

ANNEXE B RESUME DE L'ENQUETE SOCIO-ECONOMIQUE NATIONALE

1. Objectif

L'Etude socio-économique nationale, ci-après "l'Etude" est une composante intégrante de l'Etude de la JICA dy. L'étude était destinée à fournir des informations utiles pouvant être intégrées dans le Plan de mise en œuvre de l'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque. L'Etude est nettement divisée en deux (2) parties. L'une porte sur l'enquête relative au programme d'électrification rurale adressé aux 320 communautés rurales disséminées à travers le territoire national. L'autre est une enquête-ménage visant à établir le profile socio-économique des villages cibles (80). L'étude a eu lieu de juillet à septembre 2000 et a été confiée à un consultant de la place, le SEMIS.

2. Enquête relative à l'Electrification Rurale

(1) Echantillon

L'enquête-questionnaire a couvert 320 communautés rurales reparties à travers le pays. Cinq chef de villages, représentant la communauté rurale ont été choisis de façon à obtenir un échantillon (un questionnaire) de 1600. L'enquête-questionnaire a été menée au nom du Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique. Tous les questionnaires ont été envoyés par courrier postal aux différents représentants des communautés rurales qui ont envoyé leurs réponses au Ministère.

(2) Rubrique d'enquête

Les principales rubriques considérées dans l'enquête sont:

- a) Profile socio-économique
- b) L'électrification, une priorité du plan de développement
- c) Le nombre de villages intéressés par les installations de SPF

(3) Taux de Réponses

Environ 40 réponses ou 12% de la totalité de l'échantillon nous sont parvenues à ce jours. Un tel taux de réponse est trop faible pour nous permettre d'estimer dans quelle mesure les communautés rurales sont intéressées par l'électrification rurale ou l'importance de l'électrification rurale pour le programme communautaire de développement.

3. Enquête Ménage

(1) Nombre de villages ciblés

Les deux (2) critères suivants ont été employés pour choisir les villages cibles (80).

- a) taille de la population villageoise
 - moins de 500 habitants
 - entre 500 et 2000 habitants
 - plus de 2000 habitants
- b) Distance par rapport au réseau existant (distance de plus de 8 km par rapport au réseau)

La distribution régionale des 80 villages cibles, en fonction de la taille est résumée ci-dessous:

Région	Taille de la population Villageoise			Total
	P < 500	500 < P < 2.000	2000 < P	
Diourbel	5	5	0	10
Fatick	2	4	2	8
Kaolack	4	5	0	9
Kolda	5	4	0	9
Louga	9	0	0	9
Saint-Louis	4	2	1	7
Tambakounda	6	5	0	11
Thiès	5	3	1	9
Ziguinchor	4	1	3	8
Total	44	29	7	80
(*)	10.248	2.314	140	12.702

*: Nombre de villages non-électrifiés

Les villages cibles sont distribués de façon inégale au niveau des régions mais sont catégorisés en villages de moins de 500 habitants. Quarante quatre villages, soit 55% de l'échantillon se trouvent dans cette fourchette. Le nombre de villages non-électrifiés est actuellement estimé à 12.702, ce qui fait que l'échantillon de l'enquête représente seulement 0,6% de l'ensemble des villages non électrifiés. Les mêmes pourcentages sont obtenus en faisant une catégorisation selon la taille de la population, 0,4 % pour les villages de moins de 500 habitants, 1,3 % pour les villages dont la taille de population est comprise entre 500 et 2000 et 5% pour les villages de plus de 2000 habitants.

Tableau B 1 Etat de la Route d'Accès

Région	Taille de Population	Etat de la Route *				
		1	2	3	4	Total
Diourbel	Total	0	3	7	0	10
	<500		1	4		5
	500-2.000		2	3		5
	>2.000					0
Fatick	Total	0	2	6	0	8
	<500			2		2
	500-2.000		2	2		4
	>2.000			2		2
Kaolack	Total	2	0	6	1	9
	<500	1		3		4
	500-2.000	1		3	1	5
	>2.000					0
Kolda	Total	3	3	3	0	9
	<500	1	1	3		5
	500-2.000	2	2			4
	>2.000					0
Louga	Total	4	5	0	0	9
	<500	4	4			8
	500-2.000					0
	>2.000		1			1
Saint-louis	Total	1	1	5	0	7
	<500		1	3		4
	500-2.000	1		1		2
	>2.000			1		1
Tambacounda	Total	1	0	5	5	11
	<500	1		2	3	6
	500-2.000			3	2	5
	>2.000					
Thiès	Total	0	6	2	1	9
	<500		3	1	1	5
	500-2.000		3			3
	>2.000			1		1
Ziguinchor	Total	0	7	1	0	8
	<500		3	1		4
	500-2.000		1			1
	>2.000		3			3
Whole country	Total	11	27	35	7	80
	<500	7	13	19	4	43
	500-2.000	4	10	12	3	29
	>2.000	0	4	4	0	8

Remarques *:

- 1; Route butimée
- 2; Pistes Faciles d'accès tout au long de l'année
- 3; Pistes difficiles d'accès en saison des pluies
- 4; Inaccessible pendant la saison des pluie

**Tableau B.2 Distance par rapport à la route d'accès
(à partir des villages inaccessibles pendant la saison des pluies)**

Unité: km

Taille de Population	Distance par rapport à la route		
	Moyenne	MIN	MAX
<500	12.5	3	19
500-2.000	21.7	12	33

Tableau B.3 Conditions de Reception Radio & service TV

Région	Radio		TV		
	Bon	Mauvais	Bon	Mauvais	Pas de Service
Diourbel	6	4	9	1	
Fatick	8		8		
Kaolack	5	4	4	1	
Kolda	9		7		
Louga	8	1	8		
Saint-louis	6		6		
Tamba counda	7	4	7	2	2
Thiès	8	1	7	1	
Ziguinchor	8		6		1
Total	65	14	62	5	3

Tableau B.4 Distance pr rapport au Réseau SENELEC le plus proche

Région	Taille de Population	Distance par rapport au Réseau SENELEC le plus proche				
		<5km	6 - 10 km	11-15 km	16 - 20km	>21 km
Diourbel	Total	0	2	7	5	1
	<500	0	1	3	2	1
	500-2.000	0	1	4	3	0
	>2.000					
Fatick	Total	0	5	2	0	1
	<500	0	0	1	0	1
	500-2.000	0	4	0	0	0
	>2.000	0	1	1	0	0
Kaolack	Total	2	2	4	0	1
	<500	2	0	2	0	0
	500-2.000	0	2	2	0	1
	>2.000					
Kolda	Total	1	0	3	0	5
	<500	0	0	2	0	3
	500-2.000	1	0	1	0	2
	>2.000					
Louga	Total	4	1	3	1	1
	<500	4	1	3	1	0
	500-2.000					
	>2.000	0	0	0	0	1
Saintlys	Total	2	2	1	0	2
	<500	1	1	0	0	2
	500-2.000	1	1	0	0	0
	>2.000	0	0	1	0	0
Tambaounda	Total	1	1	5	4	4
	<500	0	1	3	3	2
	500-2.000	1	0	2	1	2
	>2,000					
Thies	Total	3	3	3	2	0
	<500	1	2	2	1	0
	500-2.000	1	1	1	1	0
	>2,000	1	0	0	0	0
Ziguinchor	Total	1	4	2	0	1
	<500	0	1	2	0	1
	500-2,000	1	0	0	0	0
	>2,000	0	3	0	0	0
Whole country	Total	14	20	30	12	16
	<500	8	7	18	7	10
	500-2,000	5	9	10	5	5
	>2,000	1	4	2	0	1

Tableau B.5 Villages dotés d'infrastructures électriques

Région	Communauté Rurale	Village	Population	Infrastructures	Type d'Électrification
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925	Sous préfecture, Centre de santé, chez le marabout	SPF & Batterie
Fatick	Ndiop	Ndiop	2,425	mosquées, dispensaire, maternité et une maison	SPF & Batterie
Fatick	Diarrere	Diohine	2,225	forage, église, et quelques maisons	SPF, Générateur & Batterie
Kolda	Koukane	Diaobe	1,802	mosquées, postes de santé	SPF, Générateur & Batterie
Saint-louis	Ogo	Thiancogne Mody Maka	107	Forage	SPF
Saint-louis	Fanaye	Tatqui	337	Forage, Mosquée, Service é levage, Service des eaux et for éis, poste de santé	SPF, Générateur & Batterie
Saint-louis	Ogo	Thiancogne Hiraye	997	Forage	SPF, Générateur & Batterie
Tambacounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1,642	Dispensaire	SPF
Tambacounda	Ballou	Aroundou	1,884	Mosquée, Poste de santé	SPF, Générateur & Batterie
Thiès	Mont Rolland	Keur Daouda Ciss	228	Forage	Générateur
Ziguinchor	Mangagoulack	Affiniam	2,228	forage barrage anti sel	Générateur

Tableau B.6 Nbr. de Ménages possédant un SPF au sein du Village

Nbr.	Région	CommRurale	Nomvillage	Population	Nbr. de Mén.
1	Diourbel	Ndindy	Ndindy	1 925	5
2	Diourbel	Tocky Gare	Tocky Gare	893	1
3	Fatick	Diarrere	Diohine	2 225	7
4	Fatick	Ndiop	Ndiop	2 425	1
5	Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692	1
6	Kolda	Koukane	Diaobe	1 802	12
7	Kolda	Koukane	Kabendou	1 703	6
8	Louga	Nger Malal	Keur Maniang	2 000	19
9	Louga	Nguer Malal	Boudi Thieckene	106	9
10	Louga	Nguer Malal	Ngadialam I	127	3
11	St Louis	Fanaye	Diagnoum	1 135	6
12	St Louis	Fanaye	Tatqui	337	2
13	St Louis	Ogo	Danthiady	2 896	2
14	St Louis	Ogo	Thiancogne Hiraye	997	2
15	St Louis	Ogo	Thiancogne Mody Maka	107	2
16	Tambacounda	Ballou	Aroundou	1 884	5
17	Tambacounda	Ballou	Debou Khoule	436	5
18	Tambacounda	Ballou	Djimbe	392	7
19	Tambacounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1 642	2
20	Tambacounda	Diawara	Manayel	1 510	6
21	Tambacounda	Missirah	Hamdalaye Tissan	1 459	4
22	Thies	Mort Rolland	Nguith Fall	1 000	1
23	Thies	Mort Rolland	Pakhamkourye II	354	2
24	Ziguinchor	Kartiack	Kartiack	2 235	2
25	Ziguinchor	Kartiack	Thiobon	2 180	4
26	Ziguinchor	Mangagoulack	Affiniam	2 288	5
27	Ziguinchor	Mangagoulack	Diatock	1 720	3
Total					124

Table B.7 List of Villages Having Electrical Repair Capacity

Région	Communauc Rurale	Village	Pop.	Facilities in the Village			
				Logistique/ Pièces de Rechange	Atelier/aelier de réparation	Menuiserie	Electricien automobile
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1.925		○		
Diourbel	Tocky Gare	Tocky Gare	893		○		
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1.925	○		○	
Fatick	Diarrere	Diohane	2.225		○		○
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692		○	○	
Kolda	Kourkane	Diabe	1.802	○	○	○	
Kolda	Kourkane	Kabendou	1.703		○	○	○
Kolda	Kourkane	Niandouba	580		○		
Kolda	Nemataba	Manka Kounda	694		○		○
Louga	Thiamene	Belgarki	298		○		
St louis	Fanaye	Tatqui	337		○	○	
Tambaounda	Ballou	Aroundou	1.884		○		
Tambaounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1.642		○	○	
Tambaounda	Missirah	Harndalaye Tessan	1.459		○		
Ziguinchor	Kartiack	Kartiack	2.235				○
Ziguinchor	Kartiack	Thiobon	2.180				○
Ziguinchor	Manga goulack	Affiniam	2.288				○

Tableau B.8 Distance moyenne par rapport à la boutique la plus proche

Unité : km

Région	Population	Distance/ au village		
		Logistique Pieces de rechange	Atelier/ Atelier de réparation	Electricien -auto.
Diourbel	<500	12,0	13,6	16,8
	500-2.000	8,0	14,3	16,0
	>2.000			
Fatick	<500	21,0	21,0	21,0
	500-2.000	12,0	10,7	10,7
	>2.000	8,5	12,0	12,0
Kaolack	<500	7,3	9,7	9,7
	500-2.000	15,6	17,0	15,6
	>2.000			
Kolda	<500	8,8	8,8	8,8
	500-2.000	14,3		8,0
	>2.000			
Louga	<500	26,6	25,8	30,4
	500-2.000			
	>2.000	29,0	29,0	29,0
SaintLouis	<500	22,3	11,3	22,3
	500-2.000	27,0	27,0	27,0
	>2.000	11,0	11,0	11,0
Tambacounda	<500	20,3	20,3	20,3
	500-2.000	22,4	16,5	24,0
	>2.000			
Thiès	<500	8,4	8,4	8,4
	500-2.000	9,7	9,7	9,7
	>2.000	18,0	18,0	18,0
Ziguinchor	<500	19,3	14,0	14,0
	500-2.000	13,0	13,0	13,0
	>2.000	16,3	16,3	
Totalité Du pays	<500	16,7	15,2	17,6
	500-2.000	14,9	15,1	16,2
	>2.000	15,5	17,0	17,5

Table B.9 Villages Having Video Session

Region	Rural Community	Village	No. of Video Session
Diourbel	Ndindy	Ndindy	Several
Kolda	Koukane	Diaobe	Several
Kolda	Koukane	Kabendou	One
Louga	Thiamene	Ndiambor	Several
St Louis	Gae	Keur Malal Talab	Several
Tambacounda	Ballou	Aroundou	One
Tambacounda	Missirah	Hamdalaye Tessan	One
Ziguinchor	Mangagoulack	Diatock	Several

Tableau B.10 Liste des Villages dotés de Groupe électrogène

Région	Communauté Rurale	Village	Nbr. de Groupes électrogènes	Puissance cumulée	Utilisation des Groupe électrogènes
Fatick	Diarrere	Diohine	1		Usage Individuel
Fatick	Diarrere	Ngardiam	1		Usage Individuel
Kaolack	Ida Mouride	Khourdane	1	2	Usage Individuel
Kolda	Koukane	Diaobe	9		
Kolda	Koukane	Kabendou	1		Pompage, Boutique/Activités commerciales
Kolda	Nemataba	Nemataba	1	2	Boutique/activités commerciale, Usage Individuel
Kolda	Nemataba	Sare Mbirou	1		Usage Individuel
Louga	Kambe	Kambe	2		Pompage, Moulin
Louga	Nger Malal	Keur Maniang	1		Moulins
Louga	Nger Malal	Ngadialam I	1	2	Boutique/activités commerciale, Usage Individuel
Louga	Thiamene	Belgarki	1	1	Moulins
St louis	Ogo	Danthiady	3	55	Pompage, Boutique/Activités Commerciales, Moulins
Tambaounda	Ballou	Aroundou	3		Usage Individuel, Moulin
Tambaounda	Ballou	Debou Khoule	4		Boutique/activités commerciale, Usage Individuel
Tambaounda	Ballou	Djimbe	7		Boutique/activités commerciale, Usage individuel, Moulins
Tambaounda	Missirah	Hamdalaye Tessan	7		Pompage, Boutique/Activités Commerciales, Usage individuel, Moulins
Ziguinchor	Mangagoulack	Affiniam	2		Pompage, Usage individuel, Moulins
Ziguinchor	Mangagoulack	Diatock	1	340	Pompage, Moulins

Tableau B.11 Condition d'approvisionnement en gasoil

Région	Communauté urale	Village	Pop.	Prix (CFA/litre)	
				Saison sèche	Saison des pluies
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925		
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692	125	200
Kaolack	Ida Mouride	Keur Ngaye	972	200	200
Kaolack	Saly Escale	Keur Madoumbe	1,859	125	250
St louis	Ogo	Danthiady	2,896	350	350
Tambacounda	Ballou	Djimbe	392	320	340
Tambacounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1,642	375	375
Tambacounda	Missirah	Hamdalaye Tessan	1,459	445	445
Ziguinchor	Manga goulack	Diatock	1,720	300	300

Remarques : Le Gasoil est en permanence disponible tout au long de l'année dans dans l'ensemble des villages de la liste

Tableau B.12 Condition d'Approvisionnement en essence

Région	Communauté Rurale	Village	Pop.	Essence(CFA/litre)	
				Saison Sèche	Saison des pluies
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925		
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692		
Kaolack	Saly Escale	Keur Madoumbe	1,859	375	400
Kolda	Koukane	Diaobe	1,802	475	475
Tambacounda	Ballou	Djimbe	392	550	550
Tambacounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1,642	600	600
Tambacounda	Missirah	Hamdalaye Tessan	1,459	575	575
Ziguinchor	Manga goulack	Affiniam	2,288	455	455
Ziguinchor	Manga goulack	Diatock	1,720	600	600

Remarques : L'essence est en permanence disponible tout au long de l'année dans dans l'ensemble des villages de la liste

Tableau B.13 Utilisation de Batterie

Région	Taille de Population	Nbr. de Villages		Nbr.Total de Batterie	Lieu de recharge de Batterie			Coût de la Charge (CFA)
		Total	abritant des Batteries		dans le Village	hors du village Village	Distance (km)	
Diourbel	Total	10	4	11		4		
	<500	5						
	500-2.000	5	4	11		4	15	650
	>2.000							
Fatick	Total	8	4	15		4		
	<500	2						
	500-2.000	4	2	4		2	9	1 100
	>2.000	2	2	11		2	20	1 100
Kaolack	Total	9	3	5		3		
	<500	4	1	2		1	4	1 000
	500-2.000	5	2	3		2	21	1 000
	>2.000							
Kolda	Total	9	6	56	1	5		
	<500	5	3	6		3	11	1 000
	500-2.000	4	3	50	1	2	6	1 250
	>2.000							
Louga	Total	9	8	64	2	6		
	<500	8	7	49	2	5	11	870
	500-2.000							
	>2.000	1	1	15		1	29	1 000
Saintlys	Total	7	5	107	2	3		
	<500	4	2	15	1	1	31	1 000
	500-2.000	2	2	83	1	1	7	100
	>2.000	1	1	9		1	11	1 000
Tambaounda	Total	11	8	90	4	4		
	<500	6	3	29	1	2	20	1 567
	500-2.000	5	5	61	3	2	26	900
	>2.000							
Thies	Total	9	7	20	0	7		
	<500	5	4	3		4	16	850
	500-2.000	3	2	7		2	7	850
	>2.000	1	1	10		1	10	1 000
Ziguinchor	Total	8	5	19	0	5		
	<500	4	2	3		2	19	1 350
	500-2.000	1	1	3		1	13	800
	>2.000	3	2	13		2	20	1 000
Whole country	Total	80	50	387	9	41	37	974
	<500	43	22	107	4	18	15	1 058
	500-2.000	29	21	222	5	16	14	853
	>2.000	8	7	58	0	7	18	1 029

Disponibilité et Prix Moyen de sources d'Eclairage dans le Village

Région	Taille de Population	Nbr. de Village	Pile sèche				Bougie				Pétrole			Gaz Butane		
			Modèle disnible		Prix moyen		Disponibilité		Prix moyen		Disponibilité		Prix moyen/L	Disponibilité		Prix moyen
			R20	R4	R20	R4	Non	Oui	bas	élevé	Non	Oui		Non	Oui	
Diourbel	Total	10	4	3	148	75	8	2	25	50	4	6	244	9	1	
	<500	5	1		150	75	5				3	2	243	5		
	500-2.000	5	3	3	146	75	3	2	25	50	1	4	245	4	1	
	>2.000															
Fatick	Total	8	7	7	142	71	5	3	30	57	1	7	229	7	1	1,400
	<500	2	1	1	150	75	2				1	1	225	2		
	500-2.000	4	4	4	136	69	3	1	25	50		4	233	4		
	>2.000	2	2	2	150	75		2	33	60		2	225	1	1	1,400
Kaolack	Total	9	7	7	143	71	0	8	42	65	1	8	221	9	0	
	<500	4	2	2	150	75		3	50	65	1	3	225	4		
	500-2.000	5	5	5	140	70		5	38	65		5	218	5		
	>2.000															
Kolda	Total	9	6	9	150	75	2	7	47	75	4	5	231	7	2	1,125
	<500	5	3	5	150	75	2	3	50	69	4	1	233	5		
	500-2.000	4	3	4	150	75		4	44	81		4	229	2	2	1,125
	>2.000															
Louga	Total	9	8	9	150	82	2	5	46	93	1	8	274	6	3	1,467
	<500	8	8	8	150	84	2	5	45	92	1	7	271	6	2	1,500
	500-2.000															
	>2.000	1		1	150	60			50	100		1	300		1	1,400
Saintlouis	Total	7	6	6	150	75	1	5	50	79	2	5	267	5	2	1,350
	<500	4	3	3	150	75	1	2	50	83	2	2	283	4		
	500-2.000	2	2	2	150	75		2	50	75		2	275	1	1	1,200
	>2.000	1	1	1	150	75		1	50	75		1	200		1	1,500

Table B.14 Disponibilité et Prix Moyen des Sources d'Energie dans le Village (1/2)

Région	Taille de Population	Nbr. de Village	Pile Sèche				Bougie				Pétrole			Gaz Butane		
			Disponible		Prix Moyen		Disponible		Prix Moyen		Disponible		Prix	Disponible		Prix Moyen
			R20	R4	R20	R4	Non	Oui	Bas	Elevé	Non	Oui	Moyen/L	Non	Oui	Prix Moyen
Diourbel	Total	10	4	3	148	75	8	2	25	50	4	6	244	9	1	
	<500	5	1		150	75	5				3	2	243	5		
	500-2.000	5	3	3	146	75	3	2	25	50	1	4	245	4	1	
	>2.000															
Fatick	Total	8	7	7	142	71	5	3	30	57	1	7	229	7	1	1.400
	<500	2	1	1	150	75	2				1	1	225	2		
	500-2.000	4	4	4	136	69	3	1	25	50		4	233	4		
	>2.000	2	2	2	150	75		2	33	60		2	225	1	1	1.400
Kaolack	Total	9	7	7	143	71	0	8	42	65	1	8	221	9	0	
	<500	4	2	2	150	75		3	50	65	1	3	225	4		
	500-2.000	5	5	5	140	70		5	38	65		5	218	5		
	>2.000															
Kolda	Total	9	6	9	150	75	2	7	47	75	4	5	231	7	2	1.125
	<500	5	3	5	150	75	2	3	50	69	4	1	233	5		
	500-2.000	4	3	4	150	75		4	44	81		4	229	2	2	1.125
	>2.000															
Louga	Total	9	8	9	150	82	2	5	46	93	1	8	274	6	3	1.467
	<500	8	8	8	150	84	2	5	45	92	1	7	271	6	2	1.500
	500-2.000															
	>2.000	1		1	150	60			50	100		1	300		1	1.400
Saintlys	Total	7	6	6	150	75	1	5	50	79	2	5	267	5	2	1.350
	<500	4	3	3	150	75	1	2	50	83	2	2	283	4		
	500-2.000	2	2	2	150	75		2	50	75		2	275	1	1	1.200
	>2.000	1	1	1	150	75		1	50	75		1	200		1	1.500

Tableau B.15 Banques et Structures de Crédit de la Place

Région	Communauté Rurale	Village	Pop.	Compte bancaire	Prêt		
				Versement Initial	Disponibilité	Montant maximal	Durée maximale (mois)
Diourbel	Tocky Gare	Tocky gare	893	5,000	Y	15,000	6
Fatick	Ndiop	Ndiop	2,425	10,000	Y	500,000	
Fatick	Ndiop	Ndothie	516	7,500	N		
Fatick	Ndiop	Thiale	509	6,500	Y	300,000	6
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692	25,000	Y	200,000	12
St louis	Fanaye	Diagnoum	1,135	6,500	Y	250,000	9
Tamba counda	Ballou	Djimbe	392	5,000	Y	50,000	2
Tamba counda	Bamba	Fass Ndimbelane	890	100,000	Y	1,000,000	9
Tamba counda	Bamba	Ndiagnene	240	15,000	Y	100,000	6
Thies	Mort Rolland	Ndiaye Bopp	3,500		Y	500,000	12
Ziguinchor	Mangagoulack	Bode (ebouck)	297		N		

Tableau B.16 Distance Moyenne par rapport à la banque ou Structure de Crédit la plus proche

Unité : km

Région	Taille de Population	Distance	Région	Taille de Population	Distance
Diourbel	<500	21.6	Saintlouis	<500	16.3
	500-2,000	17.0		500-2,000	7.0
	>2,000			>2,000	11.0
Fatick	<500	17.0	Tamba counda	<500	12.0
	500-2,000	31.0		500-2,000	21.0
	>2,000	25.0		>2,000	
Kaolack	<500	10.7	Thiès	<500	10.4
	500-2,000	50.8		500-2,000	9.7
	>2,000			>2,000	
Kolda	<500	39.4	Ziguinchor	<500	14.0
	500-2,000	32.5		500-2,000	13.0
	>2,000			>2,000	9.0
Louga	<500	27.4	Whole country	<500	20.3
	500-2,000			500-2,000	25.7
	>2,000			>2,000	12.6

Tableau B.17 Edifices Publics Prioritaires pour l'Electrification

Région	Ecoles	Poste de Santé	Logement des Infirmiers	Foyer des Jeunes	Place Publique	Réverbères	Autres
Diourbel	5	3	2	2	10	10	10
Fatick	6	4	1	3	8	8	8
Kaolack	4	5	0	0	6	8	8
Kolda	6	3	1	0	6	9	2
Louga	5	0	0	0	7	7	5
Saintlys	6	2	0	0	5	7	2
Tamba cound	7	4	3	1	7	8	7
Thies	4	2	1	0	8	9	6
Ziguinchor	3	7	2	6	1	3	6
Total	46	30	10	12	58	69	54

Tableau B.18 Nombre de Ménages Electrifiés par Tranches de revenus

Tranches de revenus (CFA1.000)	Electrifiés	Electrifiés mais hors service	Non électrifiés	Total
<300	1	6	488	495
300-600	2	2	96	100
600-800	7	3	425	435
800-1.000	9	2	155	166
1.000-2.000	7	1	126	134
2,000-3,000	13	3	156	172
>3.000	6		37	43
N.A.	19		107	126
Total	64	17	1590	1671

**Table B.19 Nombre de Ménages possédant des Appareils électriques
selon les Conditions d'Electrification**

Condition D'électrification	Appareils Electriques								No. of Ménages
	Réfrige- Rat	Ventila	Radio/ cassette	Radio	Chaînee Stéreo	TV Couleur	TV NB/B	Autres	
Electrified	15	7	57	41	8	33	28	6	64
Electrified/ out of order	1	1	10	10	0	2	4	0	17
Not electrified	16	2	760	807	11	39	82	15	1,567
N.A.	1	0	11	15	0	1	2	0	23
Total	33	10	838	873	19	75	116	21	1,671

**Table B.20 Répartition du nombre de Ménages disposant
d'Appareils Electriques selon les Tranches de revenus**

Tranches de revenus (CFA1,000)	Type of electrical appliance								No. of Ménages
	Réfrige- Rat	Ventila	Radio/ cassette	Radio	Chaînee Stéreo	TV Couleur	TV NB/B	Autres	
<300	3	0	156	246	0	3	8	6	495
300-600	1	0	37	61	0	1	3	2	100
600-800	4	1	222	225	2	6	14	1	435
800-1,000	2	1	107	88	0	8	15	3	166
1,000-2,000	7	2	89	73	3	13	15	4	134
2,000-3,000	4	1	121	102	3	19	26	1	172
>3,000	3	1	33	24	5	3	13	1	43
N.A.	9	4	73	54	6	22	22	3	126
Total	33	10	838	873	19	75	116	21	1,671

Tableau B.21 Distribution Régionale du nombre de Ménages disposant d'Appareils Electriques

Tranches de revenus (CFA1.000)	Appareils Electriques								No. de ménages
	Réfrigérateur	Ventilateur	Radio/cassette	Radio	Chaîne Stéréo	TV Couleur	TV N/B	Autres	
Diourbel	1	0	70	135	1	1	4	0	221
Fatick	0	1	38	71	2	2	4	0	180
Kaolack	1	0	69	103	0	2	1	2	201
Kolda	8	4	139	79	6	9	18	0	195
Louga	2	1	142	113	1	18	32	1	175
Saint-Louis	2	2	107	78	2	12	20	2	146
Tambacounda	17	2	158	117	6	25	27	9	234
Thies	1	0	72	99	0	1	6	2	199
Ziguinchor	1	0	43	78	1	5	4	5	120
Tout le pays	33	10	838	873	19	75	116	21	1 671

Tableau B.22 Nbr. d'Appareils Electriques par Ménage

Région	Radio			Radio / cassette			Chaîne stéréo			TV Noir/Blanc			TV Couleur		
	Moy	Min	Max	Moy	Min	Max	Moy	Min	Max	Moy	Min	Max	Moy	Min	Max
Diourbel	1,6	1	9	3,5	1	4	1,0	1	1	1,0	1	1			
Fatick	1,5	1	6	1,3	1	6				1,0	1	1	1,5	1	2
Kaolack	1,6	1	5	1,4	1	6				4,0	1	10	1,0	1	1
Kolda	1,6	1	11	1,5	1	7	1,0	1	1	1,0	1	2	1,0	1	1
Louga	1,5	1	5	1,8	1	13	1,0	1	1	1,0	1	1	1,1	1	2
Saint-Louis	1,8	1	10	2,0	1	20	1,7	1	2	1,2	1	6	1,0	1	1
Tambacounda	1,8	1	10	2,7	1	20	1,0	1	1	1,0	1	2	1,1	1	2
Thies	1,6	1	13	1,2	1	4				1,0	1	1			
Ziguinchor	1,4	1	3	1,2	1	3	1,0	1	1	1,0	1	1	1,3	1	2
Tout le pays	1,6	1	13	1,8	1	20	1,1	1	2	1,1	1	10	1,1	1	2

Tableau B.23 Possession de SPF et Utilisation par Région

Région	No. de SPF	Principale Utilisation			
		Eclairage	TV	Radio	N.A.
Diourbel	1		1		
Fatick	3	3			
Kaolack	0				
Kolda	9	4	3	2	
Louga	27	26			1
Saint-Louis	11	9	1		1
Tambacounda	19	17	1		1
Thies	1	1			
Ziguinchor	1	1			
Tout le pays	72	61	6	2	3

Tableau B.24 Possession, Objet Principal du SPF et Utilisation par Région

Tranches de revenus	No. de SPF	Objet Principal			
		Eclairage	TV	Radio	N.A.
<300	4	3	1		
300-600	3	3			
600-800	8	7		1	
800-1.000	9	7	1		1
1.000-2.000	8	8			
2.000-3.000	17	12	2	1	2
>3.000	5	5			
N.A.	18	16	2		
Total	72	61	6	2	3

Table B.25 Possession of SHS by Income Bracket by Region

Région	Tranches de revenus (CFA1.000)								Total
	<300	300-600	600-800	800-1.000	1.000-2.000	2.000-3.000	>3.000	N.A.	
Diourbel								1	1
Fatick		2					1		3
Kaolack									0
Kolda			1	1		2	1	4	9
Louga			3	4	7	9	1	3	27
Saintlys	1		2	2		3	1	2	11
Tambacounda	3	1	1	2	1	2	1	8	19
Thies			1						1
Ziguinchor						1			1
Total	4	3	8	9	8	17	5	18	72

Tableau B.26 Capacité et Prix d'Achat des SPF

Puissance (W)	Prix d'Achat (CFA)		
	MOY	MIN	MAX
25	75,000	75,000	75,000
36	700,000	400,000	1,000,000
50	272,000	20,000	1,150,000
75	527,000	130,000	924,000
100	480,000	160,000	800,000
150	260,000	260,000	260,000
220	8,370,000	8,370,000	8,370,000
Moyenne	506,994	15,000	8,370,000

Tableau B.27 Modes d'Acquisition des SPF

Région	Comptant	Crédit	Gratuit Projet	Acheter À l'étranger	Total
Diourbel		1			1
Fatick	2				2
Kaolack					0
Kolda	6			2	8
Louga	15			10	25
Saint-Louis	6	2		2	10
Tambacoun	15	2	1	1	19
Thiès		1			1
Ziguinchor			1		1
Total	44	6	2	15	67

Tableau B.28 Pays d'origine des SPF

Région	France	Italie	Espagne	Afrique du Sud	Total
Diourbel					
Fatick					
Kaolack					
Kolda	1				1
Louga	13	4	1	1	19
Saint-Louis	1				1
Tambacounda	5				5
Thies					
Ziguinchor					
Total	20	4	1	1	26

Remarques : Certains répondants ayant affirmé avoir "Achété au comptant" à la Q61 ont aussi répondu à cette question

Tableau B.29 Etat des SPF

Région	En état de marche	Hors service
Diourbel	1	
Fatick	2	
Kaolack		
Kolda	8	
Louga	23	3
Saint-louis	10	
Tambacounda	17	1
Thies	1	
Ziguinchor		1
Total	62	5

Tableau B.30 Satisfaction par rapport au SPF

Region	Satisfait	Pas satisfait
Diourbel	1	
Fatick	1	1
Kaolack		
Kolda	5	3
Louga	18	8
Saint-Louis	10	
Tambacounda	16	2
Thies	1	
Ziguinchor		1
Total	52	15

Tableau B.31 Disponibilité du service de Maintenance des SPF

Region	Disponible	Pas disponible
Diourbel		1
Fatick		2
Kaolack		
Kolda	2	6
Louga	19	7
Saint-Louis		10
Tambacounda	13	5
Thies		1
Ziguinchor		1
Total	34	33

**Tableau B.32 Rapport Entre l'Etat des SPF et la Disponibilité
du Service de Maintenance**

Etat des SPF	Disponibilité de la Maintenance		
	Disponible	Pas disponible	Total
Opérationnel	33	29	#
Hors service	1	4	5
Total	34	33	#

Tableau B.33 Désir de passer un contrat de Maintenance des SPF

Condition of SHS	Désir de passer un contrat de Maintenance		
	Désireux	Non désireux	Total
Opérationnel	5		5
Hors service	51	8	#
Total	56	8	#

Tableau B.34 Type de lampes Utilisées par Région

Région	Lampe Tempête	Lampe Torche	Bougies	Lampes à Gaz	Total Ménages
Diourbel	203	198	21	6	221
Fatick	179	134	11	5	180
Kaolack	190	196	50	8	201
Kolda	186	184	53	9	195
Louga	152	172	30	2	175
Sain-Louis	135	143	8	4	146
Tambacounda	225	230	47	6	234
Thies	192	168	24	21	199
Ziguinchor	119	115	57	4	120
Total	1,581	1,540	301	65	1,671

**Tableau B.35 Type de Lampes Utilisées
par tranches de revenus**

Unité : Ménage

Tranches de revenus anls. (CEA1.000)	Lampe tempête	Lampe torche	Bougies	Lampe à gaz
<300	461	425	85	13
300-600	99	92	16	5
600-800	427	416	79	17
800-1.000	159	156	29	5
1.000-2.000	128	129	28	5
2.000-3.000	159	168	31	6
>3.000	40	40	11	6
N.A.	108	114	22	8
Total	1,581	1,540	301	65

Tableau B.36 Rapport Entre le No. De Lampes et le No. de

Unité: Répondants

No. de Chamb	No. de Lampes														Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11-15	16-20	<20	N.A.		
1	16	2			1				1						6	26
2	55	76	13	1							2				11	158
3	28	92	109	17	4	1		1							18	270
4	14	52	93	104	16	3	2					1			11	296
5	8	35	58	46	60	7	2	3			2				11	232
6	9	25	22	39	22	53	4	3	1						11	189
7	4	6	11	20	26	5	26	4	2						4	108
8	2	7	12	12	19	9	7	15	3		3				3	92
9		2	4	13	5	2	3	6	6						6	47
10		5	5	7	4	7	6	3	1	7				1	5	51
11-15	1	2	6	11	12	13	7	6	4	11	18	2			5	98
16-20		1	3	2	4	4	2	3	1	1	5	4	1		7	38
>20			2	1	1	2	1			3	5	2	7			24
N.A.	3	13	7	6	2	2	1	1			1	1			5	42
Total	140	318	345	279	176	108	61	45	19	22	36	10	9	103	1,671	

Tableau B.37 Fréquence d'Achat de Pétrole

Région	Chaque jour	Chaque Semaine	Chaque mois	Autres	Total
Diourbel	4	128	54		186
Fatick	18	108	52		178
Kaolack	20	63	90	6	179
Kolda	18	52	80	8	158
Louga	2	56	86	7	151
Saint-Louis	3	37	76	12	128
Tambacounda	21	76	105	13	215
Thies	20	84	69	9	182
Ziguinchor		34	81		115
Total	106	638	693	55	1,492

Tableau B.38 Acheteur du pétrole Paraffine

Acheteur	No. de ménages de la concession							Total
	1	2	3	4	5	6	<7	
Tous les membres de la famille	13	4				1	0	18
Autre membre de la famille	26	5		2	2		1	36
Fils & Fille	13		1				1	15
Chaque propriétaire de lampe	13	1					0	14
Chaque femme	11	1	1	1			0	14
Chef de ménage	826	214	106	40	28	5	15	1,234
Chef de concession	124	9	5	6	2	2	2	150
Epouses du Chef de Ménage	51	7	1	2			0	61
Epouses du Chef de concession			1				0	1
Autres	4						0	4
Total	1,081	241	115	51	32	9	18	1,547

Tableau B.39 Dépense Mensuelle en Pétrole

Unité : CFA/Mois

No.lampes du Ménage	Dépense mensuelle totale			Dépense Mensuelle/Lampe		
	MOY	MIN	MAX	MOY	MIN	MAX
1	513	170	3,240	513	170	3,240
2	651	175	2,500	325	88	1,250
3	901	175	5,000	300	58	1,667
4	1,075	200	8,400	269	50	2,100
5	1,379	225	7,200	276	45	1,440
6	1,496	200	6,000	249	33	1,000
7-10	1,860	265	8,750	228	38	972
11-20	2,914	450	6,750	218	35	545
>20	3,225	3,225	3,225	154	154	154
Total	1,121	170	12,500	301	13	3,240

**Tableau B.40 Dépense Mensuelle en Pétrole
selon les Tranches de Revenus**

Tranches de Revenus Annuels (CFA1.000)	MOY	MIN	MAX
<300	308.4	37.9	3,240.0
300-600	254.1	50.0	960.0
600-800	299.6	45.0	2,100.0
800-1.000	296.6	37.5	1,500.0
1.000-2.000	307.5	55.6	2,250.0
2.000-3.000	324.6	33.3	1,500.0
>3.000	320.7	66.7	900.0
N.A.	286.7	12.5	1,350.0
Total	301.4	12.5	3,240.0

Tableau B.41 Remplacement de la mèche

Remplacée	1,071
Non remplacée	457
N.A.	143

Tableau B.42 No. de Lampes à pétrole Utilisées par Heure/Jour

Unité : Lampes

Taille de la famille	Moins de 4 heures/jour			Plus de 4 heures/jour		
	MOY	MIN	MAX	MOY	MIN	MAX
<6	1.9	1	10	1.9	1	9
6-10	2.5	1	25	2.5	1	13
11-15	2.8	1	11	3.2	1	11
16-20	4.9	1	150	3.9	1	16
21-25	4.4	1	12	5.1	1	12
26-30	6.1	1	27	5.9	2	20
31-35	4.8	2	9	8.6	1	27
36-40	6.3	4	9	7.7	2	18
>41	6.9	1	21	13.9	1	60

Tableau B.43 No. de Lampes torche par Ménage

Taille de la famille	No. de Lampes torche		
	MOY	MIN	MAX
<6	1.8	1	11
6-10	2.6	1	40
11-15	3.0	1	13
16-20	4.1	1	22
21-25	5.2	1	20
26-30	7.6	1	36
31-35	8.6	2	20
36-40	6.7	1	15
>41	16.7	1	70

Tableau B.44 Possibilité d'Achat de Piles Sèches au nivea du Village

Répartition de la Population	Possible	Pas possible	N.A.	Total
<500	489	167	21	677
500-2.000	618	107	49	774
>2.000	183	11	26	220
Total	1,290	285	96	1,671

Tableau B.45 Dépenses Annuelles en Piles Sèches pour les Lampes Torches

Unité : CFA

Taille de la famille	Dépense Annelle		
	MOY	MIN	MAX
<6	870	150	9,000
6-10	1,203	150	12,002
11-15	1,329	150	6,000
16-20	1,837	280	13,200
21-25	2,595	200	12,000
26-30	3,473	450	21,600
31-35	4,014	900	12,000
36-40	3,323	300	9,000
>41	7,575	450	52,500

Tableau B.46 Fréquence de consommation de Bougies pour l'Eclairage

Taille de la Famille	Fréquence d'Utilisation de Bougies			
	Chaque Jour	Rarement	Occasionnellement	Total
<6	11	12	8	31
6-10	24	49	25	98
11-15	13	44	21	78
16-20	10	19	8	37
21-25	3	10	5	18
26-30	7	1	4	12
31-35	3	2	1	6
36-40	3	4	1	8
>41	3	1		4
Total	77	142	73	292

Tableau B.47 Nombre Moyen de Bougies et Dépense Hebdomadaire en Bougies

Taille de la Famille	Nombre de bougies consommées		Dépense en Bougies (CFA)
	Grosses bougies	Petites bougies	
<6	5.1	3.8	996
6-10	4.2	4.5	946
11-15	4.7	3.8	835
16-20	4.5	5.8	1,625
21-25	6.0	3.3	1,028
26-30	9.3	6.6	1,552
31-35	8.8	7.7	2,815
36-40	6.1	5.0	669
>41	11.8	11.5	1,133
Total	5.1	4.8	1,088

Tableau B.48 Disponibilité de Bougies au niveau du Village

Répartition de la Population	Disponible	Pas disponible
<500	85	53
500-2.000	117	33
>2.000	34	6
Total	236	92

Tableau B.49 No.de Lampes à gaz par Ménage

Taille de la famille	No. de Lampes à gaz			
	1	2	3	4
<6	8			
6-10	11	3		
11-15	10	2		1
16-20	7	3	1	
21-25	5	1		
26-30	5			
31-35	1			
36-40	1	1		
>41	2	1		
Total	50	11	1	1

Tableau B.50 Moyenne Journalière d'Utilisation des Lampes à gaz

Unité : Heures

Tranches de Revenus Annuels (CFA1.000)	MOY	MIN	MAX	No.é chantillon
<300	3.6	1	6	12
300-600	3.8	2	5	5
600-800	3.8	1	8	14
800-1,000	7.0	1	15	3
1,000-2,000	6.3	3	12	4
2,000-3,000	2.3	1	3	3
>3,000	4.5	3	7	6
N.A.	5.0	1	11	8
Total	4.3	1	15	55

Tableau B.51 Utilisation Bouteilles de gaz/Autres Usages

Utilisation pour d'autres usages	37
Non Utilisation pour d'autres usages	36

Tableau B.52 Fréquence de Remplacement des Bouteilles de gaz

Tps.d'utilisation Lampes à Gaz/jour	Fréquence de Remplacement		
	Hebdomad.	Mensuelle	Autres
1		6	1
2		1	
3	2	8	1
4	5	12	5
5	1	1	2
6		2	1
7		3	
8			1
11			1
12		1	
15		1	
N.A.	1	16	4

Tableau B.53 Dépenses mensuel de gaz

Répartit. Temps Utilisat.	Fréquence de Remplacement des Bouteilles de gaz								
	Hebdo.			Mens.			Autres		
	MOY	MIN	MAX	MOY	MIN	MAX	MOY	MIN	MAX
<5	2.479	575	3.300	1.415	550	6.875	4.971	1.400	10.400
5-8	3.000	3.000	3.000	2.475	600	4.950	2.200	700	5.100
9-12							1.500	1.500	1.500
>12				1.200	800	1.600			
N.A.	3.600	3.600	3.600	1.729	600	3.750	1.319	625	2.250
Moyenne	2.684	575	3.600	1.623	550	6.875	3.027	625	10.400

Tableau B.54 Dépenses Énergétiques Mensuelles
(Tous exemples compris)

Unité : CFA

Taille de la famille	Tranches de revenus Annuels(CFA1.000)							Moyenne
	<300	300-600	600-800	800-1.000	1.000-2.000	2.000-3.000	>3.000	
<6	18,475	17,668	30,532	28,954	55,367	45,197	58,200	24,530
6-10	24,910	30,585	32,738	36,653	53,417	72,985	80,125	35,243
11-15	25,803	23,447	37,733	44,505	52,351	47,706	44,413	36,598
16-20	31,302	42,880	35,651	52,185	78,529	59,853	94,613	49,848
21-25	35,971	45,705	52,469	93,834	67,918	70,621	96,966	67,580
26-30	54,348	16,350	72,086	21,360	96,450	73,213	75,000	82,615
31-35	113,760		73,380	128,100	73,100	255,000	39,975	105,531
36-40		10,140	253,200	74,850	114,000	47,550	133,800	128,718
>41	42,480		151,427			122,381	165,900	160,010
Moyenne	24,989	29,066	37,907	49,310	63,702	66,922	85,248	43,484

Tableau B.55 Dépenses Énergétiques Annuelles

(les exemples choisis prennent en compte les dépenses en Piles sèches)

Unité : CFA

Taille de la famille	Tranches de Revenus Annuels (CFA1.000)							Moyenne
	<300	300-600	600-800	800-1.000	1.000-2.000	2.000-3.000	>3.000	
<6	32,037	53,700	34,423	51,920	99,350	81,400	87,600	50,454
6-10	46,101	35,043	49,712	55,878	87,132	138,825	117,650	64,828
11-15	40,401	35,408	61,602	60,030	72,989	66,086	65,700	58,701
16-20	46,052	53,217	43,603	73,292	93,177	64,717	82,200	62,592
21-25	51,690	51,786	67,320	130,590	79,927	69,386	119,340	87,875
26-30	67,500		91,150	23,100	129,525	90,645	113,950	103,488
31-35	113,760		72,300	150,000	73,100	474,000	45,750	128,811
36-40			253,200	74,850			161,700	185,933
>41	72,000		216,780			165,733	192,000	177,943
Moyenne	44,880	41,782	55,882	74,063	87,164	96,300	113,921	72,387

Tableau B.56 Dépenses Anuelles pour l'Eclairage

Unité : CFA

Taille de la famille	Tranches de Revenus Annuels							Total
	<300	300-600	600-800	800-1.000	1.000-2.000	2.000-3.000	>3.000	
<6	17,801	15,796	20,136	16,505	31,215	26,543	10,200	18,737
6-10	22,143	24,404	25,274	25,621	33,544	38,443	80,100	26,454
11-15	27,832	22,963	30,216	30,790	33,720	39,995	51,440	30,394
16-20	29,720	28,528	29,655	44,433	57,544	53,223	62,325	39,509
21-25	30,909	29,556	51,704	64,371	56,144	49,041	79,368	53,821
26-30	54,960	17,700	60,900	25,560	69,480	75,017	150,000	76,420
31-35	70,560	0	88,200	154,650	33,400	234,000	35,400	94,528
36-40	0	4,800	62,400	37,950	50,400	51,000	107,850	81,075
>41	34,080	0	132,180	0	0	162,405	96,900	105,408
Total	23,537	23,513	30,343	36,909	42,642	49,468	76,781	34,130

Tableau B.57 Dépenses Annuelles en Piles Sèches -Radio/Radio Cassettes

Unité : CFA

Taille de la famille	Tranches de Revenus Annuels (CFA1.000)							Total
	<300	300-600	600-800	800-1.000	1.000-2.000	2.000-3.000	>3.000	
<6	26,200		25,920	37,800	94,800	54,000	36,000	40,148
6-10	28,161	22,582	30,871	38,349	69,808	125,700	45,000	44,321
11-15	22,842	25,200	39,892	38,513	41,400	41,020	25,200	36,147
16-20	30,105	36,000	26,480	45,180	73,200	36,129	37,800	38,475
21-25	28,800	22,500	26,200	93,780	47,400	36,257	60,780	51,251
26-30	29,700		37,800	10,800	53,800	37,440	51,300	48,660
31-35	82,800		32,400	52,200	34,800	372,000	28,800	68,050
36-40			241,200	56,700			91,200	125,400
>41	57,600		118,800			153,900	144,000	128,930
Total	28,094	25,754	34,412	48,399	57,828	68,257	59,107	45,989

Tableau B.58 Possession de la Batterie par Région

Région	Propriétaire		Non propriétaire		Total
Diourbel	6	3%	215	97%	221
Fatick	7	4%	173	96%	180
Kaolack	4	2%	197	98%	201
Kolda	40	21%	155	79%	195
Louga	29	17%	146	83%	175
Saint-Louis	31	21%	115	79%	146
Tambacounda	47	20%	187	80%	234
Thies	12	6%	187	94%	199
Ziguinchor	5	4%	115	96%	120
Total	181	11%	1,490	89%	1,671

Tableau B.59 Possession de Batterie selon les Revenus

Tranches de Revenus Annuels(CFA1.000)	Propriétaire		Non propriétaire		Total
<300	15	3%	480	97%	495
300-600	4	4%	96	96%	100
600-800	25	6%	410	94%	435
800-1.000	22	13%	144	87%	166
1.000-2.000	21	16%	113	84%	134
2.000-3.000	41	24%	131	76%	172
>3.000	17	40%	26	60%	43
N.A.	36	29%	90	71%	126
Total	181	11%	1,490	89%	1,671

Tableau B.60 Utilité de la Batterie

Région	Radio	Radio/ cassette	TV	Eclairage	Autres
Diourbel	2	2	2		
Fatick		4	2		
Kaolack	3	3			
Kolda	2	14	28	6	2
Louga		7	26	5	1
Saint-Louis	3	10	27	5	
Tambacounda	2	11	34	6	1
Thies		5	6	1	
Ziguinchor			4	1	
Total	12	56	129	24	4

Table B.61 No. of the Battery by the Capacity by State

Etat	Capacité de la Batterie													Nos. de la Batterie	
	40	50	60	70	75	80	100	105	110	120	145	150	200		
Neuf	4	4	15	32	4	2	47	2	2	5	1	1	1		
Seconde main	1		4	11	2		3								
Non identifié			1	2											
Total	5	4	20	45	6	2	50	2	2	5	1	1	1		

Table B.62 Price of Battery by Capacity by Status

Etat	Capacité de la Batterie													Unité : 1.000 Fcfa	
	40	50	60	70	75	80	100	105	110	120	145	150	200		
Neuf	38.8	23.3	31.2	42.5	40.8	40.0	46.5	85.0	50.0	45.0	80.0	90.0			
Second main	25.0		23.3	20.1	21.0		29.2								
Non identifié			25.0	30.0											

Tableau B.63 Fréquence de la recharge de la Batterie

Fréquence	Nbr. d'Usagers
quotidienne	5
Hédomadaire	44
Mensuelle	67
Tous les deux mois	5
Autres	45

Tableau B.64 Lieu de Recharge de la Batterie

Taille de Population	Lieu de recharge de la Batterie	
	A l'intérieur du village	Ailleurs
<500	11	45
500-2.000	32	57
>2.000	2	10
Total	45	112

Tableau B.65 Distance par rapport à la Station de Charge de Batteries

Taille de Population	Distance par rapport à la Station de Charge de Batteries					
	<5km	6-10 km	11-20 km	21-30 km	31-40 km	>41km
<500	13	10	8	8		4
500-2.000	8	14	26	4	6	1
>2.000			4	4		2
Total	21	24	38	16	6	7

Tableau B.66 Coût du transportation pour se rendre à la Station de Charge de Batterie

Unit : CFA

Distances	Coût de Transport		
	Moyen	MIN	MAX
<5km	239	100	550
6-10 km	231	100	550
11-20 km	487	100	1,000
21-30 km	710	200	1,600
31-40 km	364	20	1,000
>41km	630	200	1,250

Tableau B.67 Coût de la Charge de la Batterie

Unité : CFA

Région	Coût de Charge		
	MOY	MIN	MAX
Diourbel	700	500	1,000
Fatick	850	700	1,000
Kaolack	1,188	750	2,000
Kolda	1,098	1,000	2,000
Louga	945	750	1,000
Saintlouis	966	500	1,500
Tambacounda	1,466	200	4,000
Thiès	845	600	1,000
Ziguinchor	940	700	1,000
Whole Country	1,118	200	4,000

Tableau B.68 Dépenses Mesuelles liées à l'Utilisation d'une Batterie

Région	Dépense Mensuelle		
	MOY	MIN	MAX
Diourbel	1,488	650	2,600
Fatick	1,575	1,200	2,000
Kaolack	3,075	1,000	8,300
Kolda	2,959	1,000	6,800
Louga	1,865	800	4,600
Saintlouis	1,992	500	6,500
Tambacounda	3,308	1,000	12,000
Thiès	1,740	600	4,600
Ziguinchor	4,400	2,800	4,800
Whole Country	2,623	500	12,000

Tableau B.69 Nbr. de Générateurs Autonomes existant dans la zone

Région	Population	Nbr. de Générateur
Diourbel	Total	3
	<500	2
	500-2.000	1
	>2.000	
Fatick	Total	6
	<500	1
	500-2.000	2
	>2.000	3
Kaolack	Total	2
	<500	1
	500-2.000	1
	>2.000	
Kolda	Total	6
	<500	2
	500-2.000	4
	>2.000	
Louga	Total	3
	<500	3
	500-2.000	
	>2.000	
Saintlouis	Total	
	<500	
	500-2.000	
	>2.000	
Tambacounda	Total	13
	<500	9
	500-2.000	4
	>2.000	
Thiès	Total	3
	<500	
	500-2.000	3
	>2.000	
Ziguinchor	Total	
	<500	
	500-2.000	
	>2.000	
Sur l'Ensemble du Territoire National	Total	36
	<500	18
	500-2.000	15
	>2.000	3

Tableau B.70 Utilité du Générateur

Utilité	Nbr. de Répondants
TV, Vidéo, Radio/ Radiocassette	14
Commercial	5
Autres	2

Tableau B.71 Priorités en matière d'Electrification

Région	Prioritaire	Non Prioritaire	Total
Diourbel	215	6	221
Fatick	178	2	180
Kaolack	197	4	201
Kolda	187	8	195
Louga	164	11	175
Saintlouis	138	8	146
Tamba counda	216	18	234
Thiès	190	9	199
Ziguinchor	119	1	120
Whole country	1,604	67	1,671

Tableau B.72 Priorité pour les Services Publics

Service Public	Priorité absolue	Seconde priorité	Troisième priority
adduction d'eau	774	464	303
Electricité	769	809	65
Téléphone	110	320	1,032
N.A.	18	78	271
Total	1,671	1,671	1,671

Tableau B.73 Priorités dans l'Utilisation de l'Electricité

Utilisation de l'électricité	Priorité				
	1 ^{ère}	2 ^{ème}	3 ^{ème}	3 ^{ème}	5 ^{ème}
Eclairage	1,580	23	12	4	
Radio	10	666	135	66	72
Radio/cassette	7	389	465	169	62
Système Stéréo		2	26	34	25
TV	19	295	422	235	25
Réfrigérateur	24	174	220	181	123
Ventilateur		16	13	51	107

Table B.74 Selection of the SHS System

Unité: Répondant

Spécification des SPF	Frais de Location	Taille de Famille									Total
		<6	6-10	11-15	16-20	21-25	26-30	31-35	36-40	>41	
2 lamps +Radio/Tape	2,000	88	155	82	29	14	2		1		371
3 lamps +Radio/Tape	3,000	46	113	62	15	6	4			1	247
5 lamps +Radio/Tape	5,000	6	49	37	13	5	4	1	1	1	117
3 lamps +Radio/Tape +B/W TV	5,000	17	42	34	7	4	1			1	106
5 lamps +Radio/Tape +B/W TV	7,500	22	113	77	50	22	3	3	1		291
8 lamps +Radio/Tape +Color TV	10,000	9	63	97	83	46	31	13	13	21	376
No system		21	59	37	26	9	5	1		5	163

Table B.75 Choix des SPF

Unité: Répondants

Spécification des SPF	Frais De location	Catégories de revenus Annuels							
		<300	300-600	600-800	800-1,000	1,000-2,000	2,000-3,000	> 3,000	N.A.
2 lampes + Radio/cassette	2,000	158	31	89	33	18	18		24
3 lampes + Radio/cassette	3,000	108	19	71	15	13	15		6
5 lampes + Radio/cassette	5,000	41	7	39	11	8	7	1	3
3 lampes + Radio/cassette + TV N/B	5,000	23	9	39	14	7	8		6
5 lampes + Radio/cassette + TV N/B	7,500	71	10	80	35	31	40	12	12
8 lampes + Radio/cassette + TV Couleur	10,000	40	13	84	49	49	67	26	48
Pad de système		54	11	33	9	8	17	4	27

Tableau B.76 Choix des Modalités d'Acquisition

Spécification du système	<300	300-600	600-800	800-1,000	1,000-2,000	2,000-3,000	> 3,000	N.A.
Comptant	37	8	17	8	11	14	7	18
Crédit	303	55	309	118	103	135	34	65
Vente de Service	110	27	77	30	15	11	2	22
Aucun	45	10	32	10	5	12		21

Table B.77 Modalité de remboursement Souhaitée
(s'il s'agit d'un crédit)

	Mensuel	Bimestriel	Trimestriel	Semi-annuel	Annuel	Total
Total	172	49	94	53	781	1,149

Table B.78 Capacité de payer les frais d'installation

Unité: CFA

Spécification du système	Coût d'installation
1 lampes+Radio/cassette	25.044
3 lampes+Radio/cassette	28.257
5 lampes+Radio/cassette	39.260
3 lampes+Radio/cassette + TV N/B	33.744
5 lampes+Radio/cassette + TV N/B	39.282
8 lampes+Radio/cassette + TV couleur	63.517

Tableau B.79 Capacité de payer l'Invissement Initial
Fréquence de paiement (Vente de Service)

Contribution Initiale	Fréquence de Paiement					
	Menselle	Bimestrielle	trimestrielle	Semi-annuelle	annuelle	Total
50 000	51	120	40	93	1	305
75 000	3	3	3	7		16
120 000	3		2			5
N.A.	7	1	2	3		13
Total	64	124	47	103	1	339

Tableau B.80 Priorité des Edifices Publics dans l'Electrification

Edifices Publics	Priorités en matière d'Electrification						
	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th
Rues du village	508	441	286	97	28	13	2
Marché	6	76	36	50	72	81	64
Place Publique	36	163	238	140	132	62	12
Ecole	34	174	236	263	95	21	7
Poste de Santé	202	322	235	110	55	7	1
Mosquée/Eglise	866	396	170	67	11	24	
Maison des jeunes	12	21	44	34	35	36	41
Total	1 664	1 593	1 245	761	428	244	127

Tableau B.81 Priorité des Edifices Publics dans l'Electrification selon les Région

Région	Edifices Publics							Total
	1	2	3	4	5	6	7	
Diourbel	89		6	6	51	66	1	219
Fatick	87	1	7		27	58		180
Kaolack	24		7	2	28	138		199
Kolda	32	1		3	16	141		193
Louga	51		1	2	7	114		175
Saintlouis	82	2		7	9	46		146
Tambacounda	42	2	3	8	29	150		234
Thies	85		11	3	20	78	1	198
Ziguinchor	16		1	3	15	75	10	120
Territoir national	508	6	36	34	202	866	12	1 664

Remarques : Edifices Publics

1; Rues du village

2; Marché

3; Public Place

4; Ecole

5; Poste de Santé

6; Mosquée/Eglise

7; Maison des jeunes

Tableau B.82 Volonté de participer au paiement des redevances d'électricité des Edifices Publics

Région	Participe	Ne participe pas
Diourbel	210	11
Fatick	176	4
Kaolack	195	6
Kolda	183	12
Louga	174	1
Saintlouis	141	5
Tamba counda	232	2
Thiès	187	12
Ziguinchor	119	1
Territoire National	1 617	54

ANNEXE C COMPTE-RENDU DU SEMINAIRE DE VALIDATION

Séminaire de Validation des outils d'intervention et lancement des Activités de l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER)

RAPPORT DE LA COMMISSION

« Minima techniques et règles environnementales »

Président : Libasse NIANG, Président de l'Association Sénégalaise pour le Développement de l'Electrification Rurale (ADER)
Directeur Général d'ENERGECO

Rapporteurs : Louis SECK, DE/MEH
Cheikh WADE ASER
Demba SY SENELEC

La liste des membres de la commission est jointe en annexe.

Le Président de la commission a ouvert la séance en soulignant l'importance du séminaire qui doit permettre à l'Etat du Sénégal de disposer d'outils lui permettant d'atteindre les objectifs de sa nouvelle politique d'Electrification Rurale. A cet effet, tout le monde est interpellé et la mobilisation doit être de mise pour tous les acteurs du secteur.

Après cette introduction, le consultant a fait une brève présentation de son étude qui repose sur trois options technologiques de base dont la combinaison optimale doit permettre d'assurer une meilleure couverture électrique du pays. Ces options sont :

- Réseau BT alimenté par antenne MT ;
- Réseau BT alimenté par groupe électrogène ;
- Systèmes solaires photovoltaïques.

Puis le consultant a donné les précisions suivantes :

- Dans chacune de ces options, on a tenu compte d'une réduction des coûts et de règles environnementales souples pour rendre accessible l'électricité au monde rural ;
- Les trois options retenues sont des solutions ouvertes, avec des minima techniques, chaque opérateur étant libre de proposer une technologie qui respecte ces minima, en accord avec l'ASER;
- A partir de multiples expériences d'électrification rurale à travers le monde et pour un accès plus facile des populations rurales à l'électricité, un ensemble d'informations est fourni à l'ASER pour lui permettre d'être en mesure d'examiner et d'évaluer les offres d'électrification rurale qui lui seront soumises.

A la suite de cette présentation du consultant, la commission a adopté la démarche consistant à examiner le document, thème par thème.

Ainsi un certain nombre d'amendements de forme comme de fond a été fait et le consultant devra en tenir compte pour le rapport final. Ces observations ont fait l'objet de minutes, jointes au présent rapport.

Des débats enrichissants qui ont eu lieu, la commission a confirmé la pertinence de la démarche des techniques allégées pour diminuer le coût de l'électrification rurale et a formulé les recommandations suivantes :

- 1) Veiller à ce que les normes ne soient pas un frein au développement de l'industrie locale et à la valorisation des ressources naturelles par exemple, utilisation de bois d'essences locales comme support de ligne d'énergie ou de télécommunication, fabrication locale d'accessoires haut de poteaux (armements BT et MT, transformateurs, câble de branchement et de réseau, etc.) ;
- 2) Aménager certains paramètres de réseaux tels que les dimensionnements des supports et les portées maximales en MT et BT qui en découlent, la valeur des chutes de tension admissible dans les réseaux ruraux, les coefficients de

sécurité des supports et conducteurs et, les caractéristiques des groupes électrogènes, etc. ;

- 3) Veiller à ce que les marques de groupes électrogènes bénéficient d'une représentation commerciale au Sénégal ;
- 4) Veiller à la mise en œuvre de mesures d'accompagnement liées à l'introduction de nouvelles technologies telles le monophasé et inviter la SENELEC à tenir compte de cette nouvelle donne dans le développement future de son réseau ;
- 5) Envisager des minima pour d'autres options technologiques d'électrification rurale telles que l'éolienne, la micro hydraulique, systèmes solaires plus puissants, systèmes hybrides, etc. ;
- 6) Permettre à l'ASER de se réserver le droit de faire vérifier les composantes des systèmes PV par un organisme agréé ;
- 7) Tenir compte du code de l'environnement et associer la Direction de l'Environnement aux études, suivi et contrôle ;
- 8) Veiller à ce que l'ASER renforce la capacité des opérateurs locaux potentiels d'électrification rurale et appuie ceux qui s'activent à promouvoir des industries connexes.

La commission a validé les minima techniques et les règles environnementales en y intégrant les recommandations ci-dessus.

**Séminaire de Validation des outils d'intervention et lancement des Activités de
l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER)**

**RAPPORT DE LA COMMISSION
« ASPECTS INSTITUTIONNELS »**

La Commission III relative à l'étude des « Aspects institutionnels » s'est réunie le 28 et 29 mars 2001. Cette commission était composée comme suit :

Président : Monsieur Issa Mar DIAW

Rapporteurs : Monsieur Chérif SEYE
Monsieur Cheikh SAMBE

La commission s'est penchée sur les points suivants :

1. MISSIONS DE L'ASER ET RELATIONS INSTITUTIONNELLES

- Dans sa mission spécifique d'information, l'ASER doit considérer les Associations d'Emigrés (qui sont des acteurs incontournables du développement rural) comme une cible.
- Dans la mise en œuvre du programme ambitieux de développement national de l'Electrification Rurale, il doit être inscrit dans les missions de l'ASER, la promotion des industries locales qui pourraient contribuer à atteindre l'optimum économique des solutions de service proposées aux populations.
- Il a été recommandé, dans sa mission de Maîtrise d'Ouvrage Déléguée du programme national d'électrification rurale, que l'ASER, qui doit rester une structure légère et souple, insiste sur la notion du « faire faire ».
- L'ASER, dans la réalisation de ses missions, doit créer les conditions de concertation avec les autres acteurs du développement rural et, par suite, favoriser les synergies éventuelles.
- Concernant les relations entre l'ASER et la CRSE ; l'instruction des dossiers de demande de licence de production et/ou de concession de distribution

concernant l'ER, ainsi que la préparation des cahiers des charges de concession relèvent de la responsabilité de la CRSE conformément aux dispositions légales. De ce fait, il est inutile de prévoir une convention de Maîtrise d'Ouvrage déléguée entre les 2 structures.

- L'autonomie de l'ASER a fait l'objet d'un débat important lors des discussions de la commission. Les membres de la commission se sont accordés sur les points suivants, à savoir :
 - L'autonomie de gestion de l'ASER est consacrée par les textes ;
 - L'ASER devra trouver les ressources lui permettant de renforcer son autonomie de fonctionnement (pour les détails se référer à la Commission n°1 « Mécanismes Financiers »).

2. OPTIONS STRATEGIQUES : projets prioritaires d'électrification rurale (PPER) et projets d'électrification rurale d'initiative locale (ERIL).

- Il convient de prévoir et de définir, le plus précisément possible, les conditions d'intégration ou de coexistence des projets PPER et ERIL. L'arbitrage de la CRSE sera nécessaire pour préserver la viabilité économique et financière des opérations déjà engagées.
- Les périmètres de concessions comme indiqués ne devraient pas être figés. Il doit être prévu une possibilité d'ajustement en fonction de l'évolution de la situation dans les premières concessions lancées par AO et aussi en fonction des projets ERIL déjà mis en œuvre.
- Il devrait être aménagé la possibilité, pour la SENELEC, de rétrocéder des localités de son périmètre de concession.
- Ces localités pourraient être intégrées dans des zones de concession ou être rattachées à des projets ERIL dans des conditions à déterminer avec la CRSE et l'ASER.

3. PROCEDURES

- Les procédures ont été validées par la Commission avec les modifications ci-après :

- Il a été proposé d'élargir les commissions d'ouverture des plis et de dépouillement, dans lesquelles siègent uniquement les agents de l'ASER, à la CRSE et au Ministère en charge de l'Energie.
- Cependant, pour préserver la souplesse de fonctionnement de l'ASER, l'absence d'un ou plusieurs des membres de la Commission ne doit pas empêcher celle-ci de se réunir.
- Il convient, dans le manuel des procédures de l'ASER, de préciser la notion d' « AO infructueux » d'une part et de prévoir systématiquement dans pareils cas, le lancement d'une procédure d'urgence d'AO, en lieu et place des négociations prévues dans le document actuel.
- En particulier, lors d'une procédure d'AO, la commission propose de lancer un AO en procédure d'urgence si un seul soumissionnaire répond, et de procéder à une négociation directe si aucun autre soumissionnaire ne se manifeste lors de cette procédure d'urgence.
- Il faut nécessairement impliquer les collectivités locales concernées lors de l'élaboration des PLE et de l'instruction des dossiers de projets des opérateurs potentiels pour que ces collectivités cautionnent les plans d'Electrification moyen et long termes prévus pour leurs localités respectives.

La Commission valide les mécanismes institutionnels, en y intégrant les recommandations ci-dessus.

**Séminaire de Validation des outils d'intervention et lancement des Activités de
l'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)**

RAPPORT DE LA COMMISSION

**« MECANISMES FINANCIERS ET CRITERES D'ELIGIBILITE AUX
SUBVENTIONS »**

La Commission III relative aux mécanismes financiers et aux critères d'éligibilité aux subventions s'est réunie les 28 et 29 mars 2001 sous la direction du bureau suivant :

- **Président** : Monsieur Yoro FALL, Vice-Président de la Confédération Nationale des Employeurs du Sénégal (CNES), Directeur Général de la COSELEC
- **Rapporteur général** : Madame Marième DIOP, de la Caisse Nationale de Crédit Agricole (CNCAS)
- **Rapporteurs** : Messieurs Alassane SANE, Mor Badiane TINE et Amadou SOW, de l'ASER

La Commission a fait une analyse critique des documents de base préparés par les consultants. Les différents thèmes abordés ont été les suivants :

- Diagnostic de la situation de l'électrification rurale
- Mécanismes financiers de l'électrification rurale (ER)
- Règlements financiers et conventions avec les banques et les systèmes financiers décentralisés (SFD)
- Critères d'éligibilité et niveaux de subvention

1. Diagnostic de la situation de l'électrification rurale

Sur les 4 points discutés, une unanimité s'est dégagée sur l'objectif de l'étude, ainsi que sur le contexte général d'intervention de l'ASER en matière financière. Par contre, les remarques ci-après ont été formulées :

- a) Préconiser un système d'assurance apte à garantir les équipements et le recouvrement
- b) Mettre en valeur, dans la filière, la spécificité des deux acteurs que sont l'utilisateur et l'opérateur.

Il a été noté que ces deux acteurs sont les plus grands paramètres de réussite du projet. Il a été recommandé de tenir compte des expériences et des réalités sur le terrain qu'ont vécu les mutuelles de crédit et d'épargne dont la collaboration est souhaitable.

- c) Concernant le choix des banques et des (SFD), la recommandation principale est de proposer des critères d'éligibilité en fonction d'un cahier de charges définissant les conditions d'accompagnement financier qui pourrait être discutées avec le système financier afin de créer des synergies et des complémentarités.

2. Mécanismes financiers pour l'électrification rurale

Une unanimité s'est dégagée sur les propositions de mécanismes financiers pour l'électrification rurale. Cependant, les remarques et recommandations suivantes ont été émises:

- a) Instaurer un système de financement de nature à pérenniser le fonctionnement de l'ASER. A ce titre, les pistes suivantes pourraient être explorées :
 - Institution d'une taxe pour l'électrification rurale, au profit de l'ASER, à l'image de la surtaxe affectée à l'hydraulique rurale et prélevée par la SDE sur les factures de ses abonnés.
 - Affectation, à l'ASER, des ressources du budget de l'Etat inscrites dans le programme triennal d'investissements prioritaires (PTIP) au titre de l'électrification rurale

- Transfert à l'ASER de la redevance audiovisuelle actuellement dévolue à la TV nationale et prélevée sur les achats de fuel de la SENELEC.
- b) saisir les opportunités du Fonds de l'Environnement Mondial (FEM) de l'Agence de Développement International (IDA), du Programme de Lutte contre la Pauvreté, du Programme National des Infrastructures Rurales, etc.
- c) Organiser un programme de table ronde avec les bailleurs de fonds de sorte qu'ils puissent déterminer leur niveau d'intervention et permettre à l'ASER de planifier son budget d'investissement en fonction des séquences de mise à disposition des financements.
- d) Définir un niveau de subvention de nature à assurer un équilibre et une harmonie au niveau des prix appliqués aux usagers.

3. Règlements financiers et conventions avec les banques et systèmes financiers décentralisés (SFD)

Les recommandations suivantes ont été formulées:

- a) Provoquer un approfondissement de la réflexion amorcée dans le document de base avec le système financier : banques, SFD, BCEAO, Ministère de l'Economie et des Finances ;
- b) Veiller à une compatibilité entre la durée d'amortissement du matériel, la durée du prêt et la durée de la concession ;
- c) Envisager un système d'assurance pour garantir les risques (vols, baisse de revenus et recouvrement de créances, etc.) ;
- d) **Promouvoir l'électrification rurale auprès des banques et des bailleurs de fonds ;**

Critères d'éligibilité et niveaux de subvention

La commission a discuté sur la base d'un résumé en français du document élaboré en anglais. Les informations y contenues n'indiquent pas suffisamment les critères d'éligibilité des zones à électrifier, la priorité à accorder aux aspects économiques et/ou sociaux, déterminants dans l'attribution des niveaux de subvention.

La commission recommande une information plus complète, notamment la traduction intégrale en français du document du consultant, ainsi que la production de la lettre de mission de l'ASER qui permette à celle-ci de produire un cahier des charges approprié pour définir les critères objectifs et transparents qui régissent l'octroi des subventions.

Conclusion

La Commission valide les mécanismes financiers, en y intégrant les recommandations ci-dessus.

ANNEXE D ENQUETE RELATIVE AUX OPERATEURS POTENTIELS

Enquête relative au potentiel d'engagement des entreprises du secteur privé sénégalais dans les appels d'offres de concessions d'électrification rurale à lancer par l'ASER

La présente enquête a été réalisée par Luc HOANG-GIA et Mansour ASSANI DAHOUEON, consultants, pour le compte du bureau d'études KRI International Corp. Elle s'est appuyée sur un guide d'entretien préparé par KRI et complété par les consultants (questions 10 à 12).

SYNTHESE DES ENTRETIENS

- 1. Avez-vous participé à l'atelier de validation des procédures de l'ASER les 27 et 28 mars 2001 ? Les informations recueillies au cours du séminaire ont-elles modifié votre point de vue concernant le schéma de développement de l'ER proposé par l'ASER ?**
 - 1.1 Toutes les entreprises interrogées ont participé à l'atelier de validation de l'ASER et disposent d'un exemplaire du manuel des procédures de l'ASER.
 - 1.2 La tenue de l'atelier ne semble pas avoir fondamentalement modifié le point de vue des entreprises concernant le schéma de l'ASER car la plupart d'entre elles étaient déjà intéressées et informées avant. Elles considèrent néanmoins que l'atelier a été en soi un événement marquant par l'importance de la participation du secteur privé, et par la possibilité ainsi donnée aux différents acteurs de se rencontrer et de débattre sur le fond.
 - 1.3 Les cadres de SENELEC ont apporté une participation constructive remarquée aux différentes commissions techniques de l'atelier. Certaines entreprises croient y discerner une évolution positive de la position de SENELEC par rapport au schéma de développement de l'ASER. Avant l'atelier, cette position telle qu'elle avait pu être notamment exprimée dans les réunions de travail de l'ADER (Association pour le développement de l'électrification rurale) leur était apparue sensiblement plus réservée.

2. Avez-vous trouvé dans les engagements manifestés par l'ASER une raison de vous intéresser plus concrètement au schéma de développement de l'ER de l'ASER ?

- 2.1 La réponse à cette question est mitigée. D'un côté, les entreprises reconnaissent la volonté affichée de l'ASER de s'ouvrir à tous les acteurs de l'électrification rurale à travers les différentes présentations de l'atelier et la mise à disposition du manuel des procédures.
- 2.2 D'un autre côté, certaines déclarent n'avoir pas été franchement rassurées par le manque de clarté à leurs yeux des positions de l'ASER par rapport à des points essentiels comme les mécanismes de financement ou la politique de subvention de l'électrification rurale. Ces aspects sont développés ci-après.

3. Etes-vous convaincu des intentions de l'ASER de promouvoir l'électrification rurale par le secteur privé ?

- 3.1 De manière globale les entreprises s'accordent à reconnaître que l'ASER a clairement affiché sa volonté de promouvoir l'électrification rurale par le secteur privé.
- 3.2 Par contre, certaines entreprises s'interrogent sur l'adhésion politique du Gouvernement vis-à-vis de la stratégie de développement de l'électrification rurale de l'ASER. (cf. § 6.2).

4. Avez-vous l'intention de vous engager concrètement dans ce schéma ?

- 4.1 Les entreprises de travaux électriques (lignes MT, réseaux BT) paraissent être les plus motivées à s'engager dans le schéma des concessions, sous réserve des clarifications attendues. Divers facteurs peuvent expliquer leur position : (i) elles font partie d'un groupe industriel qui a déjà l'expérience des concessions et sur lequel elles peuvent s'appuyer (ex. filiales de groupes étrangers), (ii) elles considèrent sans doute que se positionner comme concessionnaire est un impératif pour préserver leurs parts de marchés de travaux électriques.
- 4.2 Les entreprises à profil commercial « généraliste » couvrant plusieurs domaines techniques (énergie, hydraulique, solaire, équipement agricole,

etc.) se déclarent également intéressées, mais avec plus de prudence. Elles insistent davantage sur les clarifications attendues comme conditions préalables de leur engagement.

4.3 Les entreprises commerciales spécialisées dans l'énergie solaire photovoltaïques apparaissent les plus réservées. De manière générale elles ne prévoient pas de répondre en nom propre à des appels d'offres de concession parce qu'elles ne souhaitent pas sortir de leurs métiers de base. Le développement commercial classique reste leur priorité : achat comptant ou à crédit via des institutions spécialisées, éventuellement appuyés par une aide financière bilatérale liée apportée au titre de soutien à l'exportation du pays d'origine des équipements. En alternative, des entreprises jugent très probable qu'elles puissent proposer leurs services à des candidats concessionnaires en leur apportant la compétence requise en matière d'énergie solaire.

4.4 De manière générale, les entreprises s'accordent à reconnaître que pour assurer une gestion efficace et viable des services d'électrification rurale, elles devront nécessairement mettre en place des organisations s'appuyant sur des opérateurs ruraux décentralisés agissant sous leur responsabilité et auxquels elles apporteront toutes les formes d'appui nécessaires. On constate toutefois qu'aucune n'a encore approfondi la manière pratique d'y arriver.

5. Selon vous quels sont les 3 points majeurs du manuel des procédures qui selon vous nécessitent une clarification de la part de l'ASER ?

5.1 Le rôle futur de SENELEC dans l'électrification rurale se dégage très largement comme le premier point à clarifier par l'ASER. Les entreprises veulent savoir comment un concessionnaire et SENELEC pourront en pratique « cohabiter » sur une même zone, aussi bien sur le plan opérationnel (deux systèmes de vente d'énergie électrique) que technique (ex. normes et procédures de raccordement au réseau MT de SENELEC) ou financier (ex. tarifs MT appliqués par SENELEC aux concessionnaires, etc.).

5.2 Le détail des mécanismes de financement constitue un deuxième point essentiel à clarifier. Même si elles ont compris dans les grandes lignes la structure du financement prévue par l'ASER (fonds propres + emprunt +

subvention), les entreprises estiment ne pas en savoir encore assez sur les mécanismes de financement prévus par l'ASER. Ceci résulte du fait (i) que les entreprises n'ont généralement pas étudié suffisamment en détail le manuel des procédures, (ii) mais aussi que certaines dispositions essentielles n'ont pas encore été définitivement arrêtées par l'ASER (ex. niveau quantitatif et modalités opérationnelles de décaissement des subventions).

- 5.3 La relation entre ERIL et PPER constitue le troisième point à clarifier. Les entreprises n'ont en général pas bien compris le positionnement des ERIL par rapport aux PPER et ne voient pas quel rôle elles pourraient jouer dans le développement des ERIL. Dans ces conditions, elles perçoivent plutôt les ERIL comme des concurrents potentiels et non comme une source d'activités complémentaires (cf. § 6.3).
- 5.4 Les éléments économiques, administratifs et juridiques formant les règles des concessions sont enfin régulièrement cités comme nécessitant des clarifications par l'ASER : taille et durée des concessions, garanties, etc.

6. Selon vous, quelles sont les 3 contraintes potentielles majeures qui ressortent du manuel des procédures de l'ASER ?

- 6.1 La présence de SENELEC sur un périmètre de concession constitue une préoccupation majeure récurrente chez presque toutes les entreprises. Elles expriment leur inquiétude par rapport à la viabilité des activités des concessionnaires s'ils devaient opérer avec la présence de SENELEC sur leur périmètre, dans les villages actuellement gérés par SENELEC et qui souvent sont les localités les plus importantes, donc potentiellement les plus rentables, dans la zone de concession.
- 6.2 La confirmation de l'adhésion politique aux principes du schéma de développement de l'électrification rurale est également ressentie comme un préalable essentiel. Si elles sont globalement convaincues du bien-fondé des procédures et des schémas de l'ASER (cf. §3.1), les entreprises attendent encore que ceux-ci soient clairement assumés et approuvés par les nouvelles autorités politiques. En l'absence de cette approbation, elles craignent que certaines dispositions essentielles mais qui sont politiquement sensibles (par ex. l'abandon du principe du tarif unique de l'électricité) puissent être remises en cause plus tard.

- 6.3 La concurrence potentielle entre projets ERIL et PPER est également régulièrement citée comme contrainte potentielle. Les entreprises n'ont en général pas une idée précise du mécanisme ERIL et s'inquiètent surtout du risque pour un concessionnaire de découvrir, au moment de démarrer ses activités, que les sites les plus intéressants de son périmètre sont déjà couverts par des projets ERIL.
- 6.4 Sans être actuellement considérée comme une contrainte, la stabilité à long terme de l'environnement juridique et économique du Sénégal constitue pour les entreprises un facteur très important lié aux engagements de long terme (10 à 15 ans) que les concessionnaires auront à prendre. Cette préoccupation s'exprime davantage chez les filiales de groupes étrangers.
- 7. Quelles sont les types de mesures d'incitation dont vous souhaiteriez bénéficier en cas d'engagement de votre part dans le schéma de développement de l'ER de l'ASER ?**
- 7.1 Les entreprises attendent de l'ASER des mesures d'accompagnement qu'elles jugent indispensables à la réussite du développement de l'électrification rurale suivant le schéma des concessions. Quatre grands domaines d'intervention se dégagent : (i) l'information des soumissionnaires dans le cadre des appels d'offres de concession, (ii) l'information du grand public, (iii) la formation des compétences en électrification rurale, et (iv) la fiscalité applicable aux concessions.
- 7.2 En matière d'appels d'offre de concessions, les entreprises attendent de l'ASER qu'elle intègre dans les DAO un mémoire d'information sur les périmètres concédés aussi détaillé que possible en qui concerne le contexte physique, social et économique. Il devrait notamment y figurer : des enquêtes sur la demande en services électriques, des schémas ou plans topographiques des principaux villages, la localisation des centres de consommation, projets à venir etc. En résumé, les entreprises souhaitent que des études de type « plan local d'électrification » telles que celles présentées dans le manuel des procédures soit menées à l'échelle de chaque périmètre de concession. Elles considèrent ces éléments d'appréciation indispensables à la préparation des offres, tout en reconnaissant qu'elles devront elles-mêmes procéder à leurs propres investigations.

- 7.3 L'information préalable du grand public sur le schéma de développement de l'électrification rurale est considérée comme un élément clé de réussite des premières concessions. Il paraît en effet inconcevable aux entreprises qu'un concessionnaire puisse être désigné et démarre ses activités sans qu'une vaste campagne de communication n'ait été engagée avec suffisamment d'antécédence ciblant les populations vivant dans le périmètre concédé. Des campagnes d'information devraient donc être lancées préalablement aux appels d'offres de concession.
- 7.4 Le développement de l'électrification rurale va entraîner de la part des entreprises une forte demande de personnels spécialisés (techniciens, gestionnaires, etc.). Les entreprises attendent de l'ASER qu'elle anticipe à temps ces besoins en appuyant la mise en place de cycles de formation professionnelle sur les métiers de l'électrification rurale, par exemple à travers les instituts et centres de formation existants (CNQP, CNFP, ENSUT etc.).
- 7.5 La fiscalité applicable à l'électrification rurale est un thème récurrent surtout évoqué spécifiquement pour les composants et systèmes solaires photovoltaïques, qui après avoir bénéficié durant plusieurs années d'une mesure d'exonération se retrouvent actuellement taxés à l'importation. Une autre doléance est relative à la TVA sur les services : à quel régime de TVA les services d'électrification rurales seront-ils soumis : 0%, 10% ou 20% ? Les entreprises souhaitent évidemment une exonération de TVA des services d'électrification rurale afin de préserver l'accessibilité de ces services au plus grand nombre possible d'usagers ruraux.

8. Décrire les points ou contraintes particuliers différents de celles déjà listées ci-après

- 8.1 Il n'a pas été noté de points ou contraintes remarquables en dehors de celles listées dans le questionnaire.

9. **Concernant plus spécifiquement l'énergie solaire photovoltaïque, avez-vous eu connaissance du projet de location de systèmes photovoltaïques actuellement mené à Mar Lodge par le MEH et l'ASER sur financement de la coopération japonaise ?**
- 9.1 Toutes les entreprises interrogées ont eu connaissance du projet de Mar Lodge, à travers la presse ou les entretiens tenus au cours des visites faites auprès des entreprises par les consultants de ce projet.
- 9.2 Plusieurs entreprises se montrent critiques vis-à-vis de ce projet, estimant que son montage n'est pas représentatif de la démarche de l'ASER, notamment parce qu'il a été financé à 100% sur subvention.
10. **Avez-vous une idée claire sur la manière dont l'ASER compte intégrer les systèmes photovoltaïques dans son schéma de développement de l'ER, notamment par rapport aux 3 « modèles » commerciaux généralement considérés : (i) l'achat des équipements « cash », (ii) l'achat des équipements à crédit soutenu par des mesures d'accompagnement auprès des institutions financières décentralisées, (iii) la location ou la location-vente d'équipements à des opérateurs privés propriétaires d'un parc d'équipements suivant le modèle « fee-for-service ».**
- 10.1 De manière générale les entreprises n'ont pas une idée claire de ces différents schémas d'intervention.
11. **Quelle est votre opinion par rapport à la pertinence de chacun de ces modèles ? Plus précisément, comment situez-vous le rôle que vous pourriez jouer : (i) pas d'engagement sur ce domaine technique (ii) activités limitées à la vente/SAV de systèmes PV, (iii) activités de vente/SAV incluant des prestations spécifique auprès des opérateurs de services, (iv) engagement direct dans les activités de services (v) autre ?**
- 11.1 Les entreprises considèrent généralement que l'achat au comptant ou à crédit (modèle [ii]) serait la formule qui leur conviendrait le mieux. Comme dit au § 4.3, elles n'envisagent pas d'intervenir en direct dans des activités de service de type location, mais plutôt d'appuyer des opérateurs privés pour la mise en place de ces services (modèle [iii])

- 11.2 Les entreprises ont toutefois bien compris que le modèle « fee for service » est celui qui répond le mieux aux objectifs de l'ASER de rendre l'électricité accessible au plus grand nombre possible de ménages ruraux. Mais elles ne voient pas encore bien comment gérer un parc de systèmes photovoltaïques dispersés sur la totalité du périmètre de concession.
- 11.3 Certaines entreprises se demandent comment ces différents modèles pourraient subsister dans un même environnement commercial.
- 11.4 Il est enfin important de noter la conviction exprimée par les entreprises non spécialisées dans l'énergie solaire photovoltaïque du rôle majeur à jouer par cette technologie dans l'électrification rurale. C'est un signe fort de reconnaissance de la maturité industrielle de cette technologie.

12. Dans l'hypothèse d'un engagement dans une activité de service, quel ordre de grandeur d'investissement serait envisageable à votre niveau pour une première opération, directement ou par des partenaires financiers mobilisés par vous (toutes technologies confondues): (i) 10 MFCFA, (ii) 25 MFCFA, (iii) 50 MFCFA, (iv) 100 MFCFA

- 12.1 Les montants annoncés varient entre 100 MFCFA et 1000 MFCFA. Pour répondre, les entreprises se basent sur des engagements déjà réalisés par elles sur d'autres opérations.
- 12.2 On doit noter que ces engagements portent généralement sur des courtes durées (par ex. préfinancement d'opérations). Néanmoins, ces ordres de grandeur sont tout à fait compatibles avec les niveaux d'investissement attendus des opérateurs pour une concession type.
- 12.3 Après avoir mieux perçu le positionnement des ERIL à travers l'entretien, plusieurs entreprises déclarent leur intérêt à financer très rapidement sur fonds propres des opérations de type ERIL, qu'elles considèrent comme un bon moyen d'acquérir de l'expérience et constituer une « vitrine » de leur savoir-faire technique en matière d'électrification rurale. Elles prévoient d'ailleurs de soumettre à l'ASER des propositions en ce sens.

LES POINTS CLES

1. Les points forts en faveur de l'engagement du secteur privé

Une adhésion globale aux schémas proposés par l'ASER

- 1.1 Confirmation logique des conclusions des journées de réflexion sur l'énergie et de l'atelier de validation des procédures ASER respectivement tenus en février et mars 2001, il ressort des entretiens que le secteur privé soutient le schéma de développement de l'électrification rurale élaboré par l'ASER.
- 1.2 L'ASER a par ailleurs su convaincre les entreprises présentes à l'atelier de validation de son intention de promouvoir l'électrification rurale par le secteur privé.

Une réelle volonté d'engagement et des capacités d'investissement substantielles

- 1.3 Les entreprises interrogées manifestent globalement une volonté d'engagement vis-à-vis des concessions d'électrification rurale qui va au-delà du simple opportunisme commercial. Même si elles ont encore des difficultés à bien les appréhender, elles ont bien conscience des difficultés et risques inhérents à ces opérations d'un type nouveau au Sénégal, et sur lesquelles il existe encore peu de références à l'étranger.
- 1.4 Les capacités financières de la plupart des entreprises interrogées sont substantielles, et certaines ont déjà participé à des montages financiers de plusieurs milliards de FCFA pour des opérations au Sénégal dans le secteur électrique conventionnel. Ces capacités sont tout à fait compatibles avec les niveaux d'investissements sur fonds propres attendus des concessionnaires potentiels.

2. Les risques et contraintes susceptibles de freiner l'engagement du secteur privé

Des interrogations par rapport à la position future de SENELEC dans l'électrification rurale

- 2.1 SENELEC est reconnue par toutes les entreprises comme un partenaire incontournable avec lequel des relations fructueuses peuvent être nouées

par les concessionnaires d'électrification rurale au bénéfice de leurs propres activités.

- 2.2 Un nouveau cahier des charges de SENELEC est en cours d'élaboration. L'étendue des missions et attributions qui y seront confiées à SENELEC en matière d'électrification rurale constituera assurément un facteur clé de décision des autres opérateurs du secteur privé national par rapport aux appels d'offres de concession.
- 2.3 La réponse donnée à la question du statut des localités rurales actuellement gérées par SENELEC représente un autre élément prépondérant de décision pour les entreprises.

Une attente d'adhésion des décideurs politiques par rapport aux mécanismes ASER

- 2.4 Les entreprises attendent du gouvernement nouvellement formé une approbation au niveau politique du schéma de développement de l'électrification rurale élaboré par l'ASER.

Plusieurs points de clarification technique et financière nécessitant un traitement rapide

- 2.5 Un ensemble précis de clarifications techniques et financières est demandé par les entreprises. Outre les relations techniques et opérationnelles avec la SENELEC déjà mentionnées, elles concernent principalement les mécanismes financiers et l'interface PPER-ERIL.
- 2.6 Ces clarifications sont indispensables pour que la compréhension des objectifs, des résultats attendus et des procédures de l'électrification rurale soit parfaitement identique entre l'ASER et les concessionnaires potentiels. Ce n'est qu'à partir de là que la volonté d'engagement du secteur privé, si elle se confirme, pourra être considérée comme acquise.

Des attentes précises en matière d'actions d'accompagnement

- 2.7 Les entreprises interrogées ont exprimé des attentes précises en matière d'actions d'accompagnement. Elles se rejoignent de manière remarquable sur le thème de l'information et de la formation qu'elles considèrent comme des missions fondamentales de l'ASER.
- 2.8 L'information constitue clairement aux yeux des entreprises un élément stratégique majeur qui conditionnera largement la réussite des premiers

appels d'offres de concessions : qualité des informations fournies aux soumissionnaires sur le contexte technique et économique et social des périmètres concédés, information préalable à grande échelle des populations concernées pour assurer un environnement favorable à l'installation du futur concessionnaire et au démarrage de ses activités.

- 2.9 La demande en formation vise surtout le secteur professionnel. Les entreprises attendent de l'ASER qu'elle anticipe suffisamment tôt les besoins en personnel qualifié pour les métiers de l'électrification rurale qui seront générés par la mise en œuvre des concessions.

ANNEXE E COMPARAISON DU COUT DES OPTIONS EXTENSION RESEAU, DIESEL ET PV (SPF)

1. Objectifs

Etant donné le nombre important de villages non électrifiés (environ 12.600), la préoccupation première de l'électrification rurale est de classer les villages selon le mode d'E R, à savoir extension réseau, diesel et PV (SPF). Le rapport efficacité-coût (CFA) du kWh est un indicateur utile pour atteindre un tel objectif. La méthodologie détaillée est déjà présentée au chapitre 3. Cet "Annexe" présente la méthode de calcul du coût unitaire du kWh, tel que représenté au Tableau 3.1 du chapitre 3.

2. Prémisses

Les coûts d'investissement des options réseau, diesel et PV (SPF) en tant que prémisses pour le calcul du coût unitaire du kWh se présentent comme suit :

Option Réseau

Rubriques	Base de calcul	Unité	Prix
Extension ligne MT	Distance pour atteindre le village	MFCFA/km*	12,906
Extension ligne BT	35m/Bénéficiaire	MFCFA/km	7,336
Transformateur MT/ BT 25kVA	Par village	MFCFA	7,787
Transformateur MT/ BT 50kVA	Par village	MFCFA	8,327
Réseau de desserte et câblage intérieur	Par Bénéficiaire	MFCFA/ Bénéficiaire	0,100
Coût marginal de l'électricité	Consommation électrique	FCFA/kWh	35

*MFCFA =Million FCFA

Le coût de l'extension réseau se décompose comme suit i) ligne MT , ii) ligne BT, iii) transformateur MT/ BT, iv) câblage intérieur, et v) coût marginal de l'électricité. La cinquième rubrique (coût marginal) indique le coût marginal de la ligne principale raccordée à la ligne MT.

Option Diesel

Nombre de Bénéficiaires	Puissance Nominale (kVA)	Puissance (kW)	Durée de vie (an)	Consommation (L/heure) de combustible	Prix (MFCFA)	Génie Civil (MFCFA)
Moins de 42	3	2,4	3	1,4	1.600	0,2
70	5	4	3	1,7	1.900	0,2
105	7,5	6	3	2,0	2.500	0,225
140	10	8	5	2,6	5.800	0,3
210	15	12	6	3,8	8.200	0,3
308	22	17,6	7	6,5	8.800	0,5

Autres conditions relatives à l'option diesel

Rubriques	Base de calcul	Unité	Prix
Extension de la ligne LT	35m/Bénéficiaire	MFCFA/km	7,336
Réseau de desserte et câblage intérieur	Par Bénéficiaire	MFCFA/ Bénéficiaire.	0,100
Opérateur du Groupe électrogène	Par Village	MFCFA/Mois	0,050
Consommables de la Maintenance	Investissement Initial	%	2,0
Combustible (Diesel)		FCFA/Litre	344

Le coût du diesel et d'autres tels que le combustible et les travaux de génie civil sont estimés sur la base de la demande en ER du ménage (bénéficiaire).

Option Photovoltaïque

Articles	Spec.	Cycle de vie	Prix (FCFA)
Panneau solaire	50W	20	180.000
Support	Acier	20	15.000
Batterie	12V/50Ah	3	65.000
Régulateur de Charge	10A	10	35.000
Quatre lampes + Prise	FL 7W	20	60.000
Divers		20	70.000
Installation		20	50.000
Total			475.000

Coût d'exploitation

Maintenance	FCFA/an/système
Divers	800
Eau Distillée	400
Total	1.200

Le système de 50 Wc est supposé être un modèle standard de SPF dont le prix comprend le coût des composantes et les frais d'exploitation.

3. Méthode de Calcul

3.1 Extension réseau

Toutes les composantes de l'option extension réseau sont annualisés par le biais du facteur de recouvrement du capital qui correspond à la durée de vie des composantes et au taux de réduction (12). Le coût annuel de l'extension de la ligne MT est estimé sur la base de la distance alors que celui des autres options se fait sur la base de la demande en ER du ménage (bénéficiaire).

a) Extension de la ligne MT

Distance	Coût Total (FCFA)	Durée de vie	Coût annuel	Coût annuel avec 10% de perte d'énergie
1km	12.906.000	25	1.645.515	1.828.350
2km	25.812.000	25	3.291.029	3.656.699
3km	38.718.000	25	4.936.544	5.485.049
4 km	51.624.000	25	6.582.058	7.313.398
5 km	64.530.000	25	8.227.573	9.141.748
6 km	77.436.000	25	9.873.088	10.970.097
7 km	90.342.000	25	11.518.602	12.798.447
8 km	103.248.000	25	13.164.117	14.626.797
9 km	116.154.000	25	14.809.631	16.455.146
10 km	129.060.000	25	16.455.146	18.283.496
15 km	193.590.000	25	24.682.719	27.425.244
20 km	258.120.000	25	32.910.292	36.566.991
25 km	322.650.000	25	41.137.865	45.708.739

b) Transformateur MT/LT

Nombre de Bénéficiaires	Puissance du Transformateur	Coût du Transformateur (FCFA)	Durée de vie	Coût annuel (FCFA)
5	25kVA	7.786.800	25	992.817
10	25kVA	7.786.800	25	992.817
15	25kVA	7.786.800	25	992.817
20	25kVA	7.786.800	25	992.817
25	25kVA	7.786.800	25	992.817
30	25kVA	7.786.800	25	992.817
42	25kVA	7.786.800	25	992.817
70	25kVA	7.786.800	25	992.817
105	25kVA	7.786.800	25	992.817
140	25kVA	7.786.800	25	992.817
210	50kVA	8.326.800	25	1.061.667
308	50kVA	8.326.800	25	1.061.667

c) Réseau Basse tension au niveau du village

Nombre de Bénéficiaires	Coût extension réseau basse tension (FCFA)	Durée de vie	Coût annuel (FCFA)
5	1.283.800	25	163.684
10	2.567.600	25	327.369
15	3.851.400	25	491.053
20	5.135.200	25	654.738
25	6.419.000	25	818.422
30	7.702.800	25	982.107
42	10.783.920	25	1.374.949
70	17.973.200	25	2.291.582
105	26.959.800	25	3.437.374
140	35.946.400	25	4.583.165
210	53.919.600	25	6.874.747
308	79.082.080	25	10.082.963

d) Réseau de desserte et câblage intérieur

Nombre de Bénéficiaires	Coût du réseau de desserte et câblage intérieur (FCFA)	Durée de vie	Coût annuel (FCFA)
5	500.000	20	66.939
10	1.000.000	20	133.879
15	1.500.000	20	200.818
20	2.000.000	20	267.758
25	2.500.000	20	334.697
30	3.000.000	20	401.636
42	4.200.000	20	562.291
70	7.000.000	20	937.151
105	10.500.000	20	1.405.727
140	14.000.000	20	1.874.303
210	21.000.000	20	2.811.454
308	30.800.000	20	4.123.466

e) Coût total pour chaque village

Distance	Nombre de ménages					
	5	10	15	20	25	30
0km	1.223.441	1.454.064	1.684.688	1.915.312	2.145.936	2.376.560
1km	3.051.790	3.282.414	3.513.038	3.743.662	3.974.286	4.204.909
2km	4.880.140	5.110.764	5.341.387	5.572.011	5.802.635	6.033.259
3km	6.708.489	6.939.113	7.169.737	7.400.361	7.630.985	7.861.609
4 km	8.536.839	8.767.463	8.998.087	9.228.710	9.459.334	9.689.958
5 km	10.365.188	10.595.812	10.826.436	11.057.060	11.287.684	11.518.308
6 km	12.193.538	12.424.162	12.654.786	12.885.410	13.116.033	13.346.657
7 km	14.021.888	14.252.511	14.483.135	14.713.759	14.944.383	15.175.007
8 km	15.850.237	16.080.861	16.311.485	16.542.109	16.772.733	17.003.356
9 km	17.678.587	17.909.211	18.139.834	18.370.458	18.601.082	18.831.706
10 km	19.506.936	19.737.560	19.968.184	20.198.808	20.429.432	20.660.056
15 km	28.648.684	28.879.308	29.109.932	29.340.556	29.571.180	29.801.803
20 km	37.790.432	38.021.056	38.251.680	38.482.304	38.712.927	38.943.551
25 km	46.932.180	47.162.804	47.393.427	47.624.051	47.854.675	48.085.299

Distance	Nombre de ménages					
	42	70	105	140	210	308
0km	2.930.057	4.221.551	5.835.918	7.450.285	10.747.869	15.268.096
1km	4.758.407	6.049.900	7.664.267	9.278.634	12.576.218	17.096.446
2km	6.586.756	7.878.250	9.492.617	11.106.984	14.404.568	18.924.795
3km	8.415.106	9.706.599	11.320.966	12.935.333	16.232.917	20.753.145
4 km	10.243.455	11.534.949	13.149.316	14.763.683	18.061.267	22.581.494
5 km	12.071.805	13.363.299	14.977.665	16.592.032	19.889.616	24.409.844
6 km	13.900.155	15.191.648	16.806.015	18.420.382	21.717.966	26.238.193
7 km	15.728.504	17.019.998	18.634.365	20.248.732	23.546.315	28.066.543
8 km	17.556.854	18.848.347	20.462.714	22.077.081	25.374.665	29.894.893
9 km	19.385.203	20.676.697	22.291.064	23.905.431	27.203.015	31.723.242
10 km	21.213.553	22.505.046	24.119.413	25.733.780	29.031.364	33.551.592
15 km	30.355.301	31.646.794	33.261.161	34.875.528	38.173.112	42.693.339
20 km	39.497.048	40.788.542	42.402.909	44.017.276	47.314.860	51.835.087
25 km	48.638.796	49.930.290	51.544.657	53.159.024	56.456.608	60.976.835

f) Consommation énergétique annuelle (0,2kWh/jour/Bénéficiaire)

Nombre de Bénéficiaires	5	10	15	20	25	30
Consommation électrique	365	730	1.095	1.460	1.825	2.190

Nombre de Bénéficiaires	42	70	105	140	210	308
Consommation électrique	3.066	5.110	7.665	10.220	15.330	22.484

g) Coût marginal du kWh coût de l'électricité

Le coût total pour chaque village est divisé par la consommation annuelle de chaque village, puis ajouté au coût marginal de l'électricité (35FCFA/kWh)

Distance	Nombre de ménages					
	5	10	15	20	25	30
0km	3.387	2.027	1.574	1.347	1.211	1.120
1km	8.396	4.531	3.243	2.599	2.213	1.955
2km	13.405	7.036	4.913	3.851	3.215	2.790
3km	18.414	9.541	6.583	5.104	4.216	3.625
4 km	23.424	12.045	8.252	6.356	5.218	4.460
5 km	28.433	14.550	9.922	7.608	6.220	5.295
6 km	33.442	17.054	11.592	8.861	7.222	6.129
7 km	38.451	19.559	13.262	10.113	8.224	6.964
8 km	43.460	22.064	14.931	11.365	9.226	7.799
9 km	48.469	24.568	16.601	12.618	10.227	8.634
10 km	53.479	27.073	18.271	13.870	11.229	9.469
15 km	78.525	39.596	26.619	20.131	16.238	13.643
20 km	103.570	52.119	34.968	26.393	21.248	17.817
25 km	128.616	64.642	43.317	32.654	26.257	21.992

Distance	Nombre de ménages					
	42	70	105	140	210	308
0km	991	861	796	764	736	714
1km	1.587	1.219	1.035	943	855	795
2km	2.183	1.577	1.273	1.122	975	877
3km	2.780	1.935	1.512	1.301	1.094	958
4 km	3.376	2.292	1.751	1.480	1.213	1.039
5 km	3.972	2.650	1.989	1.658	1.332	1.121
6 km	4.569	3.008	2.228	1.837	1.452	1.202
7 km	5.165	3.366	2.466	2.016	1.571	1.283
8 km	5.761	3.724	2.705	2.195	1.690	1.365
9 km	6.358	4.081	2.943	2.374	1.809	1.446
10 km	6.954	4.439	3.182	2.553	1.929	1.527
15 km	9.936	6.228	4.374	3.447	2.525	1.934
20 km	12.917	8.017	5.567	4.342	3.121	2.340
25 km	15.899	9.806	6.760	5.236	3.718	2.747

3.2 Coût de l'électrification par Groupe électrogène

Les coûts d'électrification par groupe électrogène sont supposés augmenter en du nombre de bénéficiaires. Le coût des composantes de l'option groupe électrogène. Les coûts de l'extension BT et du combustible sont annualisés sur la base du facteur de recouvrement du capital qui correspond à la durée de vie des composantes et au taux de réduction (12%).

a) Investissement pour l'option groupe électrogène

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kVA)	Puissance (kW)	Durée de vie (Ans)	Prix du Groupe électrogène (FCFA)	Coût annuel (FCFA)
5	3	2,4	3	1.600.000	666.158
10	3	2,4	3	1.600.000	666.158
15	3	2,4	3	1.600.000	666.158
20	3	2,4	3	1.600.000	666.158
25	3	2,4	3	1.600.000	666.158
30	3	2,4	3	1.600.000	666.158
42	3	2,4	3	1.600.000	666.158
70	5	4	3	1.900.000	791.063
105	7,5	6	3	2.500.000	1.040.872
140	10	8	5	5.800.000	1.608.976
210	15	12	6	8.200.000	1.994.451
308	22	17,6	7	8.800.000	1.928.236

b) Travaux de génie civil relatifs à l'installation

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Coût des travaux de génie civil (FCFA)	Durée de vie (Ans)	Coût annuel (FCFA)
5	2,4	200.000	25	25.500
10	2,4	200.000	25	25.500
15	2,4	200.000	25	25.500
20	2,4	200.000	25	25.500
25	2,4	200.000	25	25.500
30	2,4	200.000	25	25.500
42	2,4	200.000	25	25.500
70	4,0	200.000	25	25.500
105	6,0	225.000	25	28.687
140	8,0	300.000	25	38.250
210	12,0	300.000	25	38.250
308	17,6	500.000	25	63.750

c) Extension Basse tension au niveau du village

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Coût de l'extension BT en FCFA	Durée de vie (Ans)	Coût annuel de l'extension BT (FCFA)
5	2,4	1.283.800	25	163.684
10	2,4	2.567.600	25	327.369
15	2,4	3.851.400	25	491.053
20	2,4	5.135.200	25	654.738
25	2,4	6.419.000	25	818.422
30	2,4	7.702.800	25	982.107
42	2,4	10.783.920	25	1.374.949
70	4	17.973.200	25	2.291.582
105	6	26.959.800	25	3.437.374
140	8	35.946.400	25	4.583.165
210	12	53.919.600	25	6.874.747
308	17,6	79.082.080	25	10.082.963

d) Réseau de desserte et câblage intérieur

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Réseau de desserte et câblage intérieur (FCFA)	Durée de vie (Ans)	Coût annuel de l'extension BT (FCFA)
5	2,4	500.000	20	66.939
10	2,4	1.000.000	20	133.879
15	2,4	1.500.000	20	200.818
20	2,4	2.000.000	20	267.758
25	2,4	2.500.000	20	334.697
30	2,4	3.000.000	20	401.636
42	2,4	4.200.000	20	562.291
70	4	7.000.000	20	937.151
105	6	10.500.000	20	1.405.727
140	8	14.000.000	20	1.874.303
210	12	21.000.000	20	2.811.454
308	17,6	30.800.000	20	4.123.466

e) Coût du combustible

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Consommation de Combustible (Litre/heure)	Consommation Annuelle (4heures/jour) (Litre)	Coût du Combustible	Rapport Coût-efficacité du combustible est de 95%
5	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
10	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
15	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
20	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
25	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
30	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
42	2,4	1,4	2.044	703.136	740.143
70	4	1,7	2.482	853.808	898.745
105	6	2	2.920	1.004.480	1.057.347
140	8	2,6	3.796	1.305.824	1.374.552
210	12	3,8	5.548	1.908.512	2.008.960
308	17,6	6,5	9.490	3.264.560	3.436.379

f) Coût d'exploitation

Le coût d'exploitation et de maintenance est calculé sur la base que l'opérateur recevra du village une redevance mensuelle de 50.000 CFA et que le coût annuel du matériel de maintenance est de 2% du coût de l'option diesel.

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Coût d'Exploitation et de Maintenance (FCFA)
5	2,4	632.000
10	2,4	632.000
15	2,4	632.000
20	2,4	632.000
25	2,4	632.000
30	2,4	632.000
42	2,4	632.000
70	4	638.000
105	6	650.000
140	8	716.000
210	12	764.000
308	17,6	776.000

g) Coût du kWh pour l'option groupe électrogène

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Demande électrique annuelle (kWh)	Coût annuel (FCFA)	Coût du kWh (FCFA/kWh)
5	2,4	365	2.294.425	6.286
10	2,4	730	2.525.049	3.459
15	2,4	1.095	2.755.673	2.517
20	2,4	1.460	2.986.297	2.045
25	2,4	1.825	3.216.921	1.763
30	2,4	2.190	3.447.545	1.574
42	2,4	3.066	4.001.042	1.305
70	4	5.110	5.582.042	1.092
105	6	7.665	7.620.008	994
140	8	10.220	10.195.246	998
210	12	15.330	14.491.863	945
308	17,6	22.484	20.410.794	908

3.3 Coût de l'option PV

Le Coût de l'option PV se décompose comme suit a) coût annualisé des composantes du système et b) coût actuel de la maintenance.

a) Coût des composantes du système

Articles	Prix (FCFA)	Taux d'intérêt (%)	Durée de vie (an)	Coût annuel (FCFA)
Panneau(50Wc)	180.000	12	20	24.098
Support	15.000	12	20	2.008
Batterie 12V/50AH	65.000	12	3	27.063
Régulateur de Charge	35.000	12	10	6.194
4 lampes 7watts/12V/1prise	60.000	12	20	8.033
Divers	70.000	12	20	9.372
Coût de l'installation	50.000	12	20	6.694
Total	475.000			83.462

b) Coût actuel de la maintenance

Divers	800
Eau Distillée	400
Total	1.200

c) Coût du kWh pour l'option PV

Coût annuel total	83.462+1.200	84.662 FCFA
Rendement annuel	0,2 x 365	73 kWh
Coût du kWh	84.662 / 73	1.160 FCFA/kWh

4. Conclusion

4.1 Options PV et extension réseau

Le coût de l'option extension réseau augmente en fonction de la distance par rapport au réseau et décroît en fonction du nombre de bénéficiaires. Le coût de l'option PV (SPF) est supposé être constant sans aucun rapport avec le nombre de bénéficiaires.

La zone ombrée indique que le coût unitaire du kWh pour l'extension réseau est inférieur à celui du PV (SPF). Le seuil de rentabilité selon lequel le coût de l'option PV est égal à celui de l'extension réseau correspond à une distance comprise entre zéro (0) et 1 km et à un nombre de 30 bénéficiaires. La distance admissible peut être calculée en fonction du nombre de bénéficiaires.

	Nombre de Bénéficiaires											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
Option PV	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160
Extension réseau												
0 km	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

	Nombre de Bénéficiaires											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
BE* distance (km)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.28	0.83	1.52	2.21	3.55	5.48

*BE= Break Even

4.2 Options PV et groupe électrogène

Le seuil de rentabilité est compris entre 42 et 70 bénéficiaires.

Nombre de Bénéficiaires	Puissance (kW)	Coût du kWh pour l'option groupe électrogène (FCFA/kWh)	Coût du kWh pour l'option PV (FCFA/kWh)
5	2,4	6.286	1.160
10	2,4	3.459	1.160
15	2,4	2.517	1.160
20	2,4	2.045	1.160
25	2,4	1.763	1.160
30	2,4	1.574	1.160
42	2,4	1.305	1.160
70	4	1.092	1.160
105	6	994	1.160
140	8	998	1.160
210	12	945	1.160
308	17,6	908	1.160

The break-even number of customer in village is 61

4.3 Options Groupe électrogène et extension réseau

La zone ombrée indique que le coût du kWh pour l'option groupe électrogène est inférieur à celui de l'extension réseau. Donc la distance admissible pour l'option extension réseau et groupe électrogène peut être calculée en fonction du nombre de bénéficiaires.

	Nombre de Bénéficiaires											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
Option groupe électrogène	6.286	3.459	2.517	2.045	1.763	1.574	1.305	1.092	994	998	945	908
Extension réseau												
0 km	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

	Nombre de Bénéficiaires											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
BE of DG and GE	0,58	0,58	0,57	0,56	0,56	0,55	0,54	0,53	0,65	1,31	1,75	2,38

ANNEXE F ANALYSE FINANCIERE

Provisional Financial Plan for PV Rural Electrification
 English, O'Fvach

Pre-Conditions
 1 System Unit Cost (\$5 Wp) 450 (1,000 FCFA)

2 O & M Cost for Private Operator
 A. Administration Cost for Private Operator (PMC)

	No.	FCFA/month	This Plan	Farmhouse Units		
				100	300	500
Manager	0.3	500,000	0.3	0.1	0.3	0.3
Solar Engineer	1.0	200,000	1.0	0.5	1.0	1.3
Field Technician	2.0	50,000	2.0	1.0	2.0	2.0
1. Annual Direct Cost Expenses		5,400				
2. Indirect Cost		810				
Total O & M Cost		6,210				

15% of the administrative cost as miscellaneous is included in the annual expenses.
 Total O & M Cost 4.6% as % of the initial investment cost

3 Capital Structure
 Initial Investment Cost **135,000** 0.21 US\$ million

	% of initial cost	0% for HTV	
User's contribution	10%	13,500	← The rate is subject to the average income of the village concerned, which should be determined by ASER.
Operator's equity	20%	27,000	
Loan	20%	27,000	← The rate shall be proposed by the operator with an assistance of local financial institution.
Interest	7.0%		
Repayment	1,000 x 1,000 CFA/year		← The operator's equity should be fixed at more than 15%, exclusive of the working capital.
Grace period	5 years		
Repayment period	20 years		
Subsidy	50%	67,500	← 94,500 Amount (= Subsidy + Loan) The rate will be proposed by the operator.
Others			RCE = 21.7% for reference

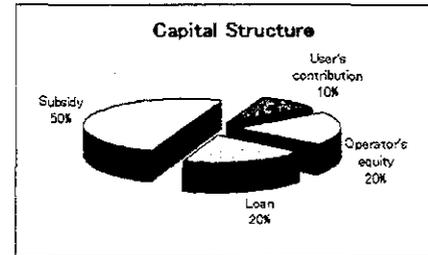
Depreciation method A straight-line method
 Income tax rate 30%
 Minimum Income Tax for the annual turn-over less than 500 million FCFA

5 Revenues
 45,000 FCFA For the initial payment which may be regarded as "User's Contribution"
5,000 FCFA/Unit/month For the monthly payment
55,010 Accu. Cashflow after 20 years' operation Not sound 67,411 In case of consideration of bank deposit effect
 3% Management Fee 8,550 Minimum Accu. Cashflow
 67,500 50% of the initial investment if say 'it is 20 years', who will take care of the operation after the expiration of 20 years concession period?

6 No. of Subscribers
 4.6% 300 Units 12,000 Population 25% Electrified rate in terms of household

7 Depreciation (US\$ = 650 FCFA)

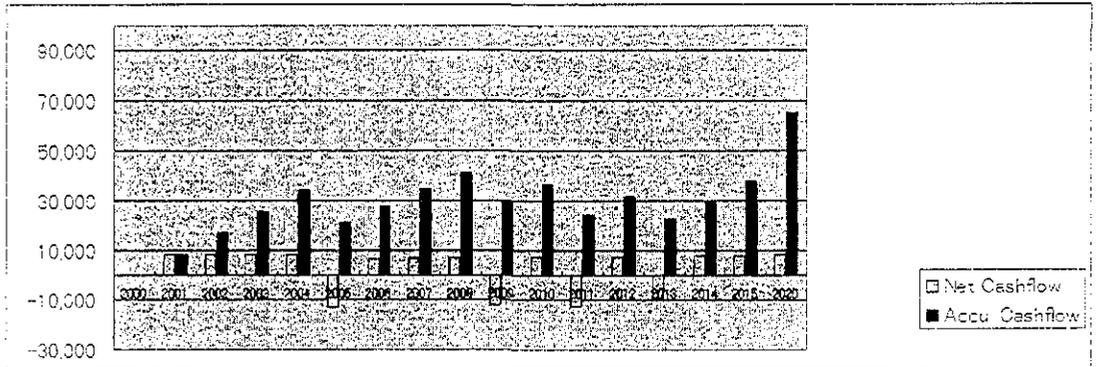
	FCFA/System	Life	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
PV Module (Wp)	55	200,000	20	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Charge controller (A)	8	40,000	10	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900
Battery (Ah)	100	81,000	4	20,750	20,750	20,750	18,156	18,156	18,156	16,081	16,081	16,081	16,081	14,006	14,006	14,006	14,931	323,700
Lamps	4	52,000	10	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	3,770	3,770	3,770	3,770	3,770	88,700
Pole, Cable, etc.	1	75,000	20	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	3,750	75,000
Installation, Transport	1	50,000	20	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	50,000
Sub-total	1	500,000		46,200	46,200	46,200	46,200	43,606	43,606	43,606	43,606	41,531	41,531	39,001	39,001	36,926	36,926	34,851
Difference		-50,000	20	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500	-2,500
Total		500,000		43,700	43,700	43,700	43,700	41,106	41,106	41,106	41,106	39,031	39,031	36,501	36,501	34,426	34,426	32,351
Depreciation				13,110	13,110	13,110	13,110	12,332	12,332	12,332	12,332	11,709	11,709	10,950	10,950	10,328	10,328	9,705



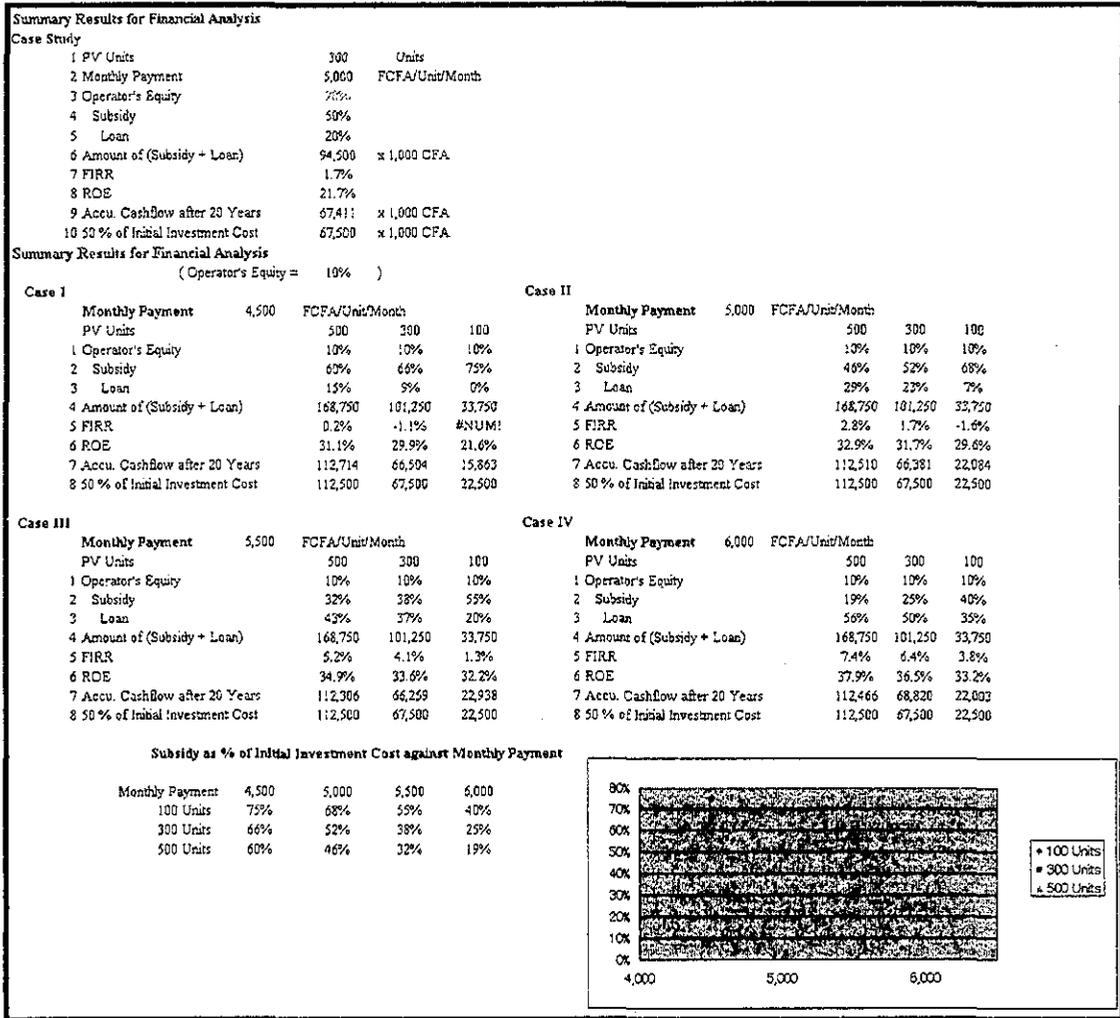
3 Projection of Income		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	
Revenue		0	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	360,000
Expenses		5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	108,000
System maintenance		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gross Profit		0	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	235,800
Management Fee to the Operator	5%	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	27,000
	(modified on July 3)																		
Depreciation		13,110	13,110	13,110	13,110	13,110	12,332	12,332	12,332	12,332	11,709	11,709	10,950	10,950	10,328	10,328	10,328	9,705	227,220
Interest		0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,764	1,438	1,512	1,386	1,260	1,134	1,008	882	756	126	24,570
Management Fee to the Operator		1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	
Net Profit		0	-4,560	-4,560	-4,560	-4,560	-3,782	-3,782	-3,656	-3,530	-2,781	-2,655	-1,770	-1,644	-896	-770	-644	609	-42,990
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	-4,560	-4,560	-4,560	-4,560	-3,782	-3,782	-3,656	-3,530	-2,781	-2,655	-1,770	-1,644	-896	-770	-644	609	-42,990
Accumulated Profit		-0	-4,560	-9,120	-13,680	-18,240	-22,822	-25,804	-29,460	-32,990	-35,771	-38,427	-40,197	-41,841	-42,737	-43,507	-44,151	-42,990	
Debt Financing		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20	
Loan at beg			27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	25,200	23,400	21,600	19,800	18,000	16,200	14,400	12,600	10,800	1,800	
Repayment								1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	27,000
Interest		0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,764	1,438	1,512	1,386	1,260	1,134	1,008	882	756	126	24,570
Loan at end		27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	25,200	23,400	21,600	19,800	18,000	16,200	14,400	12,600	10,800	9,000	0		
Cash-Flow		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	
Net income		-0	-4,560	-4,560	-4,560	-4,560	-3,782	-3,782	-3,656	-3,530	-2,781	-2,655	-1,770	-1,644	-896	-770	-644	609	-42,990
Depreciation		0	13,110	13,110	13,110	13,110	12,332	12,332	12,332	12,332	11,709	11,709	10,950	10,950	10,328	10,328	10,328	9,705	227,220
plus User's contribution		13,500																	
plus Equity		27,000																	27,000
plus Additional equity (Work		0													0				0
plus Loan		27,000																	27,000
plus Subsidy		67,500																	67,500
minus Repayment		0	0	0	0	0	0	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	27,000
minus Initial investment		135,000																	135,000
minus Replacement			0	0	0	0	21,788	0	0	0	19,298	0	20,010	0	16,808	0	0	0	
Net Cashflow		-0	8,550	8,550	8,550	8,550	-13,238	6,750	6,876	7,002	-12,170	7,254	-12,630	7,506	-9,175	7,758	7,884	8,514	65,010
Accu. Cashflow		-0	8,550	17,100	25,650	34,200	20,962	27,712	34,588	41,590	29,421	36,675	24,045	31,551	22,375	30,133	38,017	65,010	
Deposit bank rate	4.25%		8,550	17,463	26,376	35,290	22,416	28,803	35,766	43,060	31,188	37,925	25,603	32,573	23,716	31,084	39,298	67,411	
ROE = 21.7%																			
Equity Portion	-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Management Fee to the Operator	0	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	
Cash-Flow	-27,000	9,900	9,900	9,900	9,900	-11,888	8,100	8,226	8,352	-10,820	8,604	-11,280	8,856	-7,825	9,108	9,234	9,864	65,010	
FIRR = 1.7%																			
Cash outflow	-135,000	0	0	0	0	0	-21,788	0	0	0	-19,298	0	-20,010	0	-16,808	0	0	0	
Cash inflow	13,500	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	
	-121,500	11,790	11,790	11,790	11,790	11,790	-9,998	11,790	11,790	11,790	-7,508	11,790	-8,220	11,790	-5,017	11,790	11,790	11,790	

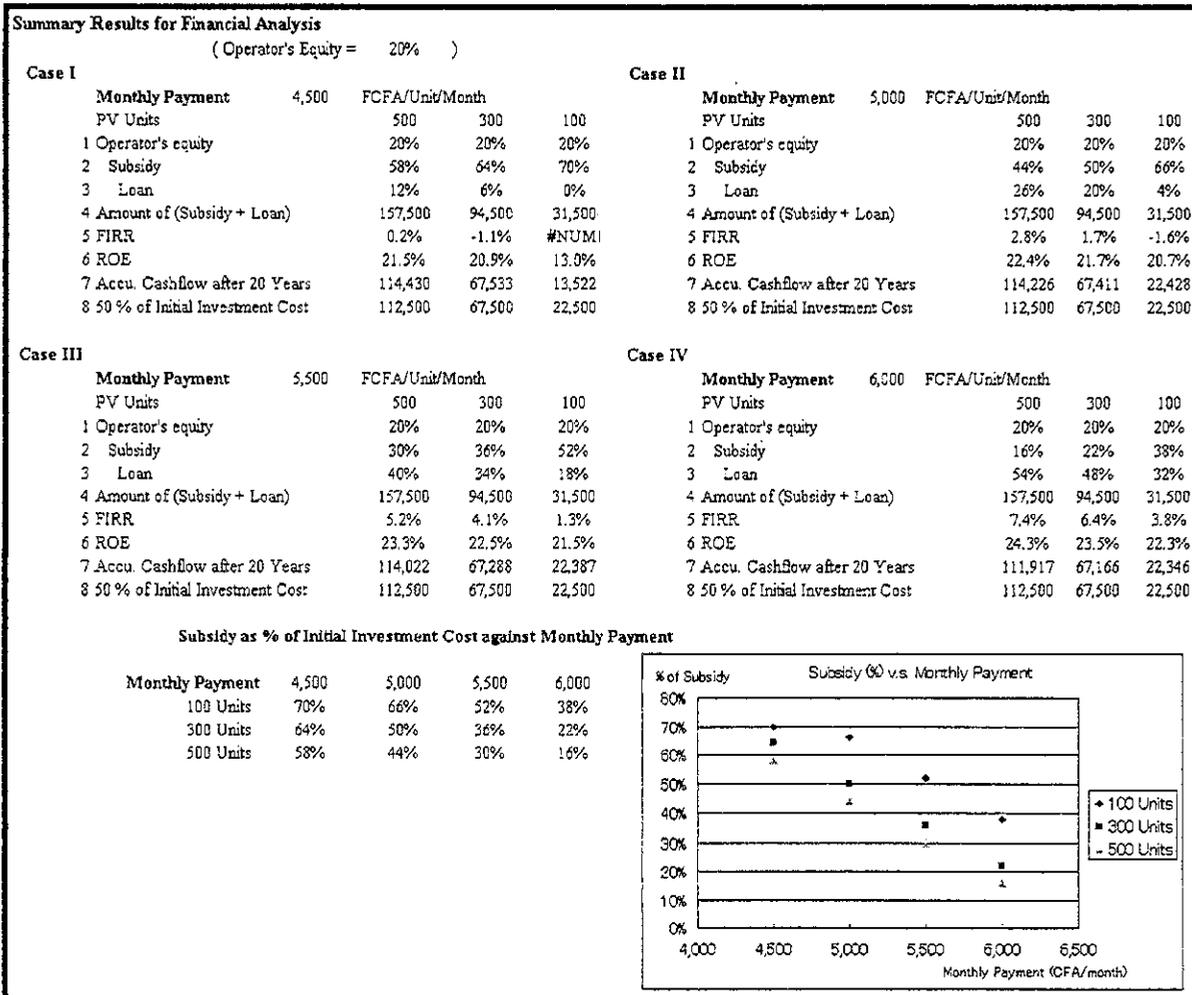
6-9

Balance Sheets		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Loan:		27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	25,200	23,400	21,600	19,800	18,000	16,200	14,400	12,600	10,800	9,000	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
Additional equity		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
Net profit		-0	-4,500	-9,100	-13,600	-18,200	-22,800	-25,800	-29,400	-32,900	-35,700	-38,400	-40,100	-41,800	-42,700	-43,500	-44,100	-42,900
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
Liabilities & Equity		135,000	130,440	125,880	121,320	116,760	112,192	107,396	101,940	96,610	92,029	87,573	84,003	80,559	77,863	75,293	72,849	65,010
Cash		-0	8,550	17,100	25,650	34,200	42,750	51,300	59,850	68,400	76,950	85,500	94,050	102,600	111,150	119,700	128,250	136,800
Assets		135,000	121,890	108,780	95,670	82,560	69,450	56,340	43,230	30,120	17,010	3,900	-9,210	-20,320	-31,430	-42,540	-53,650	-64,760



Pre- Conditions for Financial Analysis					
1 Monthly Payment	Case I	4500	FCFA/Unit/Month	6 Management Fee	5% of 4 Operator's Equity
	Case II	5,000	FCFA/Unit/Month	7 Replacement Period	
	Case III	5,500	FCFA/Unit/Month	PV Module	20 years
	Case IV	6,000	FCFA/Unit/Month	Charge Controller	10 years
2 Initial Investment Cost		450,000	CFFA/Unit	Battery	4 years
	3 Users' Financial Contribution (equal to Initial Payment)	10%	of 2 Initial Investment Cost	8 Interest Rate for Bank Loan	7%
4 Operator's Equity		30%	of 2 Initial Investment Cost	9 Interest Rate for Saving Deposit	4.25%
	5 Annual O & M Expenses	100 Units	6.1%	of 2 Initial Investment Cost	10 Price of PV Equipment after 20 years operation
	300 Units	4.6%	of 2 Initial Investment Cost		
	500 Units	4.0%	of 2 Initial Investment Cost		





ANNEXE G PLAN FINANCIER

Financial Plan for PV Rural Electrification Case III																	
1 English, 0 French																	
2000		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Installation Units (55 Wp)	1,000	2,000	2,000	2,500	2,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	75,000
Price of PV System in US\$	600	600	585	570	555	540	525	510	495	480	465	450	435	420	405	390	
Annual reduction in PV price	2.8%	1.60	0.98	0.95	0.93	0.90	0.88	0.85	0.83	0.80	0.78	0.75	0.73	0.70	0.68	0.65	
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	
Price of PV system in CFA	450,000	472,500	483,722	494,885	505,954	516,894	527,663	538,216	548,505	558,478	568,077	549,752	531,427	513,102	494,777	476,452	
Subsidy	50%	50%	49%	48%	47%	46%	45%	44%	43%	42%	41%	40%	39%	38%	37%	36%	
Annual reduction in subsidy %		0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	
Loan	20%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%	33%	34%	
(Subsidy + Loan) (%)		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	677	693	885	905	2,401	2,449	2,496	2,541	2,585	2,501	2,418	2,335	2,251	2,168	27,635
Total Amount of Technical Support from ASER (B) (Million CFA)		66	135	139	177	181	480	490	499	508	517	500	484	467	450	434	5,527
(B)/(A) =		20%															
Total Amount (Million CFA)		397	813	831	1,063	1,085	2,881	2,939	2,995	3,049	3,102	3,002	2,902	2,802	2,701	2,601	33,162
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	
Devaluation growth of CFA =		5.0%															
Total Amount (Million US\$)		0.50	0.98	0.96	1.17	1.13	2.87	2.78	2.70	2.62	2.54	2.46	2.38	2.29	2.21	2.13	29.7
Accumulated Amount (Million US\$)		0.5	1.5	2.4	3.6	4.7	7.6	10.4	13.1	15.7	18.3	20.7	23.1	25.4	27.6	29.7	
Total Amount (Million CFA)		397	813	831	1,063	1,085	2,881	2,939	2,995	3,049	3,102	3,002	2,902	2,802	2,701	2,601	33,162
Total Amount (Thousand US\$)		504	983	958	1,166	1,134	2,867	2,785	2,763	2,621	2,539	2,457	2,375	2,293	2,211	2,129	29,723
Installation Units		1,000	2,000	2,000	2,500	2,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	75,000
Accumulated Units		1,000	3,000	5,000	7,500	10,000	16,500	23,000	29,500	36,000	42,500	49,000	55,500	62,000	68,500	75,000	

Major parameters																
Devaluation growth of CFA =	5.0%	0.0%	3.0%	5.0%	(No change of exchange rate is applied for the years after 2010)											
Annual reduction in PV price =	2.5%	2.0%	2.5%	4.0%												

Case Study																
Devaluation growth of CFA	0%	3%	5%													
Total Amount (Million CFA)	22,293	28,310	33,162													
Total Amount (Thousand US\$)	29,723	29,723	29,723													

Policy Target v.s. Government Budget

Government Investment CFA & US\$ against Devaluation Growth

G-1

脉以