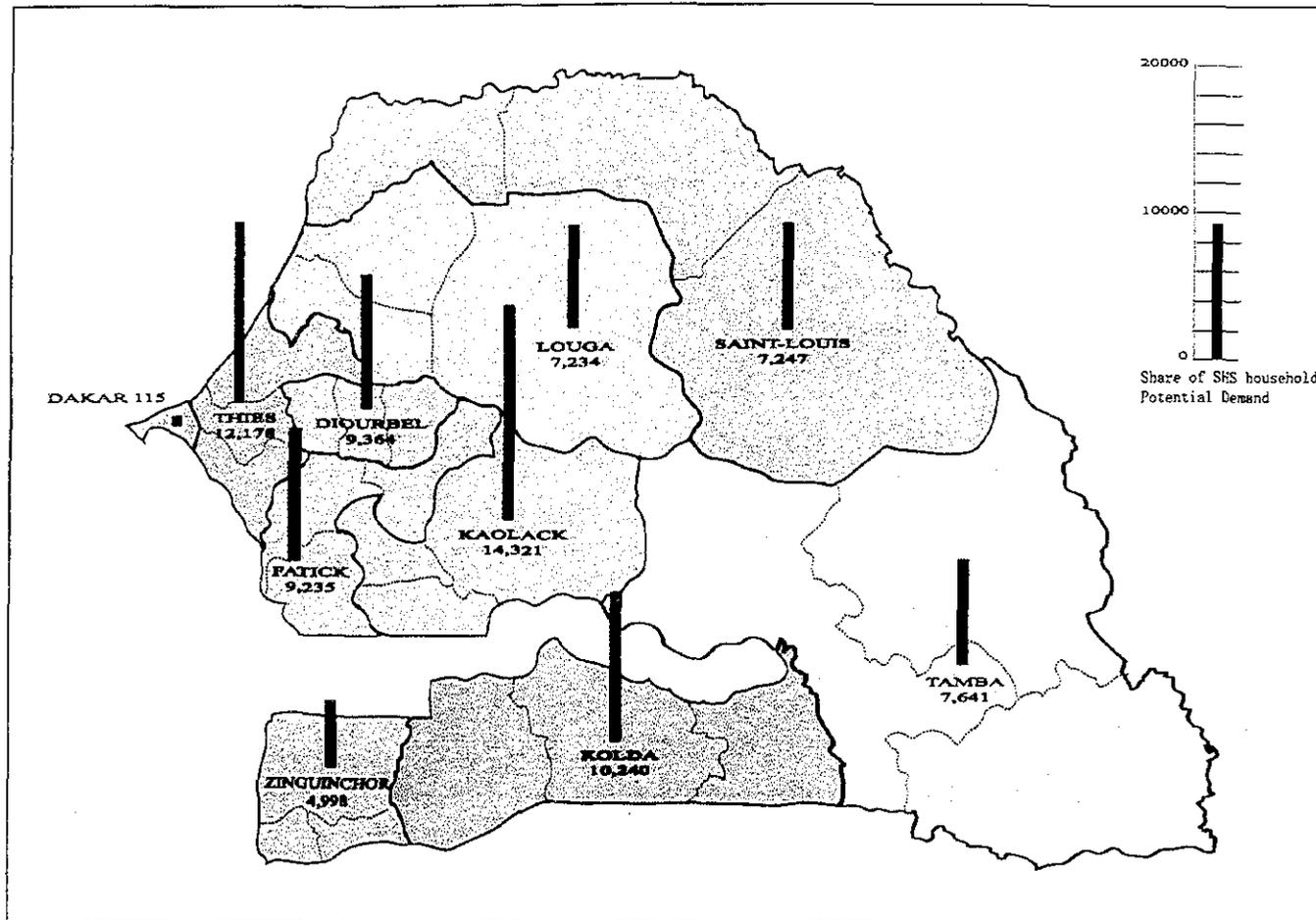


Schéma 3.7 Distribution Régionale de la Demande Potentielle en SPF

Le Tableau 3.4 représente la distribution de la demande potentielle en SPF par département et intègre le nombre de communautés rurales (CR) et de villages.

Tableau 3.4 Demande Potentielle en SPF par Département

Région	Dépt	Nbr. de CR	Villages	Demande
Dakar	Rufisque	1	10	115
Diourbel	Bambey	13	401	4.435
	Diourbel	11	340	2.792
	Mbacké	11	282	2.137
Fatick	Fatick	14	185	3.044
	Foundiougne	9	307	3.097
	Gossas	12	282	3.094
Kaolack	Kaffrine	21	847	7.313
	Kaolack	9	429	3.168
	Nioro du Rip	11	456	3.840
Kolda	Kolda	13	677	2.748
	Sédhiou	20	573	5.536
	Vélingara	10	422	1.956
Louga	Kébemer	16	796	1.957
	Linguère	17	664	2.924
	Louga	15	776	2.362

Région	Dépt	Nbr. de CR	Villages	Demande
Saint Louis	Dagana	6	261	2.100
	Matam	12	254	3.128
	Podor	10	148	2.019
Tamba	Bakel	10	400	2.102
	Kédougou	10	221	1.746
	Tamba	13	737	3.792
Thies	Mbour	8	123	2.844
	Thies	9	348	4.103
	Tivaouane	15	859	5.183
Ziguinchor	Bignona	15	279	3.094
	Oussouye	4	68	1.002
	Ziguinchor	5	74	902
Total		320	11.219	82.533

Le "Manuel des Procédures" de l'ASER propose vingt (18) zones de concession. La répartition de la demande potentielle par zone de concession est également représentée par le tableau Table 3.5. le Schéma 3.8 représente la demande potentielle en SPF dans chaque concession.

Tableau 3.5 Demande Potentielle en SPF par Zone de Concession

Nombre	Concession	Nbr. de CR	Villages	Demande
1	Ziguinchor	24	421	4.998
2	Diourbel-Bambey	24	741	7.227
3	Mbacké	11	282	2.137
4	Dagana-Podor	16	409	4.119
5	Matam	12	254	3.128
6	Tambacounda – Kédougou	23	958	5.538
7	Bakel	10	400	2.102
8	Kaolack-Nioro du Rip	20	885	7.008
9	Kaffrine	21	847	7.313
10	Tivaouane	15	859	5.183
11	Thies	9	348	4.103
12	Mbour	8	123	2.844
13	Kébemer Louga	31	1.572	4.319
14	Linguère	17	664	2.924
15	Gossas-Fatick	26	467	6.138
16	Foundiougne	9	307	3.097
17	Sédhiou	20	573	5.536
18	Kolda- Vélingara	23	1.099	4.704
	Total	319	11.209	82.418

Note : Rufisque en Dakar est exclu.

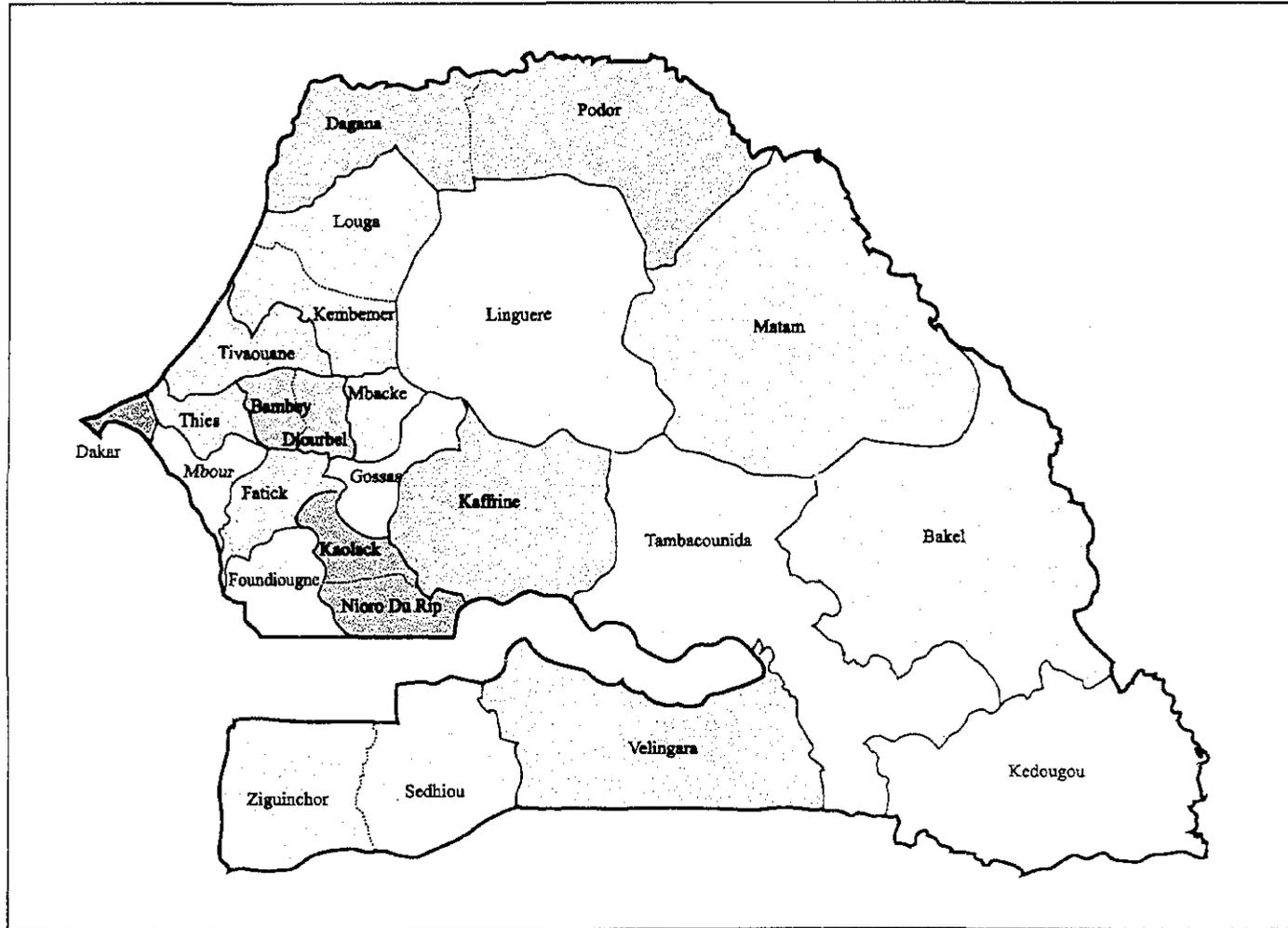


Schéma 3.8 Demande Potentielle en SPF par Zone de Concession

(8) Projection de la Demande

1) Hypothèses

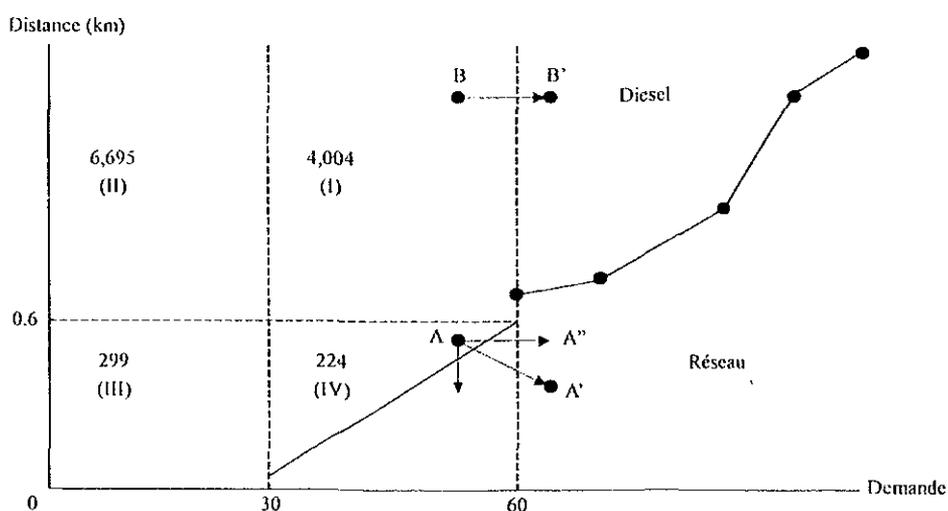
Tout d'abord, deux (2) hypothèses doivent être clarifiées avant de procéder à la projection de la demande.

Zone de rentabilité du SPF

Les coûts d'électrification pour les trois options technologiques et la consommation électrique annuelle (73 kWh) par abonné rural sont supposées être les mêmes en 2015. par conséquent, la zone de rentabilité du SPF, telle que présentée par le Schéma 3.6 peut être également utilisée comme base de projection de la demande à l'horizon 2015.

Villages de la zone de transitoire favorable au SPF

Les villages de la zone favorable au SPF, identifiés sur la base de la demande exprimée en ménage et de la distance par rapport au réseau existant pourrait évoluer en zones favorables aux options réseau ou diesel du fait des perspectives d'extension du réseau de la SENELEC ou de l'augmentation de la population villageoise.



Deux villages, représentés par A et B peuvent servir d'exemples et vont évoluer respectivement A' (réseau) et B' (diesel). Les villages présentement localisés à moins de 0,6 km du réseau existant pourrait évoluer dans le sens de la flèche

dirigée vers le bas en raison des perspectives d'extension du réseau SENELEC, alors que le mouvement indiqué par la flèche (→) dirigée vers la droite est lié à l'accroissement de la population.

Un effet combiné de l'extension du réseau et du développement socio-économique pourrait mener à un passage de A à A'. Cependant, les plans d'extension du réseau de la SENELEC ne sont pas connus et cette dernière pourrait être intéressée par l'électrification des villages présentant une demande supérieure à 60 ménages. Donc il n'y a pas de probabilité que A évolue en direction du bas, à l'avenir. Même si A évolue en A', il n'est pas probable que A soit connecté dans le cadre du plan d'extension du réseau SENELEC car l'intérêt de cette dernière en matière d'ER, est plutôt orienté vers les zones urbaines et vers les zones rurales présentant une forte demande. Donc les villages du bloc IV auxquels A appartient continueront à être favorables au SPF dans le futur.

L'effet de développement socio-économique dans le village B pourrait entraîner le passage de B à B' (zone favorable au diesel). Une attention particulière devrait être accordée aux villages situés dans la zone transitoire, ce sont les villages du bloc I dont la demande actuelle est comprise entre 50 et 60 ménages. Un double investissement pour l'option SPF d'abord et l'option diesel ensuite pourrait constituer un fardeau financier pour les concessionnaires. Les unités SPF installées en un premier temps pourraient être transférées et utilisées de seconde main après leur remplacement par l'option diesel. Cependant, le marché des SPF d'occasion pourrait se développer de façon graduelle en fonction de la diffusion spatiale du marché des SPF de première main. Le plus important dans le choix des modes d'électrification sera la prise en compte des besoins des abonnés ruraux. Dans cette étude, les villages dont la demande atteint actuellement 60 ménages ou va atteindre 60 ménages à la phase de lancement (2001-05) sont exclus des zones favorables au SPF.

La plupart des villages concentrés dans les blocs (II) et (III) vont permettre l'émergence de nouveaux souscripteurs dans le marché des SPF, du fait du développement socio-économique. Les nouveaux souscripteurs doivent être estimés sur la base des prévisions de croissance démographique par département.

En conclusion, à l'exception de certains villages du bloc I qui tôt ou tard seront récupérés par l'option diesel, l'émergence de nouveaux abonnés dans le marché est supposée être enregistrée dans les villages favorables au SPF, présentés par le Schéma 3.6.

2) Taux de croissance annuel moyen des ménages ruraux

L'estimation de la croissance démographique est basée le document intitulé "Population du Sénégal DPS" qui établit une estimation de la population pour chaque département et pour la période 1990-2015. Le taux de croissance démographique nationale estimé par le DPS est pratiquement similaire à celui estimé par "World Population projection, 94/95" produit par la banque mondiale. Le taux de croissance des ménages ruraux reste similaire à celui de la population, à condition que les tailles de famille considérées par le recensement de 1988 restent inchangées pour la période 1990-2015. Donc, pour chaque département, le taux de croissance annuel moyen du nombre de ménages ruraux peut être estimé sur la base des projections démographiques pour 2000 et 2015, (cf. Tableau 3.6).

Tableau 3.6 Taux de croissance démographique annuel moyen par Département (2000-2015)

Région	Département	Taux (%)	Région	Département	Taux (%)
Dakar	Rufisque	3,03	Thies	Mbour	1,94
Ziguinchor	Bignona	0,48		Thies	2,14
	Oussouye	1,74		Tivaouane	1,30
	Ziguinchor	1,26	Louga	Kébemer	-4,13
Diourbel	Bambey	1,33		Linguère	2,63
	Diourbel	0,33		Louga	-3,83
	Mbacké	4,20	Fatick	Fatick	0,29
Saint Louis	Dagana	1,11		Foundiougne	2,06
	Matam	1,95		Gossas	0,88
	Podor	-0,99	Kolda	Kolda	2,06
Tamba	Bakel	1,86		Sédhiou	1,96
	Kédougou	-1,84		Vélingara	1,82
	Tamba	2,72			
Kaolack	Kaffrine	1,97			
	Kaolack	1,45			
	Nioto	2,29			

3) Les Villages SPF localisés dans la zone intermédiaire

Comme nous l'avons déjà avancé, certains villages appartenant au bloc (I) (Schéma 3.6) sont exclus de la zone de marché SPF. Les Villages exclus sont ceux

dont la demande atteint présentement 60 ménages ou va atteindre 60 ménages lors de la phase de lancement. Voici la méthode utilisée dans l'identification des villages intermédiaires:

Demande en SPF pour Kolda	2000		2005
Ménages ruraux	54		60

Le département de Kolda constitue une référence par rapport au mode d'estimation des villages SPF localisés dans la zone intermédiaires. Selon l'équation ci-dessous un village générant une demande de 60 ménages en 2005, comptait 54 ménages en 2000:

$$A \times (1 + 0.0206)^5 = 60 \quad A = 54,$$

Avec 2,06% représentant la moyenne du taux de croissance annuelle de la population de Kolda.

Un village doté d'une demande en SPF supérieure à 54 ménages est éventuellement classé parmi ceux qui doivent être électrifiés par option diesel. La demande actuelle des villages favorables au SPF, localisés dans la zone intermédiaire Tableau 3.-7.

Tableau 3.7 Demande actuelle des Villages de la zone intermédiaire

Région	Département	Demande	Région	Département	Demande
Dakar	Rufisque	51	Thies	Mbour	54
Ziguinchor	Bignona	58		Thiès	54
	Oussouye	55		Tivaouane	56
	Ziguinchor	56	Louga	Kébemer	74
Diourbel	Bambey	56		Linguère	53
	Diourbel	59		Louga	73
	Mbacké	49	Fatick	Fatick	59
Saint Louis	Dagana	57		Foundiougne	54
	Moat	54		Gossas	57
	Podor	63	Kolda	Kolda	54
Tamba	Bakel	55		Sédhiou	54
	Kédougou	66		Vélingara	55
	Tamba	52			
Kaolack	Kaffrine	54			
	Kaolack	56			
	Nioro	53			

Le Tableau 3.8 récapitule les villages SPF localisés dans la zone intermédiaire.

Tableau 3.8 Villages SPF de la zone intermédiaire

Région	Département	Nbr. de villages	Demande	Région	Département	Nbr. devillages	Demande
Dakar	Rufisque	0	0	Thies	Mbour	5	278
Ziguincho	Bignona	1	58		Thies	8	459
	Oussouye	2	117		Tivaouane	3	171
	Ziguinchor	2	117	Louga	Kebermer	0	0
Diourbel	Bambay	2	115		Linguere	3	171
	Diourbel	0	0		Louga	0	0
	Mbacke	6	317	Fatick	Fatick	1	59
Saint Lou	Dagana	0	0		Foundiougne	6	346
	Matam	8	447		Gossas	0	0
	Podor	0	0	Kolda	Kolda	2	113
Tamba	Bakel	4	233		Sedhiou	7	398
	Kedougou	2	104		Velingara	0	0
	Tamba	6	335	Total		84	4 753
Kaolack	Kaffrine	8	456				
	Kaolack	3	173				
	Nioro	5	286				

4) Projection de la Demande

A l'horizon 2015, la demande en SPF pour chaque zone de marché est estimée dans le Tableau 3.9. Les prévisions n'intègrent pas les villages SPF situés dans la zone intermédiaire. La demande en SPF a été estimée selon les calculs suivants:

$$D_i^n = D_i^{2000} \times (1 + Gr)^n$$

Avec D_i^n = Demande potentielle en SPF par zone de concession dans la $n^{\text{ème}}$ année (i)

$$1 \leq i \leq 20$$

G_r = taux de croissance démographique annuelle moyen par département (r)

$$1 \leq r \leq 28$$

D_i^{2000} = demande potentielle en SPF par concession en l'an 2000 (i)

Tableau 3.9 Projection de la Demande

Number	Concession Area	2000	2005	2010	2015
1	Zinguinchor	4,706	4,911	5,459	5,355
2	Diourbel-Bambay	7,112	7,576	7,947	8,340
3	Mbacke	1,820	2,625	3,225	3,961
4	Dagana-Podor	4,119	4,140	4,173	4,217
5	Matam	2,681	2,953	3,794	3,582
6	Tambacounda-Kédougou	5,099	5,449	6,409	6,413
7	Bakel	1,869	2,049	2,527	2,464
8	Kaolack-Nioro du Rip	6,549	7,704	8,475	9,325
9	Kaffrine	6,857	8,062	8,888	9,799
10	Tivaouane	5,012	5,529	5,898	6,291
11	Thies	3,644	4,561	5,071	5,637
12	Mbour	2,566	3,131	3,446	3,794
13	Kebember-Louga	4,319	3,528	2,882	2,355
14	Linguere	2,753	3,329	3,791	4,316
15	Gossas-Fatick	6,079	6,321	6,510	6,708
16	Foundiougne	2,751	3,429	3,797	4,205
17	Sedhiou	5,138	5,662	6,722	6,875
18	Kolda-Velingara	4,591	5,059	5,713	6,142
Total		77,665	86,018	94,727	99,779

Il est attendu que la demande actuelle en SPF qui est de (77665) passe à environ 100.000 à l'horizon 2015. Le taux de croissance annuel moyen de la demande est estimé à 1,7 %.

3.2 Concept Fondamental de la Stratégie Commerciale de Mise en oeuvre de l'Electrification Rurale par voie PV

Entre autres, les facteurs suivants sont vitaux pour la diffusion des systèmes PV, particulièrement dans l'étape initiale :

- A. Surmonter l'obstacle que constitue le coût initial élevé: le coût initial d'électrification élevé constitue un obstacle à surmonter. Des mécanismes de crédit et/ou d'allocation de subvention de subvention et la fourniture de services répondant à des normes moins élevées (mais pas de moindre qualité) pourraient contribuer à l'atteinte de cet objectif.
- B. Encourager la participation des populations locales: l'implication des collectivités locales, des investisseurs et des usagers/bénéficiaires (population rurale) dans la conception et la fourniture des services énergétiques est essentielle. L'approche

décentralisée doit être envisagée comme solution mais il faudrait également renforcer les capacités des collectivités locales.

- C. Une approche tournée vers la demande: selon la croyance que les solutions apportées aux problèmes locaux semblent être plus viables, dans la mesure où les communautés ciblées sont en mesure de participer à l'élaboration et à la mise en œuvre de ces solutions. Par conséquent, les projets contribuant à la réalisation des objectifs du programme vont délibérément tenir compte des besoins et exigences exprimés par les communautés de base en relation avec les porteurs de projet, bien entendu avec l'assistance de l'Etat.

Pour cette étude, le concept de base de l'électrification rurale par voir photovoltaïque a été élaboré en tenant compte de ces aspects présentés ci-dessus.

1. Comme nous l'avons défini ci-dessous, le plan d'électrification rurale par voie photovoltaïque élaboré dans le cadre de cette étude est orienté vers l'éclairage.

“L'usage de l'électricité produite par le système PV est destiné aussi bien à l'éclairage qu'à des usages productifs tels que le pompage, la réfrigération et l'industrie artisanale. Cependant, étant donné que l'éclairage est la principale orientation, la JICA Study Team et le MEH ont d'un commun accord arrêté que l'usage primaire des systèmes PV serait destiné à l'éclairage, à l'alimentation des appareils électroménagers et aux infrastructures publiques (i.e. école, poste de santé, etc.)”

Lors de ces discussions, la question relative aux usages productifs n'a pas été soulevée mais ils en sont pas pour autant ignorés. Nous partageons l'opinion que le développement économique local va résulter des premières initiatives d'électrification. De plus, comme les gens prennent de plus en plus conscience du potentiel offert par la technologie, nous pensons que la demande en SPF va augmenter et contribuer au développement local. Le dispositif organisationnel destiné à l'action collective, mis en place à travers la fourniture du service d'éclairage aux ménages va permettre de prendre en charge la demande supplémentaire. A travers les programmes de formation, les mécanismes de crédit, une meilleure prise de conscience par l'Etat et l'acceptation sociale de ces technologies, ces programmes vont tendre directement vers le développement économique. Une fois qu'il sera établi que les communautés rurales peuvent

prendre part à la structure économique formelle, grâce à la compréhension et à l'acceptation des options de crédit, les objectifs de renforcement des pouvoirs des communautés seront atteints.

2. Parmi les zones ciblées par l'électrification rurale par voie photovoltaïque, il y a des localités considérées comme étant dans une phase transitoire en attente de leur électrification par une option permanente ou semi-permanente telle que l'extension du réseau ou le réseau diesel, etc., en mesure de fournir assez d'électricité pour permettre également la génération de valeur ajoutée par les activités productives. Dans ce cas, il y a une forte probabilité que les équipements PV installés puissent être à l'avenir transférés vers les autres localités non-électrifiées.

Dans les villages dont les besoins en électricité sont élevés, les systèmes PV seront remplacés par une autre option d'électrification. Par conséquent, il sera indispensable de tenir compte des besoins et de la demande en électricité dans le choix des méthodes d'électrification. Pour cette étude, ces conditions préalables seront intégrées dans l'identification des villages ciblées par l'électrification rurale par voie photovoltaïque, qui sont de façon marginale à cheval sur les zones de rentabilité des options diesel et photovoltaïque. Les seuils de rentabilité sont évalués sur la base de la distance par rapport au réseau, du coût unitaire par kWh et de la demande en électricité des ménages.

3. Les ménages ciblés par les installations photovoltaïques sont ceux ayant un revenu annuel élevé, c'est à dire 20~25% des populations villageoises. Ceci veut dire que les premières cibles des installations PV sont les couches de population en mesure de payer le service électrique. L'Etude est caractérisée par cette approche qui va également être appliquée dans le choix des zones affectées à l'option PV. La priorité est accordée à la viabilité du projet. Ce concept de développement est vital pour la matérialisation de la politique du Sénégal en matière d'électrification rurale, laquelle politique requiert l'amélioration du taux de desserte en milieu rural et l'implication du secteur privé.

Pour satisfaire à de telles exigences, une méthodologie a été proposée.

La matérialisation de "l'allègement des charges financières supportées par les usagers" et celle de la "satisfaction des besoins en électricité des usagers" va nécessiter la contribution de part et d'autre des prestataires de services et des abonnés.

Les contributions respectives devant être apportées par l'un et l'autre sont présentées ci-dessous:

Prestataires "Fourniture de services de bonne qualité"

Abonnés "Contribution financière, sous forme de contribution initiale s'élevant à 10% du coût d'investissement initial" et de "Redevance mensuelle" pour assurer la viabilité du projet.

Il faudrait faire remarquer que les risques inhérents au recouvrement des redevances d'électricité sont encourus par l'Opérateur de Projet (entrepreneur global). C'est pourquoi, l'essentiel de l'assistance financière et technique provenant de l'Etat devrait être adressé, à l'entrepreneur global, c'est à dire aux opérateurs de projet, dans la phase initiale.

4. L'électrification par voie photovoltaïque est destinée à l'éclairage et ne va pas au début contribuer aux activités génératrices de revenus. Cette situation ne va prévaloir que dans la phase initiale mais l'électrification par voie PV devra dans l'étape ultérieure s'étendre aux villages concernés par la densification. Parallèlement à une telle densification, le développement des activités génératrices de revenus sera également favorisé avec l'introduction d'autres options d'électrification, mais tout cela dépendra des activités commerciales de l'entrepreneur global, en concertation et en collaboration étroite avec les communautés villageoises.

Concernant les activités de financement au niveau de la communauté régionale, les mécanismes de circulation des fonds devraient être stimulés et renforcés au niveau des communautés rurales. La création d'un environnement/marché d'électrification rurale, attractif aussi bien pour l'entrepreneur global que pour les populations rurales, fait partie des rôles de l'ASER.

La bonne combinaison entre activités génératrices de revenus et financières, ci-dessus mentionnée, avec l'assistance des entrepreneurs globaux devra favoriser dans le meilleur des cas le développement rural durable.

Pour mettre en oeuvre un tel schéma, les entrepreneurs locaux, familiers avec le contexte socio-économique, la culture, les us et les langues locales, etc., représentés par les ONG, les experts PV, etc. devront jouer un rôle prépondérant. Cela pourrait être un rôle de "Coordinateur", chargé uniquement de bâtir des relations de confiance entre les entrepreneurs globaux, la communauté rurale et les populations rurales.

3.3 Approche Commerciale

Le Projet Pilote est en cours d'exécution sur l'île Mar. Le concept de développement du plan global d'électrification rurale par voie photovoltaïque est pour l'essentiel le même que celui qui a été appliqué dans le cadre du projet pilote.

Il a été prévu l'installation de 100 systèmes solaire familiaux sur l'île Mar. Ces systèmes sont issus d'un don du Gouvernement japonais et la propriété en revient à l'ASER/MEH qui en assurent conjointement la supervision alors que la gestion en est confiée à l'opérateur du projet pilote qui se trouve être en même temps le fournisseur des équipements PV. Le Tableau 3.10 présente les grandes lignes du projet pilote. Tandis que le schéma structural de mise en œuvre du projet pilote est illustré par le Schéma 3.9. L'investissement initial ayant permis l'acquisition des systèmes photovoltaïques familiaux de 55 Wc représente un don de la JICA (Agence Japonaise de Coopération Internationale) accordé dans le cadre du programme d'assistance économique du Gouvernement. Ce programme permet également de donner une formation et d'apporter une assistance technique à l'ASER/MEH en matière d'installation, de maintenance, d'acquisition d'équipement par le biais d'un appel d'offres mais aussi l'élaboration du plan d'électrification rurale par voie photovoltaïque.

L'Opérateur du projet pilote fait payer aux ménages une contribution initiale représentant 10% du coût d'investissement initial est une redevance mensuelle d'environ 6 à 7\$US en échange du service d'électricité. Aussi bien les montants collectés sous forme de contribution initiale que ceux collectés sous forme de redevances mensuelles servant à couvrir les charges directes de maintenance et le fonds de remplacement des composantes telles que les batteries, les régulateurs de charge et les ampoules sur une période de 20 ans. L'opérateur du projet pilote gère un compte produisant des intérêts dans lequel les fonds affectés au renouvellement des équipements sont versés. Ces fonds intègrent également le remplacement de panneaux solaires au bout d'une période de 20 ans.

Le programme prévoit un dispositif durable de maintenance continue (et un plan de renouvellement permanent) des systèmes issus du don et permet ainsi aux usagers de bénéficier d'un service d'énergie à leur portée. Cependant, ce schéma n'est pas commercialement reproductible puisque l'investissement initial ayant permis le

démarrage du projet est issu d'un don. Si l'investissement initial avait été financé par une société privée, les redevances mensuelles nécessaires pour l'amortissement de cet investissement seraient plus élevées, certainement d'au moins 50% et il serait également indispensable d'obtenir un appui financier.

Dans cette section, deux options stratégiques répondant aux principes de l'ASER ont été proposées comme "Approche Commerciale".

1) Programme Prioritaire d'Electrification Rurale (PPER)

Pour lesquels l'ASER assure le refinancement et les fonds de garantie auprès des institutions financières, à partir du budget annuel dont les fonds sont sensés provenir des institutions financières internationales comme la Banque Mondiale/IDA, etc.

2) Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL)

Encouragement ou assistance aux programmes ou projets d'électrification rurale publique ou privée, d'initiative locale.

Rural Electrification Priority Programs (PPER)

- La mise en œuvre des PPER correspond à l'"approche descendante" classique du secteur de l'électricité, bien adaptée à l'électrification rurale.
- Les PPER sont constitués des éléments du PASER: ils sont définis chaque année sur la base du Plan National d'Electrification Rurale établi par le Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique (MEH) assortis de quelques programmes progressifs de couverture géographique et objectifs de développement territorial. Leur définition requiert l'élaboration préalable d'un Plan Local d'Electrification (PLE), permettant de déterminer pour une zone donnée les taux éventuels et les options techniques permettant d'atteindre ces taux.
- Les Opérateurs Privés, détenteurs de concessions de distribution, dont les cahiers de charges comportent des objectifs spécifiques en termes de plans d'investissement et de taux de desserte. Ces opérateurs sont sélectionnés à travers les appels d'offres annuelles. Les zones de ces concessions sont délimitées de façon à garantir une rentabilité minimale aux opérateurs.

Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL)

- Les Projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) correspondent à l'“approche ascendante” et ne sont soumis à aucune planification géographique préalable. Ils peuvent être initiés par:
 - Les Collectivités Locales, les groupes d'Usagers, les Organisations Non-Gouvernementales (ONG) et
 - Les Opérateurs Privés

Bien que l'approche commerciale (formulation de Projet) illustrée par le Schéma 3.10 soit applicable pour toutes les deux options, cette dernière serait plutôt recommandée pour l'ERIL.

Tableau 3.10 Grandes lignes du Projet Pilote

Etude de la JICA sur le Plan d'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque

1. Localisation: Mar Lothie, Mar Soulou & Mar Fafako, sous-préfecture de Fimela, Département de Fatick, Région de Fatick

Les trois (3) villages sont situés sur l'île Mar, accessible par voie d'eau à quelques trente minutes de NDangane. NDangane est relié au réseau interconnecté de la SENELEC et se trouve à 2h50 de route de Dakar.

	Mar Lothie	Mar Soulou	Mar Fafako
Population	1.550	886	2.172
No. de concessions	197	39	186
Activités Economiques	Agriculture, Elevage, Pêche, Transferts	Agriculture, Elevage, Pêche, Transferts	Agriculture, Elevage, Pêche, Transferts

2. Agence d'Exécution: l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER), Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique (MEH)

3. Fournisseur PV: MATFORCE

4. Nombre de systèmes acquis: 100 unités

5.1 Nombre de systèmes initialement prévus pour les installations: 94 unités

6. Période de Service: 20 ans

7. Eléments du système PV

Panneau solaire: 55 Wp

Régulateur de Charge: 10A

Batterie: 100 Ah

Type 1	Type 2	Type 3
Option éclairage	Option TV	Option TV et éclairage
5 Lampes fluorescentes 1 prise radio	3 Lampes fluorescentes 1 prise radio 1 prise TV N/B	2 Lampes fluorescentes 1 prise radio 1 prise TV N/B Lampes à LED

8. "Vente de Services" aux usagers

Contribution Initiale: 45.000 CFA

Redevance Mensuelle: 3.700 CFA

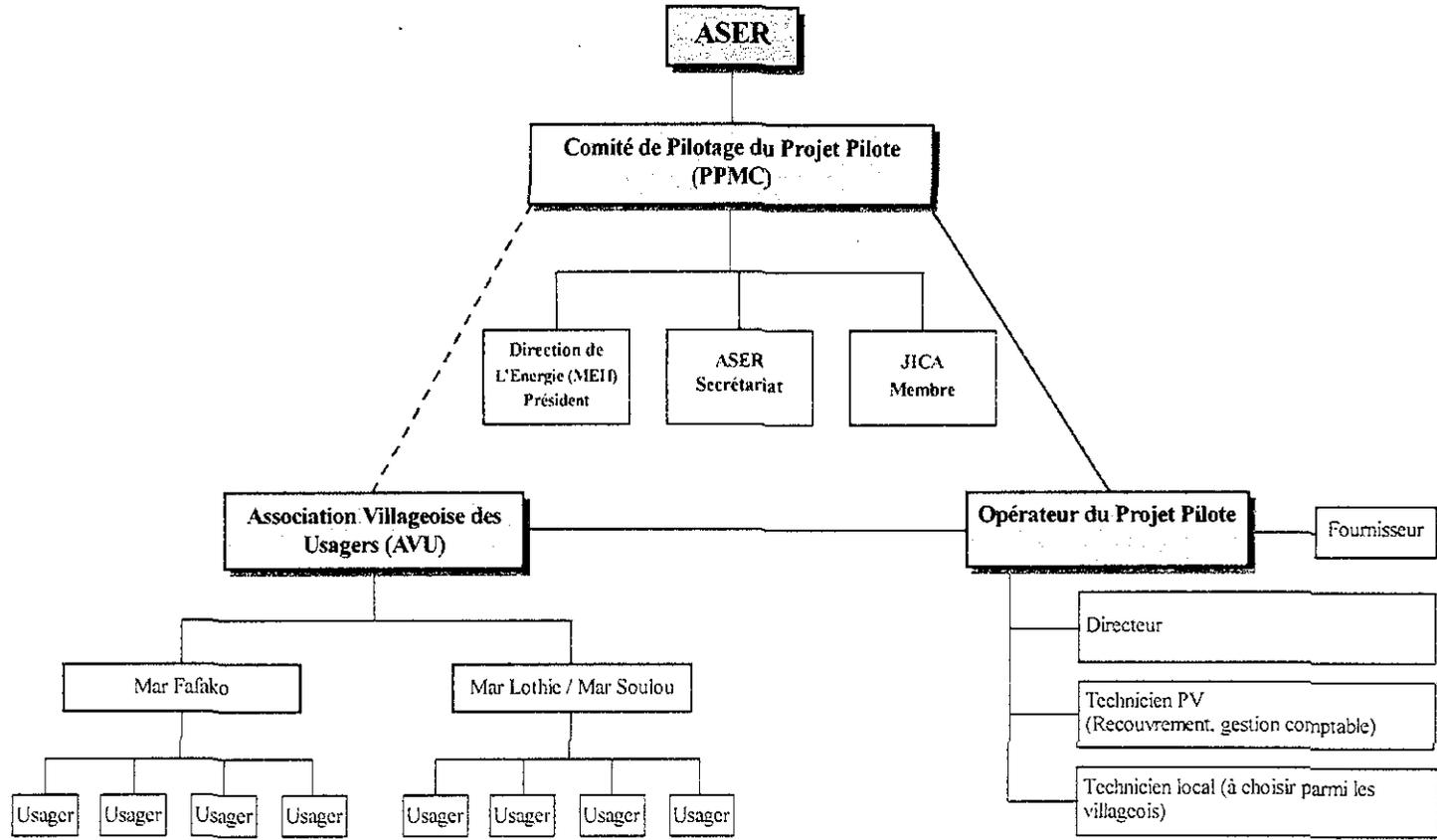
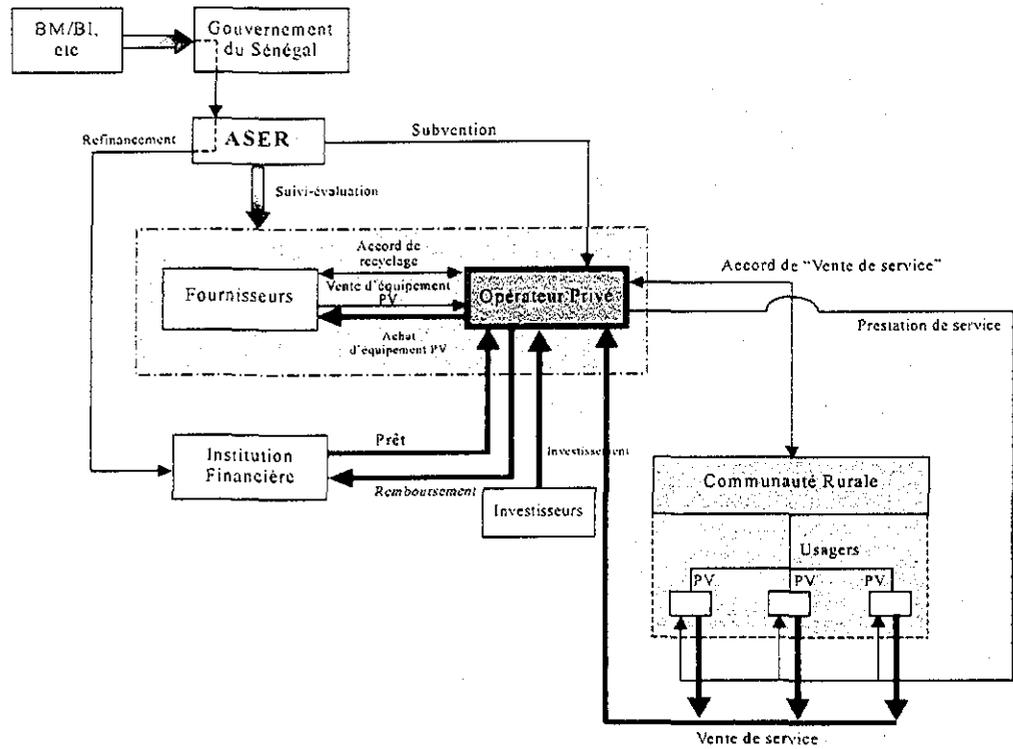


Schéma 3.9 Schéma Structural de Gestion du Projet Pilote



Concept Fondamental de développement de la Diffusion PV

- ① Electrification Rurale PV prévoyant le Recyclage
- ② Responsabilité des fournisseurs face au recyclage des batteries (réutilisation, recyclage, etc.)
- ③ - Accord de fourniture de pièces de rechange, batteries, etc. entre fournisseur et opérateur
- Accord de recyclage de batteries entre fournisseur et opérateur
- ④ Concept de Développement

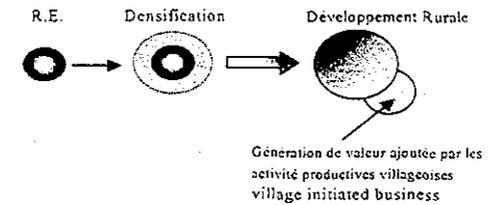


Schéma 3.10 Approche Commerciale (Draft) Gestion Totale par un Opérateur Privé
(PPER: Programme Prioritaire d'Electrification Rurale)
(ERIL: Electrification Rurale d'Initiative Locale)

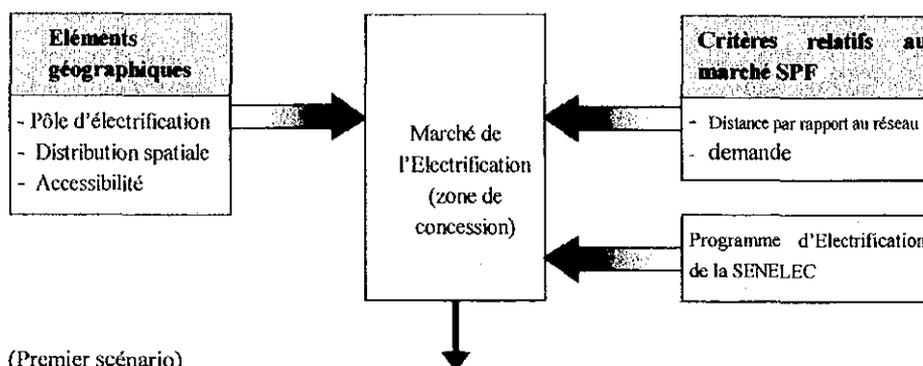
3.4 Programmes d'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque (SPF)

(1) Prémisses du marché du SPF

L'approche théorique d'identification des villages comportant une demande potentielle en SPF est démontrée dans le Schéma 3.6. Le marché potentiel (répartition des villages) est matérialisé sur le plan de I) la distance par rapport au réseau existant et ii) de la demande (ménage). L'approche serait fondamentalement adaptée à la programmation des PLE des 3 zones de concession (Dagana-Podor, Mbour, Kolda -Vélingara) dans la première tranche pour laquelle les options technologiques (extension de la ligne MT, réseau BT, PV) restent à définir. Néanmoins, le marché correspondant respectivement à chacune des options technologiques pourra être déterminé en tenant compte des critères ci-dessous:

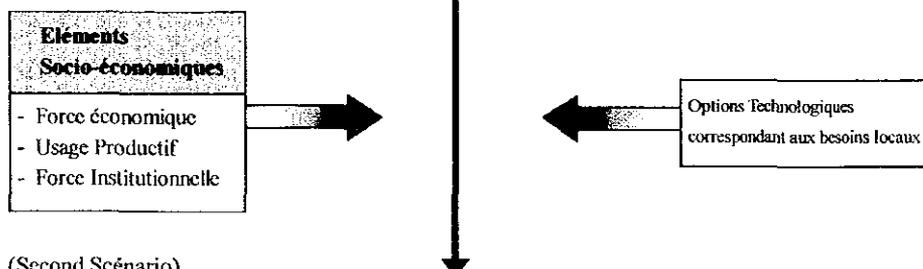
Critère	Conditions
a) Pôle d'électrification	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution des chefs-lieux de Communauté rurale ; • Demande potentielle en électrification dans les chefs-lieux de CR ;
b) Distribution Spatiale des villages	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution des villages gravitant autour des chefs-lieux de CR; • Distribution des villages situés le long du réseau existant ;
c) Accessibilité	<ul style="list-style-type: none"> • Réseau routier et état des routes ; • Accessibilité des centres départementaux ;
d) Force économique des villages	<ul style="list-style-type: none"> • Fertilité des terres cultivées ; • Part des sources de revenus autres que l'agriculture ;
e) Usage électrique productif	<ul style="list-style-type: none"> • Surface récoltée par type de culture ; • Possibilité de production issue de la transformation de produits agricoles ;
f) Force institutionnelle des villages	<ul style="list-style-type: none"> • Existence d'Entrepreneurs locaux ou ONG. • Implication des associations villageoises dans l'approvisionnement en eau, les soins de santé primaire et autres activités sociales ; • Implication des femmes dans les activités sociales existantes.

Les critères sont classés dans une large mesure en deux catégories; Notamment I) données géographiques relatives aux points a), b) et c) du tableau et ii) données socio-économiques relatives au points d), e) et f). Il s'agit de voir comment utiliser ces critères afin d'identifier le marché potentiel correspondant respectivement à chacune des options technologiques. Il faut certainement mener des études d'abord pour obtenir les éléments géographiques afin d'avoir une certaine idée des villages devant être électrifiés et les options techniques correspondantes. Ensuite les éléments socio-économiques seront pris en compte afin de déterminer si les options technologiques sont bien adaptées aux villages devant être électrifiés. Le schéma conceptuel des options technologiques correspondant aux différents scénarios de marché est présenté ci-dessous:



(Premier scénario)

Marché Potentiel	Options
1) Première catégorie de chefs-lieux de CR	Extension MT par réseau BT
2) Deuxième catégorie de chefs-lieux de CR	Mini réseau alimenté par G/D
3) Troisième catégorie de chefs-lieux de CR	G/D ou SPF ou combinaison des deux
4) Villages gravitant autour des chefs-lieux de CR de première catégorie	Extension BT
5) Villages gravitant autour des chefs-lieux de CR de deuxième et troisième catégorie	SPF
6) Villages situés le long du réseau existant	Extension BT ou SPF
7) Villages isolés	SPF



(Second Scénario)

Groupe	Marché	Options	Modes
1	Première catégorie de chefs-lieux de CR	Extension MT du réseau BT	SENELEC
2	- ditto -	- ditto -	PPER
3	Seconde catégorie de chefs-lieux de CR	Mini réseau alimenté par G/D	PPER ou ERIL
4	Troisième catégorie de chefs-lieux de CR	Mini réseau alimenté par G/D	PPER ou ERIL
5	- ditto -	SPF	ERIL
6	- ditto -	G/D combiné au SPF	ERIL
7	Villages gravitant autour des chefs-lieux de CR de première catégorie	Extension BT	PPER
8	- ditto -	SPF	PPER
9	Villages satellites gravitant autour de chef-lieux de CR de catégories 2 et 3	SPF	ERIL ou PPER
10	Villages situés le long du réseau existant	Extension BT	PPER
11	- ditto -	SPF	PPER
12	Villages Isolés	G/D combiné au SPF	ERIL
13	- ditto -	SPF	ERIL

Dans le premier scénario, le marché de l'ER est nettement divisé entre les chefs-lieux de CR, des villages satellites gravitant autour des chefs-lieux de CR, les villages situés le long du réseau existant et les villages isolés. Les chefs-lieux de CR sont en principe considérés comme les pôles de l'électrification rurale. Ces chefs-lieux de CR font l'objet d'une répartition plus poussée en 1^{ère}, 2^{ème} et 3^{ème} catégorie, selon la taille de population, l'accessibilité et le plan d'extension du réseau SENELEC à court terme. Les tailles de population par catégorie sont: i) ($P > 2.000$) pour la 1^{ère} catégorie, ii) ($1.000 < P < 2.000$) pour 2^{ème} catégorie et iii) ($P < 1.000$) pour 3^{ème}. Les chefs-lieux facilement accessibles à partir des capitales régionales ou départementales par route bitumée sont regroupés dans les 1^{ère} et 2^{ème} catégorie alors que les centres d'accès difficile correspondent à la 3^{ème} catégorie. Les villages satellites sont également répartis entre ceux qui gravitent autour des chefs-lieux de 1^{ère} catégorie et ceux gravitant autour des chefs-lieux de 2^{ème} et 3^{ème} catégorie. Enfin, en tenant compte du critère lié à la distance par rapport au réseau existant et de la taille de la demande (ménage). Selon le premier scénario, les options techniques sont définies de façon implicite pour sept (7) groupes de marchés d'ER.

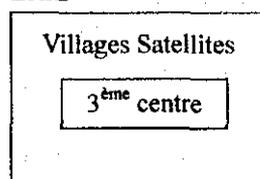
Pour le second scénario, les sept (7) groupes de marchés envisagés dans la première phase peuvent faire l'objet d'une répartition plus poussée en 13 groupes si l'on tient compte des critères socio-économiques et des besoins locaux en matière d'option d'électrification. La répartition des 7 groupes en 13 groupes par rapport aux critères considérés est schématisée ci-dessous:

1 ^{er} scénario	2 ^{ème} scénario	Principaux critères considérés
1 ^{ère} catégorie de chef-lieu de CR	Groupe 1 Groupe 2	<ul style="list-style-type: none"> • Usagers potentiels (+ 60) revenus élevés • critères ci-dessus mais exclus du plan SENELEC
3 ^{ème} catégorie de chef-lieu de CR	Groupe 4 Groupe 5 Groupe 6	<ul style="list-style-type: none"> • Forte probabilité d'usage productif de l'électricité • Existence d'entrepreneur local ou ONG • Villages jouissant d'un certain avantage économique • Existence d'entrepreneur local ou ONG • Expérience des associations villageoises en matière d'activités sociales • Probabilité d'usage productif relativement élevé • Existence d'entrepreneur local • Expérience des associations villageoises en matière d'activités sociales
Village Satellite Autour des 1 ^{er} centres	Groupe 7 Groupe 8	<ul style="list-style-type: none"> • Usagers Potentiels (supérieur à 30) + préférence locale • Usagers Potentiels (inférieur à 30)
Villages le long du réseau existant	Groupe 10 Groupe 11	<ul style="list-style-type: none"> • Usagers Potentiels (supérieur à 30) + préférence locale • Usagers Potentiels (inférieur à 30)
Villages Isolés	Groupe 12 Groupe 13	<ul style="list-style-type: none"> • Similaire au Groupe 6 • Similaire au Groupe 5

En conclusion, le marché SPF ainsi que les modes d'ER sont illustrés ci-dessous:

Volet 1

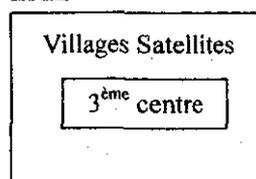
ERIL



SPF uniquement

Volet 2

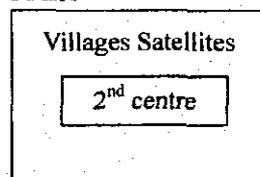
ERIL



SPF plus G/D

Volet 3

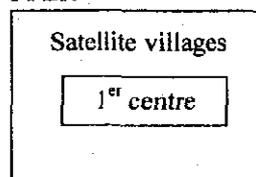
PPER



SPF uniquement
Villages Satellites uniquement

Volet 4

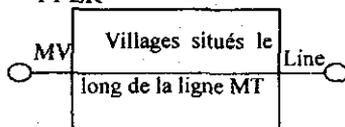
PPER



SPF uniquement
Villages Satellites uniquement

Volet 5

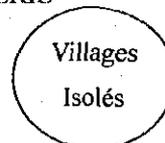
PPER



SPF uniquement

Volet 6

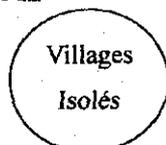
ERIL



G/D plus SPF

Volet 7

ERIL



SPF uniquement

(2) Mise en Application du Concept du marché SPF

La JICA Study Team a effectué une mission de reconnaissance sur une zone de concession en compagnie d'un agent de l'ASER les 8 et 9 octobre 2001, afin d'avoir une idée du concept de marché d'électrification qui a jusqu'ici fait l'objet de débats. Kaffrine, dans la région de Kaolack, a été choisie, pour les raisons suivantes:

- Kaffrine est une zone à forte densité de population, composée de communautés rurales de tailles de population différentes ;
- La ligne MT existante est située le long de la route nationale NI.
- La route 60 passe par la zone et relie Kaffrine à Mbacké (région de Diourbel), donc l'accès au chef-lieu de communauté rurale par la R 60 est tout à fait facile alors que l'accès aux autres chefs-lieux de communauté rurale est géographiquement entravé par l'existence de routes non-bitumées et en mauvais état.
- La partie Nord de Kaffrine est dominée par la zone forestière, entraînant ainsi l'enclavement de certains villages.
- Certains villages sont dotés d'équipements d'approvisionnement en eau, issues de dons dans le cadre de la coopération bilatérale (Japon), par conséquent les associations présentes dans ces villages sont relativement bien expérimentées en matière d'exploitation et de gestion de services sociaux et économiques.
- Kaffrine reste une zone de production d'arachide. Notons également la présence d'une variété de produits agricoles, ce qui laisse entrevoir des perspectives d'usage de l'électricité à des fins productives, pour les récoltes collectives et éventuellement pour les produits agricoles.

La mission de reconnaissance a couvert les deux arrondissements de MBirkilane et de Malème Hoddar, qui comportent dix (10) communautés rurales. La carte de localisation est sommairement présentée ci-dessous:

Localisation	Volet	Marché SPF	Mode d'ER	Remarque	Usagers Potentiels
GNIBI	4	Villages Satellite	PPER	Centre électrifié par la SENELEC	300-400
MBOS	4	Villages Satellite	PPER	- ditto -	300-400
BOULEL	3	Villages Satellite	PPER	Centre devant être électrifié par G/D	200-300
KAHI	5	CR Entier	PPER	Village situé le long de la ligne MT	100-150
DIANKE SOVF	1	Centre + satellite	ERIL	Mauvaise Accessibilité au centre	150-200
M. HODDAR	4	Villages Satellite	PPER	Mauvaise Accessibilité au centre	300-400
N. GUENT	2	Centre + satellite	ERIL	Usage productif relativement élevé	200-250
D. MINAM	2	Centre + Satellite	ERIL	Usage productif + adduction d'eau	200-250
BONDI	2	Village	ERIL	Usage productif + adduction d'eau	150-200
D. SERIGNE	7	Village	ERIL	Village enclavé	30-50

Les usagers potentiels pour le SPF sont identifiés dans les villages satellites gravitant autour des chefs-lieux des communautés rurales appartenant aux première et deuxième catégories et concentrés sur les volets 3 et 4 devant être électrifiés selon le mode PPER. Le nombre d'usagers potentiels résident dans les villages Satellites est estimé à environ 200 ou 300 par communauté rurale.

Les usagers de SPF sont également identifiés dans les chefs-lieux de communauté rurale dont les villages satellites sont concentrés dans les tranches 1 et 2 devant être électrifiés selon le mode ERIL. L'accès à ces communautés rurales est relativement mauvais. L'option Diesel pourrait être réservée uniquement aux usages productifs alors que le SPF s'adressera principalement à l'éclairage. Le nombre d'usagers potentiels de SPF est estimé à 150 ou 200 par communauté rurale.

Une communauté rurale adjacente à la ligne MT existante pourrait constituer un marché SPF potentiel. Les Villages sont dispersés le long de la zone devant être électrifié par mode PPER. Les usagers potentiels de SPF sont estimés à environ 100 ou 150.

Enfin, les usagers potentiels sont identifiés dans les villages isolés, éloigné du centre urbain, Kaffrine. Les besoins en électrification des populations locales sont positifs, à tel enseigne qu'un projet ERIL d'électrification par voie de SPF serait recommandé. Les usagers potentiels sont estimés à 30 ou 50.

(3) Projet

L'Etude préliminaire menée à Kaffrine permet d'obtenir le nombre potentiel de ménages ruraux à électrifier par voie de SPF, selon les différents modes d'ER (PPER or ERIL).

Communauté Rurale	Mode	Usagers de SPF Selon les Catégories								
		1	2	3	4	5	6	7	Max	Min
MBOS	PPER				300-400				400	300
GNIBI	PPER				300-400				400	300
BOULEL	PPER/ ERIL		200-250	200-300					550	400
KAHI	PPER					100-150			150	100
DIANKE SOUF	ERIL	150-200							200	150
M. HODDAR	PPER				300-400				400	300
N. GUENT	ERIL		200-250						250	200
D. MINAM	ERIL		200-250					30-50	300	230
Total									2,650	1,980

Par "usagers potentiels" il est entendu le nombre potentiel de ménages à électrifier par voie de SPF. Dans la zone couverte par l'étude, ils sont estimés à un maximum de 2.650 et à un minimum de 1.980. Le futur programme d'ER par voie de SPF se fera probablement à l'échelle des communautés rurales. La Communauté rurale pourrait certainement être la plus petite unité dans la formulation des projets d'Electrification Rurale par voie de SPF. Dans la zone de l'étude, le nombre moyen d'usagers de SPF par projet (ou par communauté rurale) est estimé à 330 au maximum et 250 au minimum. Des projets de cette taille dépasseront certainement les capacités annuelles des attributaires de concessions PPER ou ERIL. Pour cette étude, la taille moyenne d'un projet est estimée à environ 300.

(4) Programmes d'Electrification Rurale par voie de SPF

La totalité du territoire sénégalais est divisé en 18 zones de concession. L'ordre implicite de lancement des appels d'offres pour l'attribution des concessions est suppose être la suivante:

Ce manuel ne fournit pas d'explications détaillées quant à la manière dont un tel calendrier a été stratégiquement élaboré. En effet, la capacité des usagers à payer le service électrique constitue le facteur le plus déterminant pour la mise en œuvre avec succès du programme d'ER basé sur l'attribution de concession. C'est pourquoi la zone de Dagana-Podor, où résident de riches futurs usagers, a été programmée pour le premier appel d'offres. Vélingara -Kolda doit abriter un programme de la Caisse Française de Développement. L'ordre de lancement des appels d'offres pour l'attribution des concessions sera fonction de facteurs socio-économiques et externes.

Année	Calendrier provisoire des Appels d'offres
2001	1) Dagana-Podor, 2) Mbour, 3) Vélingara-Kolda
2002	4) Foundiougne, 5) Kaolack-Nioro du Rip, 6) Sédhiou
2003	7) Matam, 8) Bakel, 9) Ziguinchor
2004	10) Tivaouane, 11) Kébemer-Louga, 12) Diourbel-Bambey
2005	13) Tambacounda-Kédougou, 14) Kaffrine, 15) Gossas-Fatick
2006	16) Linguère, 17) Mbacké, 18) Thiès

L'Electrification Rurale par voie de SPF est supposée être mise en oeuvre selon les conditions ci-dessous:

- 1) La phase de développement de l'ER va couvrir sur le long terme une période de 15, c'est à dire de 2001 à 2015. A la suite de l'appel d'offres, la mise en oeuvre de l'ER se fera de façon continue Durant la phase de développement.
- 2) Au moins un projet PPER ou ERIL d'Electrification Rurale par voie de SPF devra être mis en oeuvre par an.
- 3) Le nombre de nouveaux souscripteurs par an que les attributaires de concessions sont en mesure de prendre en charge est estimé à 300 en moyenne, cependant, cette capacité annuelle pourrait baisser dans les zones où la demande va baisser à l'avenir (No. 7 et 13).
- 4) Dans le cas d'un nombre de CR relativement limité, alors que la demande est croissante (No. 12), il sera alors possible de mettre en oeuvre un projet dans chaque CR plus de deux fois entre 2001-15. Par conséquent la capacité annuelle est inférieure à 300.

Nbr.	Région	Départements	Mise en œuvre	Nbr de CR Electrifiées	Nbr de CRs Dans la zone	Programme d'ER SPF	Demande (2015)
1	Ziguinchor	Bignona-Oussouye-Ziguinchor	04-15 (12)	12	24	3,600	5,355
2	Diourbel	Diourbel-Bambey	05-15 (11)	11	22	3,300	8,340
3	Diourbel	Mbacké	07-15 (9)	9	11	2,700	3,961
4	St. Louis	Dagana-Podor	02-15 (14)	14	16	4,200	4,217
5	St. Louis	Matam	04-15 (12)	12	12	3,600	3,582
6	Tambacounda	Tamba-Kédougou	06-15 (10)	10	23	3,000	6,413
7	Tambacounda	Bakel	04-15 (12)	10	10	2,460	2,464
8	Kaolack	Kaolack-Niour du Rip	03-15 (13)	13	20	3,900	9,325
9	Kaolack	Kaffrine	06-15 (10)	10	21	3,000	9,799
10	Thies	Tivaouane	05-15 (11)	11	14	3,300	6,291
11	Thies	Ties	07-15 (9)	9	9	2,700	5,637
12	Thies	Mbour	02-15 (14)	8	8	3,780	3,794
13	Louga	Kébémer-Louga	05-15 (11)	11	31	2,355	2,355
14	Louga	Linguère	07-15 (9)	9	17	2,700	4,316
15	Fatick	Gossas-Fatick	06-15 (10)	10	26	3,000	6,708
16	Fatick	Foundiougne	03-15 (13)	13	9	3,900	4,205
17	Kolda	Sédhiou	03-15 (13)	13	20	3,900	6,875
18	Kolda	Kolda-Vélingara	02-15 (14)	14	23	4,200	6,142

Le concept d'“ER par voie de SPF programmé” se rapporte au nombre de ménages à électrifier par voie de SPF Durant la phase de mise en œuvre. Ce nombre est obtenu grâce à un simple calcul en multipliant le taux de connexion annuel moyen (300) par la période de mise en œuvre. Donc dans certaines zones de connexion, le chiffre correspondant à l'ER par voie de SPF programmé est assez proche ou dépasse la demande projetée (2015). C'est en partie parce que le nombre de CR dans une zone de concession est inférieur à celui des CR programmés dans la mise en oeuvre du programme d'Electrification Rurale et partie parce que la demande en SPF diminue proportionnellement à la diminution de la population. Ces dernières correspondent aux zones de concession 7, 12, 13, 16. Dans ces zones, la demande correspond à la limite supérieure de l'Electrification Rurale par voie de SPF programmée. L'Electrification Rurale par voie de SPF programmée année après année est illustrée par le Tableau 3.11.

Phase de Lancement

Le nombre de ménages à électrifier par SPF d'ici 2005 est estimé à environ 8.700 alors que le nombre attendu de CR devant être électrifié par voie de SPF est de 30. L'Electrification de 8.700 ménages correspond à 10% de la demande potentielle (86.000) en SPF prévue en 2005. Ceci semble moins réaliste que les objectifs d'Electrification Rurale proposés par le PASER (17,000).

Phase de Consolidation

Le nombre de ménage devant être électrifié par voie de SPF est estimé à environ 59.500 à l'horizon 2015, ce qui correspond à environ 59% de la demande potentielle (99,800) à l'horizon 2015. Avec l'Electrification de 59.500 ménages, les objectifs d'Electrification Rurale proposés par le PASER (70,000) ne seront pas atteints. Le nombre de CR à électrifier est de 199, ce qui correspond à 62% de l'ensemble des CR.

Tableau 3.11 Programmes d'Electrification Rurale par voie de SPF

Concession	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	
1				300												3,600
2					300											3,300
3							300									2,700
4		300														4,200
5				300												3,600
6						300										3,000
7				240												2,880
8			300													3,900
9						300										3,000
10					300											3,300
11							300									2,700
12		270														3,780
13					214											2,355
14							300									2,700
15						300										3,000
16			300													3,900
17			300													3,900
18		300														4,200
		870	1,770	2,610	3,424	4,324	5,224									60,015

3.5 Plan Financier

Les objectifs de l'analyse financière varient nettement en fonction du rôle des différents acteurs impliqués dans la mise en œuvre de l'ER. Le concessionnaire (opérateur privé) pourrait être intéressé par les « Retours Sur Investissement » (ROE) et les institutions financières seraient assurées que le principal tout comme l'intérêt généré par le prêt seront recouverts à temps, étant donnés les conditions de prêt. L'ASER, en sa qualité d'institution gouvernementale chargée de l'approbation des projets d'ER en faveur des concessionnaires, devra se charger de leur sélection et fixer le montant de la subvention sur la base de la proposition financière assortie de l'approbation du tarif de "vente de services" proposé.

(1) Conditions essentielles de l'Analyse Financière

Le concept de base de la formulation de projet pour les deux options, basé sur les principes de la politique de l'ASER et conforme à ces derniers a été présenté dans la section précédente.

En prenant référence sur le rôle des différents acteurs, les conditions pour l'analyse financière sont les suivantes :

1) Coût unitaire du système

La demande des ménages en SPF correspond pour la plupart au système de 55Wc. L'analyse financière considère donc un système de 55Wc pour un coût unitaire de 450.000 FCFA.

2) Capacité de Paiement

La redevance mensuelle correspondant à la "capacité de paiement" qui dépend du niveau de la moyenne des dépenses mensuelles d'électricité peut être estimée sur la base de l'étude socioéconomique globale réalisée dans le cadre de l'Etude de la JICA. Les dépenses énergétiques des ménages des villages non-électrifiés (1483 ménages) sont représentées dans le Tableau 3.12. La totalité de l'échantillon (1483) est divisée en classes de revenus dont la classification est la même que celle utilisée dans l'identification du pourcentage des usagers SPF dans la distribution des revenus. Les dépenses annuelles et mensuelles fournissent la moyenne totalisée par les classes de revenu respectives.

Tableau 3.12 Dépenses énergétiques (échantillon de l'étude)

Catégorie de revenu annuel (000FCFA)	Ménages des villages Non-électrifiés	Cumul (%) distribution des revenus	Dépenses énergétiques annuelles (FCFA)	Dépenses mensuelles (FCFA)
< 300	488 (32,9)	32,9	24.989	2.082
300 to 600	96 (6,5)	39,4	29.066	2.422
600 to 800	425 (28,6)	68,0	37.907	3.158
800 to 1.000	155 (10,5)	78,5	49.310	4.109
1.000 to 2.000	126 (8,5)	87,0	63.702	5.308
2.000 to 3.000	156 (10,5)	97,5	66.922	5.576
3000 <	37 (2,5)	100,0	85.248	7.104
	1.483 (100,0)			

Source: Données de l'enquête socioéconomique nationale (JICA)

A Supposer que les futurs usagers SPF appartenant à la classe des revenus élevés soit de l'ordre de 20 à 25%, ces derniers appartiendront à la classe des revenus compris entre (800.000 à 1.000.000 FCFA) et (> 3.000.000 FCFA). Le nombre de ménages enquêtés appartenant à cette fourchette de revenus est de 319, représentant environ 22% de l'ensemble de l'échantillon. La dépense d'énergie mensuelle moyenne des 319 ménages est estimée à environ 5.000 Fcfa et 7.000 Fcfa. Les résultats montrent qu'à l'échelle nationale le montant que les populations acceptent généralement de payer est d'environ 5.000 Fcfa. Bien évidemment, ce montant varie d'une zone à l'autre en fonction des dépenses énergétiques et du pourcentage d'usagers SPF dans la distribution des revenus. Dans cette analyse financière le montant des redevances mensuelles varie entre 4.000 et 6.000 FCFA.

3) Nombre de souscripteurs par projet

Le nombre de souscripteurs (unités installées) bénéficiaires du projet varie généralement entre 100 et 500, en fonction de la taille de la population des communautés rurales. Le nombre de souscripteurs par projet est estimé à 100, 300 et 500 respectivement.

4) Dépenses annuelles d'E&M

Le coût d'exploitation et de maintenance par système est supposé diminuer à mesure que le nombre des souscripteurs s'accroît. Le coût annuel d'E&M exprimé en % de l'investissement initial selon le nombre de souscripteurs est présenté ci-dessous:

100 unités	:	4,6%
300 unités	:	3,8%
500 unités	:	3,4%

5) Contribution des Usagers

Contribution financière	:	10% du coût initial, appelé "Contribution Initiale"
Mise en place du cadre institutionnel	:	Mise en place du Comité villageois, sous l'initiative de la communauté villageoise
Mode de Paiement	:	La redevance mensuelle sera fixée par l'opérateur, sous réserve de l'approbation de l'ASER

6) Proposition de l'Opérateur

Apport de l'Opérateur	: 15~20% au minimum, plus élevé que la contribution des usagers
Pourcentage de prêt	: Prêt concessionnel provenant des institutions financières locales, financièrement soutenues par l'ASER
Proposition de Subvention	: Proposée sous forme de % de l'investissement initial sur la base des résultats de l'analyse du contexte socio-économique des villages ciblés en tenant compte de la capacité et de la volonté de payer
Création du Comité Villageois	Programme de formation des techniciens issus de la communauté villageoise Méthode de recouvrement et salaire des techniciens
Gestion financière	Dispositif d'appui à la maintenance Epargner les montant destinés au renouvellement de tous les équipements durant la période de concession (20 ans) (provisoirement)

7) Rôle de l'ASER

Evaluation des propositions soumises par l'opérateur

Critères de Sélection	ROE (retour sur investissement) compris entre 20 et 25% (Provisoire)
-----------------------	--

La tarification pour la "Vente de Services", notamment la contribution initiale et la redevance mensuelle peuvent être proposées sous réserve des conditions suivantes :

1. L'Apport exprimé en % du coût initial
2. La contribution des usagers, exprimée en % du coût initial
3. Montant et conditions de prêt, taux d'intérêt, période de remboursement et délai de grâce
4. Subvention exprimée en % de l'investissement initial
5. Dispositif de Gestion du Projet

(2) Analyse Financière

L'analyse Financière a été faite sur la base des conditions préalables présentées par le Tableau 3.13 et des résultats fournis par le Tableau 3.14. le format de calcul est présenté dans l'annexe A, dans lequel les états de revenus, les états financiers et les bilans sur une période de concession de 20 ans, sont présentés.

La redevance mensuelle correspondant à la "volonté de paiement" qui dépend du niveau de la moyenne des dépenses mensuelles d'électricité sera déterminée en tenant compte du contexte socio-économique des villages ciblés. D'autre part, la contribution initiale correspondant à 10% du coût d'investissement est considéré comme un préalable à l'initiation de ce schéma.

Présentement, les indicateurs suivants peuvent être provisoirement adoptés dans l'élaboration de l'analyse financière.

Le Schéma 3.1 devrait en même temps être pris en compte.

Taux de Subvention	Redevance	ROE	Solde Après 20 ans	Redevance après 5 ans	%	ROE	Solde Après 20 ans
50%	4.650	10,1%	-53,7 Million CFA	5.441	17%	16,9%	0,9 Million CFA
50%	4.890	15,0%	-29,5 Million CFA	5.379	10%	18,9%	4,2 Million CFA
50%	5.130	20,0%	-5,3 Million CFA	5.233	2%	20,8%	1,8 Million CFA

Les principaux paramètres considérés dans l'analyse du TRIF et du Retour Sur Investissement sont les suivants :

Le TRIF: Le Taux de Rentabilité Interne Financier d'un investissement est défini comme étant le taux d'escompte permettant de faire l'équilibre entre la valeur actuelle des coûts financiers représentée par le capital d'investissement, c'est à dire les "dépenses" et les bénéfices obtenus grâce à la soustraction des dépenses de fonctionnement du chiffre d'affaires, c'est à dire "les gains" sur la période de la durée du projet.

RSI : Le Retour sur Investissement ROE: le taux de rentabilité interne sur les capitaux investis, est défini comme étant le taux d'escompte permettant de faire l'équilibre entre la valeur actuelle des dépenses d'investissement représentées par l'apport des investisseurs c'est à dire les "dépenses" et le

profit généré représenté par le profit net après déduction des taxes (dépréciation + amortissement), c'est à dire "les dépense" selon les règles de comptabilité internationale, sur la période du projet.

(3) Plan Financier

Pour la période 2001-2015 l'ASER devra soutenir financièrement la mise en oeuvre du programme d'ER par voie de SPF. Pour atteindre les objectifs de la politique de l'ASER, le nombre total de systèmes PV devant être installé d'ici 2015 est estimé à environ 75.000. Les hypothèses suivantes sont utilisées dans l'estimation des conditions financières requise:

1. Capacité des SPF	55	Wc
2. Prix unitaire actuel du SPF	450.000	CFA
3. Taux de change(par rapport au dollar us)	750	CFA/US\$
4. Composition du capital		
Apport de l'opérateur	20	%
Contribution de l'utilisateur	10	%
Appui financier de l'ASER	70	%
Subvention	(50)	(%)
Prêt	(20)	(%)
5. Baisse escomptée sur le prix du SPF		% p.a
6. croissance de la dévaluation	2,5	
(aucun changement de taux de change n'a été considéré pour 2011)		0% p.a
	Cas I	
	Cas II	3% p.a.
	Cas III	5% p.a.

Pour cette analyse, nous partons de l'hypothèse qu'un SPF de 55wc est utilisé, ce type de système est assez commun dans les pays en voie de développement, ceci est également valable pour le cas du Sénégal.

Les résultats sont présentés sous forme de montant total nécessaire à la diffusion des systèmes PV Durant la période 2000-2015 et permettant d'atteindre les objectifs politiques de l'ASER.

Le tableau récapitulatif des résultats du plan financier est présenté ci-dessous:

	Cas I	Cas II	Cas III
Valeur de Dévaluation	0% p.a.	3% p.a.	5% p.a.
Montant total (Million CFA)	26.460	33.795	39.726
Montant total (Milliers \$US)	35.280	35.280	35.280

Pour le cas III le taux de croissance annuelle, les 5% de dévaluation, le cumul de l'appui financier apporté par l'ASER, tout comme l'appui technique qui est suppose être égale à 20% de l'appui financier, ont été estimé à environ 33 millions CFA, pour des taux de change de 750 CFA/US\$ et 1222 CFA/US\$ respectivement pour 2000 et 2010. Pour ce qui est du Plan Financier, le Schéma 3.3 pourrait servir de référence.

Comme les résultats ci-dessous le montrent, le montant total nécessaire pour réaliser les objectifs de la politique de l'ASER dépendra fortement de la parité CFA / \$US, le premier desquels, est solidement arrimé au franc français et éventuellement à l'Euro.

Comme nous l'avons expliqué à la section suivante, le marché Photovoltaïque sénégalais est très sensible au développement économique et technique de l'extérieur. Les fluctuations des taux de change échappent au contrôle de l'ASER, et même à celui de l'Etat sénégalais. Par conséquent, laissons remarquer que l'électrification rurale par voie PV n'est pas une affaire interne car sa mise en oeuvre sera fortement affectée par le développement économique extérieur, plus particulièrement par les changements de parité.

Tableau 3.13 Conditions Préalables pour l'Analyse Financière

1	Coût d'investissement Initial	135	Million CFA
2	Contribution Financière des Usagers (égale à la contribution Initiale)	10%	du 2. Coût d'Investissement Initial
3	Apport de l'Opérateur	20%	du 2. Coût d'Investissement Initial
4	Dépenses Annuelles d'E & M		
	100 Unités	4.6%	du 2. Coût d'Investissement Initial
	300 Unités	3.8%	du 2. Coût d'Investissement Initial
	500 Unités	3.4%	du 2. Coût d'Investissement Initial
6	Période de Renouvellement		
	Module PV	20	ans
	Régulateur de Charge	10	ans
	Batterie	4	ans
7	Taux d'intérêt sur le Prêt bancaire	7%	
8	taux d'Intérêts produits par le compte d'épargne	4,25 %	

ANNEXE

ANNEXE A	Modèle Financier	A-1
ANNEXE B	Résumé de l'Etude Socio-économique nationale.....	B-1
ANNEXE C	Résumé du Séminaire de Validation	C-1
ANNEXE D	Enquête Relative aux Opérateurs Potentiels	D-1
ANNEXE E	Comparaison du Coût des options Extension Réseau, Diesel et PV(SPF).....	E-1
ANNEXE F	Analyse Financière.....	F-1
ANNEXE G	Plan Financier	G-1

Annexe A

Chart Summary Table Operation & Management by the Operator over a Concession Period of 20 years

General Pre-Conditions		
System Unit (SS Wp)	300	Units
System Unit Cost	450,000	CFA
Replacement Cost	135.0	Million CFA after 20 years' operation

Fee for Service			Initial Payment	
Period (Year)	Up to 5	6 to 10	11 to 20	45,000 CFA/Unit
Tariff (CFA/month)	5,130	5,233	5,233	Replacement cost secured after 20 years

Case Study	Subsidy Rate	Cash Position		Fee for Service (CFA/month)			
		ROE	After 20 years	Up to 5	5 to 10	10 to 20	
	50%	20.8%	1.8	Million CFA	5,130	5,233	5,233

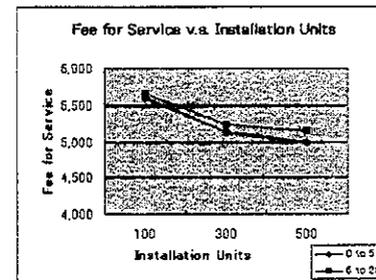
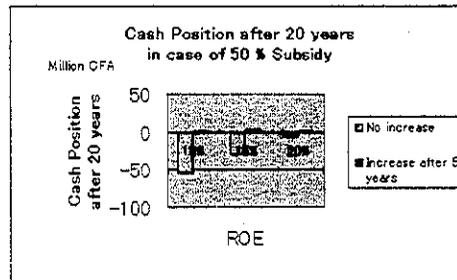
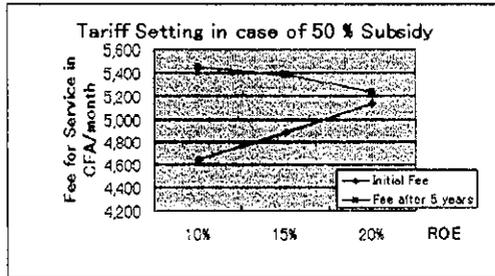
Subsidy Rate	Fee	ROE	Cash Position after 20 years	Fee after 5 years	%	ROE	Cash Position after 20 years
50%	4,650	10.1%	-53.7 Million CFA	5,441	17%	16.9%	0.9 Million CFA
50%	4,890	15.0%	-29.5 Million CFA	5,379	10%	18.9%	4.2 Million CFA
50%	5,130	20.0%	-5.3 Million CFA	5,233	2%	20.8%	1.8 Million CFA

30%	5,920	20.1%	8.6 Million CFA	5,802	-2%	19.1%	0.4 Million CFA
30%	5,670	15.0%	-16.6 Million CFA	5,954	5%	17.3%	2.9 Million CFA

Tariff setting for 50% subsidy		
Initial Fee	Fee after 5 years	
10%	4,650	5,441
15%	4,890	5,379
20%	5,130	5,233

Cash Position after 20 years		
No increase	increase after 5 years	
10%	-53.7	0.9
15%	-29.5	4.2
20%	-5.3	1.8

Subsidy = 50%		
ROE = 20%		
Cash Position on the positive side after 20 years		
Fee for Service	Cash position	
0 to 5	6 to 20	after 20 years
100	5,600	5,655
300	5,130	5,233
500	5,000	5,150

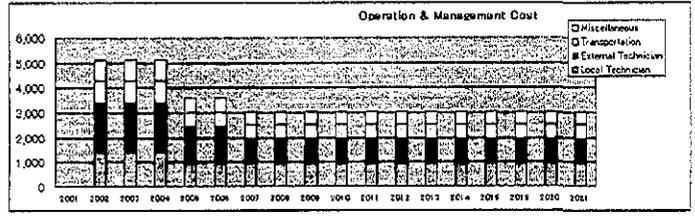


1 Renewal of Equipment	1.1	Replacement cost of PV system components
	1.2	Responsible life term of the various PV system components
2 Management Cost of Equipment	2.1	Users management fees (community management)
	2.2	Cost for service and fee collection
3 Maintenance Cost of Equipment	3.1	Price of the Operator
	3.2	Salary of the Social technician
	3.3	Salary of the external technician
	3.4	Possible expenses cost

Replacement Cost	1.1 & 1.2	Price (CFA)	Life	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2021	Total
PV Modules (Wp)		180,000	20											40,000						180,000	180,000
Charge controller (A)		40,000	10																	40,000	40,000
Battery (Ah)		83,000	4				21,000					83,000			83,000					83,000	415,000
Wiring		22,000	5						22,000										22,000		22,000
Renewal (1.1 + 1.2)					0	0	0	21,000	22,000	0	0	83,000	0	22,000	0	83,000	0	0	22,000	0	218,000
No. of installed system	300	Total	(x 1,000 CFA)	0	0	0	24,900	15,600	0	0	24,900	0	27,600	0	24,900	0	0	22,000	0	106,500	264,900
													1	for calculation purpose		1	for calculation purpose				
													27,600			106,500					

Monthly Expense (CFA)	This Plan	Installation Units			Installation Units = 300																																																																				
		100	300	500	1 to 3 years	3 to 5 years	5 to 10 years	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																																														
X	3.1	Local Technician	40,000	CFA/month	2002	1,440	1,440	1,440	2003	1,440	1,440	1,440	2004	1,440	1,440	1,440	2005	1,440	1,440	1,440	2006	1,440	1,440	1,440	2007	1,440	1,440	1,440	2008	1,440	1,440	1,440	2009	1,440	1,440	1,440	2010	1,440	1,440	1,440	2011	1,440	1,440	1,440	2012	1,440	1,440	1,440	2013	1,440	1,440	1,440	2014	1,440	1,440	1,440	2015	1,440	1,440	1,440	2016	1,440	1,440	1,440	2020	1,440	1,440	1,440	2021	1,440	1,440	1,440	
Y	3.2	External Technician	30,000	CFA/month	2002	1,500	1,500	1,500	2003	1,500	1,500	1,500	2004	1,500	1,500	1,500	2005	1,500	1,500	1,500	2006	1,500	1,500	1,500	2007	1,500	1,500	1,500	2008	1,500	1,500	1,500	2009	1,500	1,500	1,500	2010	1,500	1,500	1,500	2011	1,500	1,500	1,500	2012	1,500	1,500	1,500	2013	1,500	1,500	1,500	2014	1,500	1,500	1,500	2015	1,500	1,500	1,500	2016	1,500	1,500	1,500	2020	1,500	1,500	1,500	2021	1,500	1,500	1,500	
Z	2.2	Transportation	25,000	CFA/month	2002	832	832	832	2003	832	832	832	2004	832	832	832	2005	832	832	832	2006	832	832	832	2007	832	832	832	2008	832	832	832	2009	832	832	832	2010	832	832	832	2011	832	832	832	2012	832	832	832	2013	832	832	832	2014	832	832	832	2015	832	832	832	2016	832	832	832	2020	832	832	832	2021	832	832	832	
20% of (X+Y+Z) equal to (2.3 + 2.3 + 2.3) Miscellaneous				29,000	CFA/month	2002	967	967	967	2003	967	967	967	2004	967	967	967	2005	967	967	967	2006	967	967	967	2007	967	967	967	2008	967	967	967	2009	967	967	967	2010	967	967	967	2011	967	967	967	2012	967	967	967	2013	967	967	967	2014	967	967	967	2015	967	967	967	2016	967	967	967	2020	967	967	967	2021	967	967	967
% could be determined at the discretion of the Operator				Total (CFA/month)	1,000 CFA/year	2002	3,112	3,112	3,112	2003	3,112	3,112	3,112	2004	3,112	3,112	3,112	2005	3,112	3,112	3,112	2006	3,112	3,112	3,112	2007	3,112	3,112	3,112	2008	3,112	3,112	3,112	2009	3,112	3,112	3,112	2010	3,112	3,112	3,112	2011	3,112	3,112	3,112	2012	3,112	3,112	3,112	2013	3,112	3,112	3,112	2014	3,112	3,112	3,112	2015	3,112	3,112	3,112	2016	3,112	3,112	3,112	2020	3,112	3,112	3,112	2021	3,112	3,112	3,112
Initial Investment Cost (1,000 CFA)				13,200	% of the initial investment cost	2002	3.2%	3.2%	3.2%	2003	3.2%	3.2%	3.2%	2004	3.2%	3.2%	3.2%	2005	3.2%	3.2%	3.2%	2006	3.2%	3.2%	3.2%	2007	3.2%	3.2%	3.2%	2008	3.2%	3.2%	3.2%	2009	3.2%	3.2%	3.2%	2010	3.2%	3.2%	3.2%	2011	3.2%	3.2%	3.2%	2012	3.2%	3.2%	3.2%	2013	3.2%	3.2%	3.2%	2014	3.2%	3.2%	3.2%	2015	3.2%	3.2%	3.2%	2016	3.2%	3.2%	3.2%	2020	3.2%	3.2%	3.2%	2021	3.2%	3.2%	3.2%
Community Engagement Cost of Users' Contribution				0%	The cost for 2.1 is planned to be taken care of by ASER	2002	0	0	0	2003	0	0	0	2004	0	0	0	2005	0	0	0	2006	0	0	0	2007	0	0	0	2008	0	0	0	2009	0	0	0	2010	0	0	0	2011	0	0	0	2012	0	0	0	2013	0	0	0	2014	0	0	0	2015	0	0	0	2016	0	0	0	2020	0	0	0	2021	0	0	0

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2019	2020	2021
Local Technician	0	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
External Technician	0	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Transportation	0	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Miscellaneous	0	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832



1 Financial Model for PV Rural Electrification

1 English, 0 French

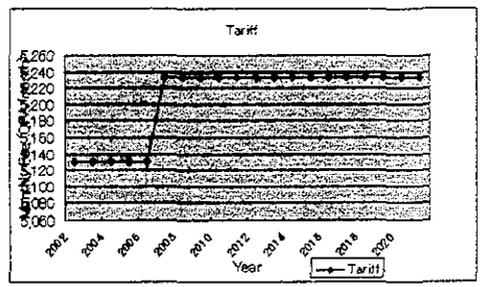
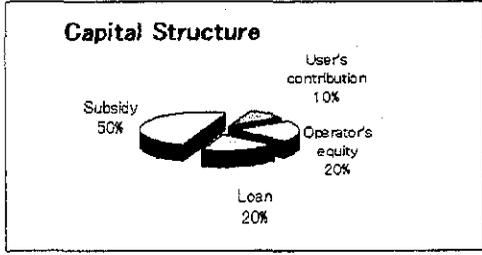
Pre-Conditions

K 1 System Unit Cost (\$5 Wp) **450** (1,000 FCFA)

F, G 2 O & M Cost for Private Operator See "O & M and Renewal"

K, J 3 Capital Structure

Initial Investment Cost	135,000	0.21	US\$ million
User's contribution	10%	13,500	
Operator's equity	20%	27,000	
Loan	20%	27,000	
Interest	7.0%		
Repayment	5,400 x 1,000 CFA/year		
Grace period	5 years		
Repayment period	10 years		



30% **Subsidy 50%** 67,500 ROE = $\frac{94,500}{67,500}$ Amount (= Subsidy + Loan) over a period of 10 years for the operator's profitability 0 Profit at sales

4 Others ROE = $\frac{20,800}{67,500}$ over a period of 20 years for the operator's profitability without liquidation

Depreciation method A straight-line method FIRR = 0.9%

Income tax rate **0%**

N 5 Tariff

L 45,000 FCFA For the initial payment which may be regarded as 'User's Contribution'

A, E **5,130** FCFA/Unit/month For the monthly payment

up to 2006	up to 2011	after 2012
0%	2%	2.0%
5,130	5,233	5,233

← Tariff setting after 10 years
← Increase in tariff after 10 years

OK 6 No. of Subscribers **300** Units

11,466	Minimum Accu. Cashflow	31,425	Minimum Acc. Cashflow	136.8
22,592	Cash Position after 10 year	1,790	Cash Position after 20 year	
0	For equity liquidation			

after reduction of the replacement cost
where the amount required for replacement be secured, say, **135.0** Million CFA
31,425 to secure the cash position on the plus side over a period of 20 years

7 Depreciation (US\$ = 650 FCFA)

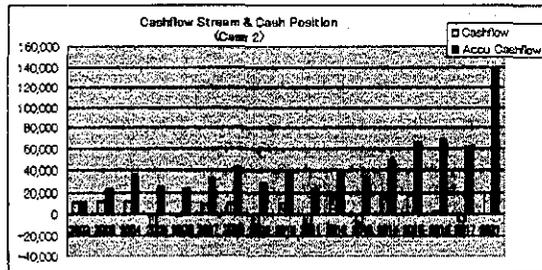
	FCFA/System	Life	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
PV Module (Wp)	55	180,000	20	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
Charge controller (A)	8	40,000	10	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Battery (Ah)	100	83,000	4	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750	20,750
Lamps	4	52,000	5	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400
Pole, Cable, etc.	1	60,000	20	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Installation, Transport	1	35,000	20	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750
Sub-total	1	450,000		48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900
Difference		0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		450,000		48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900	48,900
Depreciation				14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670

A-3

I, L		8 Projection of Income																	
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
Per Colloquium Rate			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Revenue		18,468	18,468	18,468	18,468	18,468	18,468	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837
Expenses Direct cost		5,112	5,112	5,112	5,112	3,600	3,600	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024
Gross Profit		0	13,356	13,356	13,356	14,868	14,868	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813
Depreciation		14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670
Interest		0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,512	1,134	756	378	0	0	0	0	0	0	0
Net Profit		0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
Income tax		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minimum income tax		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Income		0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
Accumulated Profit		0	-3,204	-6,408	-9,612	-11,304	-12,996	-13,743	-14,111	-14,102	-13,715	-12,949	-11,806	-10,662	-9,519	-8,376	-7,232	-6,089	-4,946
J		Debt Financing																	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	20
Loan at beg			27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0
Repayment								5,400	5,400	5,400	5,400	5,400							
Interest		0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,512	1,134	756	378	0	0	0	0	0	0	0
Loan at end		27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0							
H		Cash-Flow Stream																	
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
Net income		0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
plus Depreciation		0	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670
plus User's contribution		13,500																	
plus Equity		27,000																	
plus Additional equity (Work)		0													0				
plus Loan		27,000																	
plus Subsidy		67,500																	
minus Repayment		0	0	0	0	0	0	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	0	0	0	0	0	0	0
minus Initial Investment		135,000																	
minus Replacement		0	0	0	0	24,900	15,600	0	0	24,900	0	27,600	0	24,900	0	0	15,600	24,900	0
G		Investment																	
PV Module (Wp)		180,000																	54,000
Charge controller (A)		40,000										12,000							12,000
Battery (Ah)		83,000				24,900				24,900				24,900				24,900	24,900
Lamps		52,000					15,600					15,600				15,600			15,600
Pole, Cable, etc.		60,000																	18,000
Installation, Transport		35,000																	10,500
Profit for Supplier		0																	0

		450,000																		
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021	
H	Net Cashflow	0	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,622	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813	
	Accu. Cashflow	0	11,466	22,932	34,398	22,476	19,854	28,377	37,279	21,658	31,315	13,751	29,564	20,478	36,291	52,104	52,318	43,231	106,484	
	Deposit bank rate	4.23%	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790	
	% of the outstanding amount	80%																		
	Equity Portion	-27,000	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,622	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813	
80%	Bank deposit effect for 80% of the outstandings	-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	at the beg. of the year	-27,000	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791	
	Operator's ROE =	20.8%	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790	
O	Profitability	5.0%	-27,000											Liquidation of the operator's equity = 0						
	Profit at sale	0											Cash outstandings after the liquidation = 22,598		27,000					
	Operator ROE =		-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	(for 10 years)																			
	Equity owner		-40,500	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791
	(for 20 years)																			
	Accu. Cashflow		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790	
H, I	Balance Sheets	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021	
	Loan	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0	0	
	User's contribution	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	
	Additional equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Equity	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	
	Retained earnings	0	-3,204	-6,018	-8,429	-9,911	-9,758	-9,719	-8,996	-7,335	-6,188	-4,102	-2,191	-285	-2,487	-5,282	-8,662	-12,124	-26,790	
	Subsidy	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	
	Liabilities & Equity	135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790	
	Cash	0	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790	
	Assets	135,000	120,330	105,660	90,990	101,230	102,150	87,480	72,810	63,040	68,370	81,300	66,630	76,860	82,190	47,520	48,450	58,680	0	
	Assets	135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790	

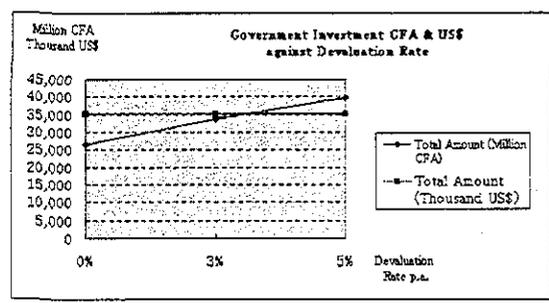
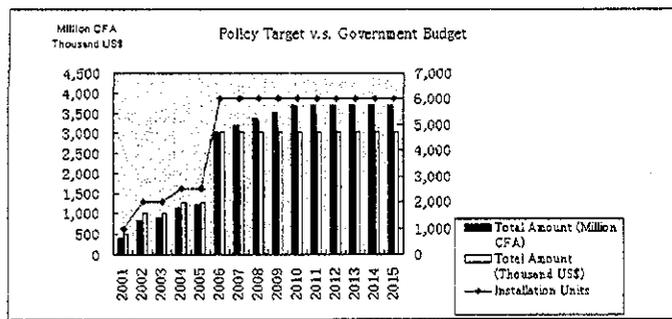
		450,000																			
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
H	Net Cashflow	0	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,822	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,666	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813		
	Accu. Cashflow	0	11,466	22,932	34,398	22,476	19,654	28,177	37,279	21,658	31,315	13,751	29,564	20,478	36,291	52,104	52,318	43,231	106,434		
	Deposit bank rate 4.25%		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	% of the outstanding amount 80%																				
	Equity Portion	-27,000	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,822	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,666	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813		
80%	Bank deposits offset for 80% of the outstandings at the beg. of the year	-27,000	0	390	793	1,210	846	785	1,102	1,442	960	1,321	768	1,332	1,068	1,642	2,236	2,319	3,978		
	Real Cashflow	-27,000	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,445	-6,767	19,791		
	Operator's ROE = 20.8%		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
O	Profitability 5.0%	-27,000																			
	Profit at sale	0																			
	Operator ROE =	-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	(for 10 years)																				
	Equity owner	-40,500	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,445	-6,767	19,791		
	(for 20 years)		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	Accu. Cashflow		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	Liquidation of the operator's equity =	0																			
	Cash outstandings after the liquidation =	27,598																			
H.I	Balance Sheets	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021		
	Loan	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0	0		
	User's contribution	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500		
	Additional equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Equity	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000		
	Retained earnings	0	-3,204	-6,018	-8,429	-8,911	-9,798	-9,719	-8,766	-7,335	-4,188	-1,022	-1,191	-283	2,497	3,282	4,665	12,124	21,790		
	Subsidy	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500		
	Liabilities & Equity	135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790		
	Cash	0	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790		
	Assets	135,000	130,339	126,660	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790		
	Assets	135,000	130,339	126,660	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790		
	Cashflow Stream & Cash Position (Case 2)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021			
	(In case of no liquidation)	Cashflow	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,445	-6,767	19,791		
	Accu. Cashflow	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790			



Annex B
1 Financial Plan for PV Rural Electrification Case III **Pre-conditions**
 No. of total installation units: **70,000**
 Subsidy rate: **50%**
 1 English, 0 French

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Installation Units (\$5 Wp)	1,000	2,000	2,000	2,500	2,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	70,000
Price of PV System in US\$	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Exchange rate US\$=	750	788	827	868	912	957	1,005	1,055	1,108	1,163	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	750
Price of PV system in CFA	450,000	472,500	496,125	520,531	546,978	574,327	603,043	633,195	664,855	698,098	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003
Subsidy	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Annual reduction in subsidy %	0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Loan	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
(Subsidy + Loan) (%)	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Total Amount of Financial Support from ASER (A) (Million CFA)	331	695	729	957	1,005	2,533	2,659	2,792	2,932	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	33,105
Total Amount of Technical Support from ASER (B) (Million CFA)	66	139	146	191	201	507	532	558	586	616	616	616	616	616	616	616	6,621
(B)/(A) =	20%																
Total Amount (Million CFA)	397	833	875	1,149	1,206	3,039	3,191	3,351	3,518	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	39,726
Exchange Rate US\$ =	750	788	827	868	912	957	1,005	1,055	1,108	1,163	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	750
Devaluation growth of CFA =	5.0%																
Total Amount (Million US\$)	0.50	1.01	1.01	1.26	1.26	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	35.3
Accumulated Amount (Million US\$)	0.5	1.5	2.5	3.8	5.0	8.1	11.1	14.1	17.1	20.2	23.2	26.2	29.2	32.3	35.3		

Major parameters	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Devaluation growth of CFA = 5.0%	0.0%	3.0%	5.0%	(No change of exchange rate is applied for the years after 2010)											
Case Study	5.0%														
Total Amount (Million CFA)	39,726														
Total Amount (Thousand US\$)	35,280														



A-7