

## ANNEX B 全国社会調査結果の要約

### 1. 目的

この全国社会経済調査、以後調査と称する、は JICA 調査の一環として実施された。調査は PV 地方電化実施計画を策定するために必要な情報を準備することを目的としている。調査は大きく分けて2つの部分からなっている。一つは全国内に分布した 320 の地方コミュニティへの地方電化に対する質問であり、一方は目標とした 80 の村落内の家庭に対する社会経済状況に関する多くの質問からなっている。調査は 2000 年の 6 月から 9 月にかけて現地のコンサルタント会社である SEMIS に委託して実施された。調査結果の分析は現在進行中であり、この全国社会経済調査の要約は暫定的なものである。

### 2. 地方電化に関する質問

#### 1) 調査対象

質問状による調査は全国の 320 に上る地方コミュニティを対象に行われた。各コミュニティからそれぞれ5名のリーダーが回答者として選ばれたので、対象者の数(質問状の枚数)は 1600 となった。調査は MMEH (Ministry of Mines, Energy and Hydraulic) の名前で実施され、質問状はそれぞれのコミュニティに郵送され、郵送により回収された。

#### 2) Survey Items 調査項目

主な調査項目は次のとおり：

- a) 社会経済面での特徴
- b) 開発計画における電化の優先度
- c) SHS の導入を希望している村落の数

#### 3) 回収率

これまでに約 40、即ち 12%のコミュニティが回答を寄越している。このように回収率が低いことについては、ASER に追跡調査を依頼している。

### 3. 一般家庭に対する調査

#### 1). 地域ごとにおける対象村落数

次の2つの条件により対象とする村落(80)を選定した

- a) 村落の住民数
  - 住民数 500 名以下

- 住民数 500 名から 2000 名
- 住民数 2000 名以上

b) 既存の配電線網からの距離(配電線網から 8km 以上)

80 の対象村落の住民数区分による地域別分布は次のとおり

Region	Scale of Village Population			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

\*: Number of non-electrified villages

対象とした村落は地域的には均等に分布しているが住民数からみると 500 名以下の村落に偏っている。44 村落 55%がこの区分に入っている。現在未電化村落の数は 12,702 といわれており、従って 80 の対象村落はその 0.6%に相当する。住民数区分でみると 500 人以下の村落では 0.4%、500 人から 2000 人の村落区分では 1.3%、2000 人以上の区分では 5%に相当する。

Table B1 Condition of the Access Road

Region	Population Range	Road Condition *				
		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
Saintlys	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					
Thies	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

Remarks \*:

- 1; Pavement road
- 2; Tracks easily accessed all through the year
- 3; Tracks difficult accessed during rainy season
- 4; Inaccessible during rainy season

**Table B.2 Distance to the Access Road**  
(from the villages inaccessible during rainy season)

Unit: km

Population Range	Distance to the Road		
	AVG	MIN	MAX
<500	12.5	3	19
500-2,000	21.7	12	33

**Table B.3 Receiving Condition of the Radio & TV Service**

Region	Radio		TV		
	Good	Poor	Good	Poor	No Service
Diourbel	6	4	9	1	
Fatick	8		8		
Kaolack	5	4	4	1	
Kolda	9		7		
Louga	8	1	8		
Saintlys	6		6		
Tamba courda	7	4	7	2	2
Thies	8	1	7	1	
Ziguinchor	8		6		1
Total	65	14	62	5	3

Table B.4 Distance to the Nearest SENELEC Network

Region	Population Range	Distance to the Nearest SENELEC Network				
		<5km	6 - 10 km	11-15 km	16 - 20km	>21km
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

Table B.5 Villages Which Have Electrified Public Facilities

Region	Rural Community	Village	Population	Facilities	Type of Electrification
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925	Sous prefecture, Centre de sante, chez le marabout	SHS & Battery
Fatick	Ndiop	Ndiop	2,425	mosquees, dispensaire, maternite et une maison	SHS & Battery
Fatick	Diarrere	Diohine	2,225	forage, eglise, et quelques maisons	SHS, Generator & Battery
Kolda	Koukane	Diaobe	1,802	mosquees, postes de sante	SHS, Generator & Battery
Saintlys	Ogo	Thiancogne Mody Maka	107	Forage	SHS
Saintlys	Fanaye	Tatqui	337	Forage, Mosquee, Service elevage, Service des eaux et forets, poste de sante	SHS, Generator & Battery
Saintlys	Ogo	Thiancogne Hiraye	997	Forage	SHS, Generator & Battery
Tambacounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1,642	Dispensaire	SHS
Tambacounda	Ballou	Aroundou	1,884	Mosquee, Poste de sante	SHS, Generator & Battery
Thies	Mont Rolland	Keur Daouda Ciss	228	Forage	Generator
Ziguinchor	Mangagoulack	Affiniam	2,288	forage barrage anti sel	Generator

Table B.6 No. of Household Having SHS in the Village

No.	Region	CommRurale	Nomvillage	Population	No. of HH
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 Tessan	1,459	4
22	Thies	Mont Rolland	Nguith Fall	1,000	1
23	Thies	Mont Rolland	Pakhamkouye 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

Region	Rural Community	Village	Pop.	Facilities in the Village			
				Hardware/Repair Parts Shop	Workshop/repair workshop	Joinery	Car Electrician
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925		○		
Diourbel	Tocky Gare	Tocky Gare	893		○		
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925	○		○	
Fatick	Diarrere	Diohine	2,225		○		○
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692		○	○	
Kolda	Koukane	Diaobe	1,802	○	○	○	
Kolda	Koukane	Kabendou	1,703		○	○	○
Kolda	Koukane	Niandouba	580		○		
Kolda	Nemataba	Manka Kounda	694		○		○
Louga	Thiamene	Belgarki	298		○		
St louis	Fanaye	Tatqui	337		○	○	
Tamba counda	Ballou	Aroundou	1,884		○		
Tamba counda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1,642		○	○	
Tamba counda	Missirah	Hamdalaye Tissan	1,459		○		
Ziguinchor	Kartiack	Kartiack	2,235				○
Ziguinchor	Kartiack	Thiobon	2,180				○
Ziguinchor	Manga goulack	Affiniam	2,288				○

Table B.8 Average Distance to the Nearest Shop from the Village

Unit : km

Region	Population Range	Distance from Village to		
		Hardware/ Spare Parts Shop	Workshop/ Repaire workshop	Car Electrician
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
Saintlys	<500	22.3	11.3	22.3
	500-2,000	27.0	27.0	27.0
	>2,000	11.0	11.0	11.0
Tamba counda	<500	20.3	20.3	20.3
	500-2,000	22.4	16.5	24.0
	>2,000			
Thies	<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	
Whole country	<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 Takab	Several
Tambacounda	Ballou	Aroundou	One
Tambacounda	Missirah	Hamdalaye Tissan	One
Ziguinchor	Mangagoulack	Diatock	Several



Table B.10 List of Villages Having Generator

Region	Rural Community	Village	No. of Generator	Accumulated Power	Usage of the Generator
Fatick	Diarrere	Diohine	1		Individual use
Fatick	Diarrere	Ngardiam	1		Individual use
Kaolack	Ida Mouride	Khourdane	1	2	Individual use
Kolda	Koukane	Diaobe	9		
Kolda	Koukane	Kabendou	1		Water Pumping, Shop/Trade activities
Kolda	Nemataba	Nemataba	1	2	Shop/Trade activities, Individual use
Kolda	Nemataba	Sare Mbirou	1		Individual use
Louga	Kambe	Kambe	2		Water Pumping, Mills
Louga	Nger Malal	Keur Maniang	1		Mills
Louga	Nger Malal	Ngadialam I	1	2	Shop/Trade activities, Individual use
Louga	Thiamene	Belgarki	1	1	Mills
St louis	Ogo	Danthiady	3	55	Water Pumping, Shop/Trade activities, Mills
Tamba counda	Ballou	Aroundou	3		Individual use, Mills
Tamba counda	Ballou	Debou Khoule	4		Shop/Trade activities, Individual use
Tamba counda	Ballou	Djimbe	7		Shop/Trade activities, Individual use, Mills
Tamba counda	Missirah	Hamdalaye Tessian	7		Water Pumping, Shop/Trade activities, Individual use, Mills
Ziguinchor	Mangagoulack	Affiniam	2		Water Pumping, Individual use, Mills
Ziguinchor	Mangagoulack	Diatock	1	340	Water Pumping, Mills

**Table B.11 Supply Condition of Diesel Oil**

Region	Rural Community	Village	Pop.	Price (CFA/liter)	
				Dry Season	Rainy Season
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925		
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692	125	200
Kaolack	Ida Mouride	Keur Ngaye	972	200	200
Kaolack	Saly Escalé	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 Tissan	1,459	445	445
Ziguinchor	Manga goulack	Diatock	1,720	300	300

Remarks : Diesel oil is steady available all though the year in all villages on the list

**Table B.12 Supply Condition of Fuel**

Region	Rural Community	Village	Pop.	Fuel (CFA/liter)	
				Dry Season	Rainy Season
Diourbel	Ndindy	Ndindy	1,925		
Kaolack	Ida Mouride	Fass Thieckene	692		
Kaolack	Saly Escalé	Keur Madoumbe	1,859	375	400
Kolda	Kounkane	Diaobe	1,802	475	475
Tambacounda	Ballou	Djimbe	392	550	550
Tambacounda	Bamba Ndiayene	Bamba Ndiayene	1,642	600	600
Tambacounda	Missirah	Hamdalaye Tissan	1,459	575	575
Ziguinchor	Manga goulack	Affiniam	2,288	455	455
Ziguinchor	Manga goulack	Diatock	1,720	600	600

Remarks : Fuel is steady available all though the year in all villages on the list

Table B.13 Utilization of the Battery

Region	Population Range	No. of Villages		Total No. of Battery	Battery Charge Place			Charge Cost (CFA)
		Total	Having Battery		In the Village	Outside of 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

Table B.14 Availability and Average Price of Lighting Source in the Village (1/2)

Region	Population Range	No. of Village	Dry Cell				Candle				Paraffin			Butane Gas		
			Available Type		Average Price		Availability		Average Price		Availability		Average Price /L	Availability		Average Price
			R20	R4	R20	R4	No	Yes	Small	Large	No	Yes		No	Yes	
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

Table B.14 Availability and Average Price of Lighting Source in the Village (2/2)

Region	Population Range	No. of Village	Dry Cell				Candle				Paraffin			Butane Gas		
			Available Type		Average Price		Availability		Average Price		Availability		Average	Availability		Average
			R20	R4	R20	R4	No	Yes	Small	Large	No	Yes	Price /L	No	Yes	Price
Tambaounda	Total	11	9	7	150	83	0	10	71	81	0	11	250	8	3	1,000
	<500	6	4	2	150	88		5	89	81		6	246	5	1	
	500-2,000	5	5	5	150	80		5	50	82		5	255	3	2	1,000
	>2,000															
Thies	Total	9	7	7	150	73	3	5	28	56	4	5	195	3	6	1,108
	<500	5	3	3	150	83	2	2	28	57	3	2	180	1	4	1,163
	500-2,000	3	3	3	150	75	1	2	30	60	1	2	203	2	1	700
	>2,000	1	1	1	150	35		1	25	50		1	225		1	1,300
Ziguinchor	Total	8	8	0	138		0	8	43	63	0	8	246	7	1	1,850
	<500	4	4		138			4	46	54		4	241	4		
	500-2,000	1	1		100			1	25	75		1	250	1		
	>2,000	3	3		150			3	43	70		3	250	2	1	1,850
Whole country	Total	80	62	55	147	76	21	53	47	72	17	63	241	61	19	1,266
	<500	43	29	24	149	80	14	24	55	73	15	28	244	36	7	1,275
	500-2,000	29	26	26	144	74	7	22	40	71	2	27	237	22	7	1,030
	>2,000	8	7	5	150	64	0	7	40	69	0	8	241	3	5	1,490

Table B.15 Available Banks and Credit Organizations

Region	Rural Community	Village	Pop.	Bank A/C		Loan	
				Initial Dept	Availa bility	Max Amount	Max Period (month)
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	Diagnourm	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	#####	9
Tamba counda	Bamba	Ndiagnene	240	15,000	Y	100,000	6
Thies	Mont Rolland	Ndiaye Bopp	3,500		Y	500,000	12
Ziguinchor	Mangagoulack	Bode (ebouck)	297		N		

Table B.16 Average Distance to the Nearest Bank or Credit Organization

Unit : km

Region	Population Range	Distance	Region	Population Range	Distance
Diourbel	<500	21.6	Saintlys	<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	Thies	<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

**Table B.17 Prioritized Public Facilities for Electrification**

Region	School	Health Post	House of Nurses	Youth Club	Public Place	Street light	Others
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 cour	7	4	3	1	7	8	7
Thies	4	2	1	0	8	9	6
Ziguinchor	3	7	2	6	1	3	6
<b>Total</b>	<b>46</b>	<b>30</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>58</b>	<b>69</b>	<b>54</b>

**Table B.18 No. of Electrified Household by Income Bracket**

Income Bracket (CEA1,000)	Electrified	Electrified but out of order	Not electrified	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
<b>Total</b>	<b>64</b>	<b>17</b>	<b>1590</b>	<b>1671</b>

**Table B.19 No. of the Household Which have the Electrical Appliance by Electrified Condition**

Electrified Condition	Type of electrical appliance								No. of Household
	Refrigerator	Fan	Radio/tape	Radio	Stereo-system	Color TV	B/W TV	Others	
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 No. of the Household Which Have the Electrical Appliance by Income Bracket**

Income Bracket (CFA 1,000)	Type of electrical appliance								No. of Household
	Refrigerator	Fan	Radio/tape	Radio	Stereo-system	Color TV	B/W TV	Others	
<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



Table B.21 No. of Household Which Have the Electrical Appliance by Region

Income Bracket (CFA1,000)	Type of electrical appliance								No. of Household
	Refrigerator	Fan	Radio/tepe	Radio	Stereo-system	Color TV	B/W TV	Others	
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
Saintlys	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
Whole Country	33	10	838	873	19	75	116	21	1,671

Table B.22 No. of Electrical Appearance in the Household

Region	Radio			Radio / tepe			Stereo system			B/W TV			Color TV		
	Avg	Min	Max	Avg	Min	Max	Avg	Min	Max	Avg	Min	Max	Avg	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
Saintlys	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
Whole Country	1.6	1	13	1.8	1	20	1.1	1	2	1.1	1	10	1.1	1	2

Table B.23 Possession of SHS and Usage by Region

Region	No. of SHS	Main Usage			
		Lighting	TV	Radio	N.A.
Diourbel	1		1		
Fatick	3	3			
Kaolack	0				
Kolda	9	4	3	2	
Louga	27	26			1
Saintlys	11	9	1		1
Tambacounda	19	17	1		1
Thies	1	1			
Ziguinchor	1	1			
Whole Country	72	61	6	2	3

Table B.24 Possession and Main Purpose of SHS and Usage by Region

Income Bracket (CFA1,000)	No. of SHS	Main Purpose			
		Lighting	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

Region	Income Bracket (CFA1,000)							N.A.	Total
	<300	300-600	600-800	800-1,000	1,000-2,000	2,000-3,000	>3,000		
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

Table B.26 Size and Purchased Price of SHS

Capacity (W)	Purchased Price (CFA)		
	AVG	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
Average	506,994	15,000	8,370,000

Table B.27 Purchase Methods of SHS

Region	Cash	Credit	Free by Project	Brought from abroad	Total
Diourbel		1			1
Fatick	2				2
Kaolack					0
Kolda	6			2	8
Louga	15			10	25
Saintlys	6	2		2	10
Tambacounda	15	2	1	1	19
Thies		1			1
Ziguinchor			1		1
Total	44	6	2	15	67

Table B.28 Country Purchased the SHS

Region	France	Italy	Spain	South Africa	Total
Diourbel					
Fatick					
Kaolack					
Kolda	1				1
Louga	13	4	1	1	19
Saintlys	1				1
Tambacounda	5				5
Thies					
Ziguinchor					
Total	20	4	1	1	26

Remarks : Some respondents answered "Purchased by cash" in Q61 also answered this question

**Table B.29 Condition of the SHS**

Region	Functioned	Not Functioned
Diourbel	1	
Fatick	2	
Kaolack		
Kolda	8	
Louga	23	3
Saintlys	10	
Tambacounda	17	1
Thies	1	
Ziguinchor		1
Total	62	5

**Table B.30 Satisfaction at the SHS**

Region	Satisfied	Not Satisfied
Diourbel	1	
Fatick	1	1
Kaolack		
Kolda	5	3
Louga	18	8
Saintlys	10	
Tambacounda	16	2
Thies	1	
Ziguinchor		1
Total	52	15

**Table B.31 Availability of the Maintenance Service for the SHS**

Region	Available	Not Available
Diourbel		1
Fatick		2
Kaolack		
Kolda	2	6
Louga	19	7
Saintlys		10
Tambacounda	13	5
Thies		1
Ziguinchor		1
Total	34	33

**Table B.32 Relationship Between condition of SHS and Availability of the Maintenance Service**

Condition of SHS	Availability of the Maintenance		
	Available	Not available	Total
Function	33	29	
Not function	1	4	
Total	34	33	

**Table B.33 Wish to Make Contract for Maintenance of SHS**

Condition of SHS	Wish to make contract for Maintenance		
	Wish	Not with	Total
Function	5		
Not function	51	8	
Total	56	8	

Table B.34 Type of Lamps Used by Region

Region	Paraffin lamp	Torch Light	Candle	Gas	Total Household
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
Saintlys	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

Table B.35 Type of Lamps Used by Annual Income Bracket

Unit : Household

Annual Income Bracket (CEA1,000)	Paraffin Lamp	Torch light	Candle	Gas Lamp
<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

Table B.36 Relationship Between No. of Lamps and No. of Rooms

Unit : Respondents

No. of Room	No. of Lamps															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	

Table B.37 Purchased Frequency of the Paraffin

Region	Every day	Every week	Every month	Others	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
Saintlys	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

Table B.38 Payer for the Paraffin

Payer	No. of household in the Compound							
	1	2	3	4	5	6	<7	Total
All of family members	13	4				1	0	18
Other family member	26	5		2	2		1	36
Son & Daughter	13		1			1	0	15
Each Owner of lamp	13	1					0	14
Each woman	11	1	1	1			0	14
Head of the Household	826	214	106	40	28	5	15	1,234
Leader of the compound	124	9	5	6	2	2	2	150
Wives of the Head of Household	51	7	1	2			0	61
Wives of the leader of Compound			1				0	1
Others	4						0	4
Total	1,081	241	115	51	32	9	18	1,547

Table B.39 Monthly Expenditure for Paraffin Lamp

Unit : CFA/Month

No. of lamps in Household	Total Monthly Expenditure			Monthly Expenditure/Lamp		
	AVG	MIN	MAX	AVG	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

**Table B.40 Monthly Expenditure for Paraffin Lamp by Annual Income Bracket**

Annual Income Bracket (CFA1,000)	AVG	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

**Table B.41 Replacement of wick**

Replace	1,071
Not replace	457
N.A.	143

**Table B.42 No. of Paraffin Lamps by Using Hour/Day**

Unit : Lamps

Size of Family	Less than 4 hrs/day			More Than 4 hrs/day		
	AVG	MIN	MAX	AVG	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



**Table B.43 No. of Torch Lamps in the Household**

Size of Family	No. of Torch Lamps		
	AVG	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

**Table B.44 Availability of Purchasing the Dry Cell in the Village**

Population Range	Available	Not Available	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

**Table B.45 Annual Expenditure for Dry Cells for Torch Light**

Unit : CFA

Size of Family	Annual Expenditure		
	AVG	MIN	MAX
<6	870	150	9,000
6-10	1,203	150	12,000
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

**Table B.46 Frequency to Use Candle for lighting Purpose**

Size of Family	Frequency to use the candle			
	Everyday	Rarely	Occasionally	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

**Table B.47 Average No. and Expenditure of Candle per Week**

Size of Family	Consumed No. of Candle		Expenditure for Candle (CFA)
	Big Candle	Small Candle	
<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

**Table B.48 Availability of the Candle in the Village**

Population Range	Available	Not Available
<500	85	53
500-2,000	117	33
>2,000	34	6
Total	236	92

**Table B.49 No. of Gas Lamps in the Hoousehold**

Size of Family	No. of Gas Lamps			
	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

**Table B.50 Average Using Time of Gas Lamp per Day**

Unit : Hrs

Annual Income Bracket (CFA1,000)	AVG	MIN	MAX	Sample No.
<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

**Table B.51 Using Gas Bottle for Other Purpose**

Using other purpose	37
Not Using for other purpose	36

**Table B.52 Frequency of the Gas Bottle Replacement**

Usage time of Gas Lamp / day	Frequency of the Replacement		
	Weekly	Monthly	Others
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

**Table B.53 Monthly Expenditure for Gas**

Range of Using Time	Replacement Frequency of the Gas Bottle								
	Weekly			Monthly			Others		
	AVG	MIN	MAX	AVG	MIN	MAX	AVG	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
Average	2,684	575	3,600	1,623	550	6,875	3,027	625	10,400

**Table B.54 Annual Expenditure for Energy Items**  
(include all samples)

Unit : CFA

Size of Family	Annual Income Bracket (CFA1,000)							Average
	<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
Average	24,989	29,066	37,907	49,310	63,702	66,922	85,248	43,484

**Table B.55 Annual Expenditure for Energy Items**  
(extract samples include expenditure for dry cell)

Unit : CFA

Size of Family	Annual Income Bracket (CFA1,000)							Average
	<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
Average	44,880	41,782	55,882	74,063	87,164	96,300	113,921	72,387

**Table B.56 Annual Expenditure for Lighting**

Unit : CFA

Size of Family	Annual Income Bracket (CFA1,000)							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

**Table B.57 Annual Expenditure of the Dry Cells for Radio & Radio/Tape**

Unit : CFA

Size of Family	Annual Income Bracket (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

Table B.58 Ownership of the Battery by Region

Region	Owned		Not owned		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
Saintlys	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

Table B.59 Ownership of the Battery by Income Level

Annual Income Bracket (CFA1,000)	Owned		Not owned		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

Table B.60 Purpose of the Battery

Region	Radio	Radio/ Tape	TV	Lighting	Others
Diourbel	2	2	2		
Fatick		4	2		
Kaolack	3	3			
Kolda	2	14	28	6	2
Louga		7	26	5	1
Saintlys	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**

State	Capacity of Battery													No. of Battery	
	40	50	60	70	75	80	100	105	110	120	145	150	200		
New	4	4	15	32	4	2	47	2	2	5	1	1	1		
Second hand	1		4	11	2		3								
Not identified			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**

Unit : CFA 1,000

State	Capacity of Battery												
	40	50	60	70	75	80	100	105	110	120	145	150	200
New	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 hand	25.0		23.3	20.1	21.0		29.2						
Not identified			25.0	30.0									

**Table B.63 Frequency of the Battery Charge**

Frequency	No. of Users
Daily	5
Weekly	44
Monthly	67
Every Two Month	5
Others	45

**Table B.64 Place for the Battery Charge**

Population Range	Place for the Battery Charge	
	Inside the village	Some where else
<500	11	45
500-2,000	32	57
>2,000	2	10
Total	45	112

**Table B.65 Distance to the Battery Charge Station**

Unit : No. of users

Population Range	Distance to the Charge Station					
	<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



**Table B.66 Transportation Cost to the Battery Charge Station**

Unit : CFA

Range of the Distance	Transportation Cost		
	AVG	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

**Table B.67 Cost for Battery Charge**

Unit : CFA

Region	Charge Cost		
	AVG	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
Saintlys	966	500	1,500
Tambacounda	1,466	200	4,000
Thies	845	600	1,000
Ziguinchor	940	700	1,000
Whole Country	1,118	200	4,000

**Table B.68 Monthly Expenditure for Using Battery**

Region	Monthly Expenditure		
	AVG	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
Saintlys	1,992	500	6,500
Tambacounda	3,308	1,000	12,000
Thies	1,740	600	4,600
Ziguinchor	4,400	2,800	4,800
Whole Country	2,623	500	12,000

Table B.69 No. of Autonomous Generator In Local Areas

Region	Population	No. of Generator
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	
Saintlys	Total	
	<500	
	500-2,000	
	>2,000	
Tambacounda	Total	13
	<500	9
	500-2,000	4
	>2,000	
Thies	Total	3
	<500	
	500-2,000	3
	>2,000	
Ziguinchor	Total	
	<500	
	500-2,000	
	>2,000	
Whole country	Total	36
	<500	18
	500-2,000	15
	>2,000	3

Table B.70 Purpose of the Generator

Purpose	No. of Respondents
TV, Video, Radio/Tape	14
Commercial	5
Others	2

Table B.71 Priority of the Electrification

Region	Priority	Not Priority	Total
Diourbel	215	6	221
Fatick	178	2	180
Kaolack	197	4	201
Kolda	187	8	195
Louga	164	11	175
Saintlys	138	8	146
Tamba counda	216	18	234
Thies	190	9	199
Ziguinchor	119	1	120
Whole country	1,604	67	1,671

Table B.72 Priorities of the Public Service

Public Service	Top priority	Second priority	Third priority
Tape Water	774	464	303
Electricity	769	809	65
Telephone	110	320	1,032
N.A.	18	78	271
Total	1,671	1,671	1,671

Table B.73 Priority for Electricity Use

Electric Usage	Priority				
	Top	Second	Third	Forth	Fifth
Lighting	1,580	23	12	4	
Radio	10	666	135	66	72
Radio/Tape	7	389	465	169	62
Stereo system		2	26	34	25
TV	19	295	422	235	25
Refrigerator	24	174	220	181	123
Fan		16	13	51	107

Table B.74 Selection of the SHS System

Unit : Respondents

Specification of the system	Rental fee	Family Size									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 Selection of the SHS System**

Unit : Respondents

Specification of the system	Rental fee	Annual Income Bracket (CFA1,000)							N.A.
		<300	300-600	600-800	800-1,000	1,000-2,000	2,000-3,000	> 3,000	
2 lamps +Radio/Tape	2,000	158	31	89	33	18	18		24
3 lamps +Radio/Tape	3,000	108	19	71	15	13	15		6
5 lamps +Radio/Tape	5,000	41	7	39	11	8	7	1	3
3 lamps +Radio/Tape +B/W TV	5,000	23	9	39	14	7	8		6
5 lamps +Radio/Tape +B/W TV	7,500	71	10	80	35	31	40	12	12
8 lamps +Radio/Tape +Color TV	10,000	40	13	84	49	49	67	26	48
No system		54	11	33	9	8	17	4	27

**Table B.76 Selection of Purchased Option**

Specification of the system	<300	300-600	600-800	800-1,000	1,000-2,000	2,000-3,000	> 3,000	N.A.
Cash	37	8	17	8	11	14	7	18
Credit	303	55	309	118	103	135	34	65
Fee for Service	110	27	77	30	15	11	2	22
None	45	10	32	10	5	12		21

**Table B.77 Wished Repayment Frequency  
(if credit system is used)**

	Monthly	Bi-monthly	Tri-monthly	Semi-annualy	Annualy	Total
Total	172	49	94	53	781	1,149

**Table B.78 Affordability for the Installment Cos**

Unit : CFA

Specification of the system	Installment Cost
2 lamps +Radio/Tape	25,044
3 lamps +Radio/Tape	28,257
5 lamps +Radio/Tape	39,260
3 lamps +Radio/Tape +B/W TV	33,744
5 lamps +Radio/Tape +B/W TV	39,282
8 lamps +Radio/Tape +Color TV	63,517

**Table B.79 Affordability of the Initial Investment and Payment Frequency (in case of Fee for Service)**

Initial Payment	Payment Frequency					Total
	Monthly	Bi-monthly	Tri-monthly	Semi-annually	annually	
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

**Table B.80 Priority for the Electrification of Public Facilities**

Public Facilities	Electrification Priority						
	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th
Street of the village	508	441	286	97	28	13	2
Market	6	76	36	50	72	81	64
Public Place	36	163	238	140	132	62	12
School	34	174	236	263	95	21	7
Health Post	202	322	235	110	55	7	1
Mosque/Church	866	396	170	67	11	24	
Youth Club	12	21	44	34	35	36	41
Total	1,664	1,593	1,245	761	428	244	127

**Table B.81 Priority for the Electrification of Public Facilities by Region**

Region	Public Facilities							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
Saintlys	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
Whole country	508	6	36	34	202	866	12	1,664

Remarks : Public Facilities

- 1; Street of the village
- 2; Market
- 3; Public Place

4; School

- 5; Health Post
- 6; Mosque/Charch
- 7; Youth Club

**Table B.82 Willingness to Contribute the Electricity Fees  
for Public Facilities**

Region	Contribute	Not contribute
Diourbel	210	11
Fatick	176	4
Kaolack	195	6
Kolda	183	12
Louga	174	1
Saintlys	141	5
Tamba counda	232	2
Thies	187	12
Ziguinchor	119	1
Whole country	1,617	54

## ANNEX C BRIEFING PAPER OF VALIDATION SEMINAR

### ASER の活動開始とその介入のための方法と手段確認に関するセミナー

#### “技術最低基準と環境規制”に関する委員会の報告

<b>委員長:</b>	Libasse NIANG, president of the Senegalese Association for the Development of Rural electrification (ADER) Managing Director of ENERGECO
<b>報告者:</b>	Louis SECK, DE/MEH Cheikh WADE, ASER Demba SY SENELEC

委員長はオープニングスピーチで、セミナーの重要性を指摘し、セネガル政府が用意した新しい地方電化政策の目的達成のためのマニュアル作成に感謝し、その点に関しすべての人は貢献を求められており、セクターの関係者全員の動員が要求されていると述べた。

さらにこのスピーチでコンサルタントは、技術的な 3 つのオプションに基づく彼の研究の要約を示した。その最適のコンビネーションは国のよりよい電気の普及を達成するだろう。以下はそのオプションである:

- MV(中圧)の中継所から供給される LV(低圧)ネットワーク;
- 発電機から供給される LV ネットワーク;
- 太陽光発電システム。

コンサルタントは次のような要約を行った

- これらのオプションはそれぞれコスト削減要因および柔軟な環境規制を考慮に入れることにより地方が電化されることを容易にする
- この 3 つの選ばれたオプションは技術的には最小限レベルの融通のある解決策を示しているため、各オペレーターはいかなる技術的なオプションでもこの最小限の技術レベルに対処でき、ASER の原則を満たしているプロポーザルであれば提示できる。

- 世界のいたるところで行われている地方電化に関する経験や、地方住民が容易に電気にアクセスするための数多くの情報を ASER のために収集し、ASER がオペレーターから提出された地方電化計画案件をチェックし査定出来るようにする。

さらに、コンサルタントによるプレゼンテーションに対し、委員会は、ドキュメントの詳細な分析をトピックごとに行うこととした。その結果、考慮に値するいくつかの改良が、フォーマットおよびドキュメントの内容の両方について得られた。それらの考察は委員会のミニッツに記録され報告書に添付された。

さらに、いくつかの有益な議論の結果、委員会は、制限を緩和した技術の使用による地方電化コストの削減よりなるアプローチの関連性を確認し、次のような提言を行った。

- 1) 技術標準が地方の産業の開発、および資源の価値の増加の両方を抑制しないことを確認する。例えば、電力と電話のラインのために電柱として現地製の材木を使用すること、電柱トップのワイヤー接続部品などの現地生産(LV と MV の取り付け器具、変圧器、接続部品、およびネットワーク・ケーブルなど);
- 2) いくつかのネットワーク・パラメーターの変更、例えば電柱のサイズアップによる LV や MV の最大許容量の増大、地方のネットワークの電圧低下の許容値、電柱や導線の安全係数、およびジェネレーターなどの特性値など;
- 3) 発電機のメーカーの販売代理店がセネガルにあることを確認;
- 4) 新技術の導入に付属する支援手段の確認、例えば単相送電技術のように。そのネットワークの将来の開発計画にこれらの新しいパラメーターを考慮に入れる場合は SENELEC の参加を勧誘する;
- 5) 他の地方電化のための技術の最小限レベル、例えば風力発電、マイクロ水力システム、より強力な太陽発電システム(太陽熱発電)、ハイブリッドシステム、等についても考慮する。
- 6) PV システム部品を承認された機関によってテストさせる権利を ASER に与える;
- 7) 環境への規制も考慮し、研究およびモニタリング作業には環境の担当部門を含める。
- 8) ASER が潜在的な地方電化を担当する地方のオペレーターのキャパシティーを強化し、また関連する産業に従事する参加者に支援を供給することを確認する。

委員会は技術的な最低基準及び環境の規則に関し、上記の提言を含めることとして承認した。



**“組織的側面” 検討委員会に関する委員会報告**

この委員会は“組織的側面”からの分析を行う目的で設置され、会合は March 28 and 29, 2001 に行われた。委員会の構成は次のとおり

**委員長:** Mr Issa DIAW MAR

**発表者:** Mr Chérif SEYE

Mr Cheikh SAMBE

委員会は以下のような内容を審議した

**1. ASER の任務とその組織的關係**

- その情報部門における使命として ASER は熟練技術者 (地方開発の中心的活動家) の協会を目標とする
- 壮大な地方電化と国家開発計画を実施するについて、住民に対し提示したサービスオプションの経済効率化達成に貢献するのは、地方産業の振興であり、このことは ASER の使命に含まれなければならない
- 国家地方電化計画の実行機関の使命として、ASER は単純で柔軟な組織であることが求められており、“faire-faire”(get to do)の意識を強く保つことが要請されている
- その使命の達成のプロセス内において、ASER は必要条件として地方開発の他の活動家との協力を推進し、さらに可能な相乗効果を増幅しなければならない。
- ASER と CRSE との関係に関しては、地方電化許可権の発行およびコンセッションの配分、コンセッション条件の予定化などは法律で定める CRSE の責任である。従ってプロジェクトの所有権移行に関し両組織の間で協定を結ぶ必要はない
- ASER の独立性に関する項については非常に重要な討論が委員会で行われ、委員会のメンバーは以下の項目について同意した
  - ASER の運営面における独立性は規則書として成文化する
  - ASER は運用面における独立性を維持するために資金源を保持する(詳細は委員会-III の“財政メカニズム”を参照されたい)

## 2. 戦略的オプション: PPER (Projet Prioritaire d'Electrification Rurale) と ERIL (Projets d'électrification rurale d'initiative locale).

- 最も簡潔な方法で PPER と ERIL のプロジェクトの統合あるいは共存が可能なための条件を予測し定義することが必要である。進行中のオペレーション(プロジェクト)の経済性と金融面での実行可能性の継続については、CRSE の仲裁が必要となるろう。
- コンセッションのエリアは確定的であってはならない。最初のテnderコールによるコンセッションの許諾状況の展開と、既に実施されている ERIL プロジェクトによるある程度の調整の可能性がなければならない。
- SENELEC はそのコンセッションエリアに含まれたいくつかのコンセッションを返還することに応ずるべきである。
- 返還されたそれらの地域は CRSE と ASER で決定される条件に基づき、新しいコンセッションに統合するか、ERIL プロジェクトに含められるであろう。

## 3. 手続きについて

手続きに関しては以下の改良点を含めて委員会により承認された。

- 公募の公開および評価の委員会は ASER のスタッフと CRSE および MMEH のメンバーから構成されることが提案されている。
- しかし、ASER の活動の柔軟性を維持するために委員会メンバーの 1 乃至数名の欠席は委員会の会合(の成立)を妨げない
- ASER の"マニュアル"手続きに"テnderコールの不成立"のケースが想定され、既存の文章では交渉が行われこととなっているが、その代わりにそのようなケースに備えて緊急入札が手順として用意した方が便利といえる。
- 特に委員会は緊急入札手続の開催を示唆している。もし唯一の応募者が彼の応募を提出することがなく直接交渉段階に進み、そしてもし誰も緊急入札に応じないとしたら (原文意味不明)
- PLE (Local Electrification Plan) 策定の段階およびオペレーター候補者からプロジェクト書類が提出されて処理されるときには該当する地方自治体も参加する必要がある。そのことにより彼らはその地域における中/長期の電化計画を承認することが出来る

委員会は組織的メカニズムに関し、上記の提言を含めることとして承認した。

**“財政メカニズムと補助金選択クライテリア” 検討委員会に関する委員会報告**

委員会 III は“財政メカニズムと補助金選択クライテリア”に関する検討会を March 28 and 29, 2001 の間下記のメンバーの主導により開催した

- **委員長:** Mister Yoro FALL,
- Vice-president of CNES (National Confederation of the Senegalese Employers), Managing Director of COSELEC.
- **主報告者:** Madam Marième DIOP, CNCAS
- **発表者:** Mr Alassane SANE, Mor Badiane TINE and Amadou SOW, ASER

委員会ではコンサルタントによって準備された基本資料の完全な分析を行い、以下の事項に関し討議が行われた。

- セネガルにおける地方電化条件の診断
- 地方電化のための財政メカニズム
- 財政に関する規制と銀行や地方金融組織(SFD)との協定
- 適格性の判断基準と補助金のレベル

**1. セネガルにおける地方電化条件の診断**

議論された 4 つのアジェンダから、この検討の目的と ASER の財政面における一般的な存在に関する背景については共通認識に到達した。しかし以下のような意見が付加された。

- a) 機器および料金徴集の両者を保証する保険システムの推奨
- b) ユーザーとオペレーターという二つの参加者の特殊性の強調、この 2 者はプロジェクトを成功させる最も重要なパラメーターであることが等しく強調された。
- c) 共同作業が強く期待されている相互信用金庫や貯蓄基金などがこれまでに経験している過去の実績や実証試験の条件などを考慮することが提示された。
- d) 銀行や地方の金融機関 (DFO) の選択に関して幾つかの選択基準が提示された。主要な提案は、それらの選択基準は財政部門が検討した財政的誘引策の条件に基づくものであり、補完性や相乗効果を生み出すものであることが提示された。

## 2. 地方電化のための財政メカニズム

地方電化に対する財政メカニズムに関する提案について共通認識が得られた。しかし以下のような意見が付加された。

- a) ASER の運営が持続できるように財政システムが準備されるべきである。それに関して以下の項目が検討出来よう:
  - ASER のために地方電化税の創設、SDE(private water company)が水利用者に賦課している地方用水賦課税と同様
  - ASER の地方電化名目基金への国家予算から3年間優先投資計画 (PTIP) による配分
  - 現在国の TV 会社に配分されている視聴税の ASER への移行と SENELEC の燃料に賦課している税金の ASER への給付
- b) IDA が提示している世界環境基金(FEM)や、貧困解消プログラム、国の地方施設拡充プログラムなどの機会利用 (Catch-up)
- c) 資金提供者たちの介入範囲を決定するための円卓会議を組織し、ASER が利用可能な資金に基づく投資の予算計画を準備できるようにする。
- d) ユーザーに適用される料金の均衡が取れて調和が保証できるように補助金のレベルを決定する

## 3. 財政に関する規制と銀行や地方金融組織(SFD)との協定

以下のような提案がなされた。

- a) 基本資料にある銀行、地方融資機関(DFO), BCEAO, 経済/財政省などの財政上の組合せを理論的により深める
- b) 機器の償却期間、融資期間、コンセッション期間などが調和していることを確認する
- c) リスク(盗難、収入の減少や融資返済の停滞など)を保証するための保険制度の提案
- d) 銀行や資金提供者との地方電化プロジェクトの推進

### 適格性の判断基準と補助金のレベル

委員会の検討は英文資料の仏語要約に基づいて行われた。

しかし、要約に含まれる情報では補助金のレベルを決定するためのキー要因である経済または社会的観点からの電化優先順位や適格性の判断基準を評価するには不十分であった。

委員会としてはコンサルタントによる英文資料の完全な翻訳と ASER の注文に対する準備を提案した。後者は ASER が補助金を配分する手順を決定するための透明な基準と目標を決定する妥当な条件を公開しようとするためのものである

## **結論**

委員会は財政的メカニズムに関し、上記の提言を含めることとして承認した。<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Papa Malick GUEYE

## ANNEX D オペレーター候補に関する調査

ASER によって始められようとしている地方電化事業免許に入札対象となる、セネガルの民間企業の潜在能力に関する調査

### インタビュー調査の結果要約

1. 2001年3月27日・28日に開催された ASER の手続き確認セミナーに出席しましたか？  
セミナーに参加したことにより、ASER が提案する地方電化開発のスキームに対するあなたの意見は変わりましたか？
  - 1.1 すべてのサンプル企業はセミナーに参加しており「ASER の手続きマニュアル」のコピーを所持している。
  - 1.2 参加企業の多くはあらかじめある程度調査をしており、いくらかの予備知識をもっていた。そのため、基本的には、セミナーによって、参加企業が ASER のスキームについて意見を変えることはなかった。しかし、民間企業からの出席率は重要であり、さらに多様な参加者が会合し討議する機会を持つことが出来たセミナーを、ASER は高く評価した。
  - 1.3 SENELEC の経営者の参加は、ワークショップの各種技術委員会の成果に大きく貢献した。SENELEC は、セミナー以前に開催された ADER (Association for the Development of Rural Electrification) のワーキングセッションではより慎重な姿勢を示していたが、本セミナーにおいては ASER の開発スキームに対して前向きな意見展開をみせていたと参加企業の数社が評価した。
2. ASER が示した公約は、ASER の描く地方電化開発スキームに対し、より具体的な興味をもつインセンティブをあなたにひきおこしましたか？
  - 2.1 参加企業は、この質問に対し、やんわりと回答した。参加企業の一部は、ワークショップでの各種のプレゼンテーションや、手続きマニュアルの配布などから、ASER が地方電化の参加者と明確に共同作業を行う意思を示したと認識した。
  - 2.2 一方で、他の参加企業は、地方電化プログラムの財政的メカニズムや助成金政策について ASER の立場が不明確であることに不安を感じると率直に指摘した。これらについては以下の項目でさらに検証する。

3. ASER が、地方電化を民間主導で推進しようとしている意図を理解しましたか？
- 3.1 全体的に、参加企業は、ASER が地方電化を民間主導で推進する意志を明確に表明したと認識している。
- 3.2 しかし、幾つかの企業は ASER が提示している地方電化開発方針を、政府が政治的に認めるかどうか疑問に思っている（質問項目 6.2 を参照のこと）。
4. このスキームに積極的に参加する意思を持っていますか？
- 4.1 さらに明確にする必要があるが、中圧電線網と低圧電線網に携わる電気工事会社数社は、この事業免許スキームに関心を示した。その意見は幾つかの要因で説明しうる。
- (i) これらの企業は既に事業免許プロジェクトを経験したコンソーシアムに所属しており(海外のコンソーシアムの現地事務所)、その支援が期待できる。
- (ii) これらの企業は、事業免許取得者となって、電気工事市場枠内での競争力を保持する必要があると考えている。
- 4.2 幾つかの技術分野(エネルギー、水、太陽、農機など)で営業している総合商社も興味を表明したが、いくつかの要件が明確にならないと参加できないと、より慎重な姿勢をみせた。
- 4.3 PV機器の販売を専門としている商社は最も慎重な姿勢を示した。一般的に云ってこれらの企業は、本来事業以外に手を出したがないため、事業免許に入札する意思を示さなかった。これらの企業は、多分に、機器製造国からの輸出を促進するため、条件付二国間資金の支援をうけている特別な機関を通じて、現金またはクレジット販売による従来型営業活動を優先したい意向である。一方で、数社は、事業免許を得ようとしている企業に対して、太陽エネルギーの専門技術サービスを提供しうると述べた。
- 4.4 全般的に、すべての企業は、地方電化事業を効率的かつ持続的に行うには、地方に分散した現地オペレーターに必要な支援を行う組織を、オペレータ自身で設立する必要があると認識している。しかし、どの企業もそのような目的を達成するための手段をまだ調べていない。

5. 手続きマニュアルに記載された3主要項目の中で、どの項目がASERとしてさらに確立しなければならないと考えますか？

- 5.1. 「SENELECの地方電化プログラムにおける果たすべき役割」がさらに確立されるべき、との回答がだんとつに多かった。企業としては、運営面(2種類の電力販売方法)、技術面(SENELECのMV lineに接続する手順と基準)、財務面(SENELECから事業認可企業に課せられるMV電力料金など)の各方面において、SENELECがいかに事業認可企業と同一の地域で共存(同時に介入)するかについて知りたがっている。
- 5.2. 二番目は、「財政メカニズムについての説明」項目の確立である。企業はASERが提示している金融手続きの概要(自己資金+借入金+助成金)は理解しているが、それでは金融メカニズムの情報として充分でないと考えている。このことは以下2点に起因していると言明できる。
- (i) 企業は全体的に、ASERの手続きマニュアルを十分に検証していない。
  - (ii) 幾つかの重要な項目(助成金の量的水準や支払方法など)について、ASERが未だ最終決定していない。
- 5.3. 3番目は、「ERILとPPERプロジェクトの関係」の項目を確認することである。全体的に企業は、ERILプロジェクトとPPERプロジェクトの違いと、ERILプロジェクトを推進する上で企業がどのような役割を果たせるのかを理解していない。そのため、企業はERILプロジェクトを活動分野の拡大源ととらえないで、潜在的な競争相手とみなしている(質問項目6.3を参照のこと)。
- 5.4. 事業免許を支配する経済的、管理的、法的規則について(事業免許の範囲と期間、保証など)、ASERは確立するべきと指摘する企業も数社あった。

6. ASERの手続きマニュアルの中で制約になりそうな3つの事項は何と考えますか？

- 6.1. 殆んど企業が最も心配しているのは「事業認可地域におけるSENELECの介入」である。SENELECがすでにサービスを提供している地域は、主要な村落であり、収益性がよいはずであるが、それらの地域に事業認可を得たとしても、事業として存続しうるのかということを心配している。
- 6.2. 「地方電化開発スキームが示す原則の政策的支持」の確立も必要な前提条件と考えられる。企業はたとえASERの手続きやスキームの妥当性を納得したとしても(質問項目3.1を参照のこと)、それらが新しい政策当局に採択され明確に承認されることを期待している。もしこのような承認がないと、政治的に問題にならないような幾つかの重要事項(単一電気料金の方針の廃止など)について、将来却下されるのではないかと恐れている。



- 6.3. 「ERIL プロジェクトと PPER プロジェクトとの競合の可能性」についても潜在的に制約事項となるとしばしば述べられている。企業は一般的に ERIL のメカニズムについての明確な考えを持っていないが、事業を許可され、プロジェクトを開始しようとしたときに、もっとも魅力的な事業認可地域が ERIL プロジェクトで既にカバーされているというような事態に陥るリスクを危惧している。
- 6.4. 現在は制約要因としてとらえられていないが、「セネガルの長期的にみた法律的、経済的持続性」が、企業が事業認可会社から長期的(10~15年)な協力を得られるかどうかという重要な要因となる。この件に関しては、海外の企業グループに属する子会社企業がより強く表明した。

**7. ASER の地方電化推進スキームに積極的に参加する場合、どのようなインセンティブを期待しますか？**

- 7.1. 企業は、事業免許方式で地方電化の推進を成功させるには ASER が何らかのインセンティブを用意することを期待している。ASER が介入するすべき 4 分野が挙げられた。
- (i) 事業免許の入札に参加者に対する情報提供
  - (ii) 一般社会に対する情報提供
  - (iii) 地方電化に対する教育
  - (iv) 事業認可地域に適用される財務規則
- 7.2. 企業は、事業免許の割り当ての入札にあたり、ASER が公募資料にその地域に関する地理・社会・経済的データを出来るだけ多く加えることを期待している。即ち、電気の需要を見積もるために実施した調査結果、主要村落の地勢図、消費中心地の位置、さらにはその地域で実施されるであろう将来のプロジェクトなどの情報が提供されるべきである。一言でいえば、企業は手続きマニュアルに記載されている「地域電化計画」と同様な調査をそれぞれの事業認可地域で実施されることを希望している。企業は、企業独自で調査を必要であるということを知りつつも、これらの情報が応募にあたって必要と考えている。
- 7.3. 地方電化推進スキームについて、一般社会に事前に周知することは最初の入札を成功させるための重要な要件と考えられる。実際、サービス提供地域の住民に有効なキャンペーン活動が行われていない限り、企業に事業免許が与えられて、プロジェクトを開始しえるはずがない。従って、キャンペーン活動は事業免許割り当ての入札が行われる前にスタートしていなければならない。

- 7.4. 地方電化の発展に従って、企業は熟練したスタッフを必要とする(技術者、管理者など)。企業としては、ASER が この必要性を想定して、既存のトレーニングセンターや CNQP、CNFP、ENSUT などの機関を利用して、「地方電化要員の職業訓練コース」の設立を支援することを期待している。
- 7.5. 「地方電化事業に課せられている租税システム」も度々論じられている課題である。特に、数年間非課税であった PV の部品とシステムに、現在、輸入関税が課せられていることに関心を寄せていた。もうひとつの不満はサービスに対する付加価値税 (VAT) に関してであり、0%、10%、20%のうち、いずれの種類も付加価値税が地方電化事業に課せられるのかという疑問をいただいている。明らかに企業は、地方電化事業については、地方の利用者が出来るだけ多くサービスを享受できるように、付加価値税の対象外であるべきことを望んでいる。
8. 以下に記した課題や制約事項以外のものがあれば記述してください。
- 8.1 Questionnaire に記載された以外の課題や制約事項は特に指摘されなかった。
9. より具体的に PV について、現在日本の援助に基づき ASER と MMEH がマル島で実施している “fee for service” のプロジェクトについて聞いたことがありますか？
- 9.1. すべてのサンプル対象企業はマル島のプロジェクトについて、新聞や、JICA 調査団との面談などを通じて知っていた。
- 9.2. 多くの企業はこのプロジェクトについて懐疑的である。というのは、そのプロジェクトは 100%助成金で始められており、ASER の方式を完全に反映していないと考えたからである。
10. ASER が PV システムをその地方電化推進スキームを、原則、以下の 3 種類の商業方式で統合しようとしています。
- (i) 機器の現金購入
  - (ii) 地方金融機関の支援を得た機器のクレジット購入
  - (iii) “fee for service” モデル下で、民間オペレーターや機器保持者へのレンタルまたはリース
- これらの方式について何かお考えがありますか？
- 10.1. 総体的に、企業はこれらの異なった商業方法に関して、特に考えを述べなかった。

11. 問10のモデルの適合性についてどのように考えますか？より簡潔に言えば、あなたは、どのような形で参画しようと考えていますか？

- (i) 技術的関与はしない
- (ii) 主として、PVシステムの販売とアフターサービス活動に限定する
- (iii) オペレーターへの特定サービスの提供を含む、販売とアフターサービス
- (iv) 直接事業活動に参加する
- (v) その他

11.1. 全体的に企業たちは現金またはクレジットによる機器の購入 (ii のオプション) が最適の手段と考えている。4.3 で述べているように、彼らは “fee for service” のような事業活動に直接関与する意思はないが、民間のオペレーターがこのようなタイプのサービスモデルを立ち上げようとするならば、その支援はするという考えを示している。

11.2. 一方で、サンプル企業は、“fee for service” モデルがより多くの村落部の家庭に電気を供給するという ASER の目的に最も適していると理解している。しかし、これら企業は事業圏全域に散在する PV システムの管理運営をどう行うか、方法が思いつかなくていかなかった。

11.3. 数社の企業は、これらの異なるモデルがひとつの同じ市場でいかに共存できるのか疑問をいただいていた。

11.4. 最後に、PV の専門企業ではないが、地方電化が PV 技術によって進められることへの確信を示す企業が数社あった。これは、PV が工業的に充分成熟した技術であるということを指し示す。

12. もしこの事業に参加するとすれば、直接またはパートナーからのファンドを含め、最初の活動にどの程度の金額を投資しますか(すべての技術オプションを含む)？

- (i) 1,000 万 CFAF, (ii) 2,500 万 CFAF, (iii) 5,000 万 CFAF, (iv) 1 億 CFAF

12.1. サンプル企業は、既に行っている他のプロジェクトの投資を参照して、1 億 CFAF から 10 億 CFAF を提示した。

12.2. 注意すべき点はこれらの投資はプロジェクト前の投資など、通常短期間をカバーするものであるが、その投資規模は、事業免許モデル下で、オペレーター側に期待する投資水準と合致している。

12.3. インタビューに付け加えて、ERIL プロジェクトのコンセプトについて理解を深めた多くの企業は、早い機会に彼らの自己資金を幾つかの ERIL プロジェクト

に投資する意欲を表明した。ERIL プロジェクトは彼らにとって地方電化に対する経験を得たり、彼らの技術的“know-how”を提示する最適な場面と考えている。さらに、それらの企業は、ASER に対しプロポーザルを提示したい意思を述べた。

## 主要課題

### 1. 民間部門の参画にとって好ましい主要な課題

#### **ASER の提示したスキームに対する全般的支持**

- 1.1 面接調査の結果は、2001 年の 2 月と行われたエネルギーセクターの調査会社による調査結果と、同年 3 月に開催した確認セミナーの双方の結果を論理的に確認する内容であり、民間部門が ASER の提示した地方電化推進スキームに対し好意的であることを再確認した。
- 1.2 加えて、ASER は確認セミナーに出席した企業に対し、地方電化を民間部門の主導で推進する意向について、理解を得ることに成功した。

#### **明確な参画への意志と健全な投資能力**

- 1.3 現時点において完全に認識出来ていないが、外国諸国での経験が少なく、セネガルではむしろ新しいコンセプトに基づくこれらのプロジェクトには制約やリスクが含まれていることにサンプル企業は気づいている。しかしながら、これら企業は全体的に、営業目的を超えて地方電化事業免許への参画意向を示した。
- 1.4 殆んどの調査対象企業は健全な財務状況であり、幾つかの企業は既に融資規模が数十億 FCFA のセネガルで行われているグリッド延長プロジェクトに参加している。これらの資金力はオペレーター候補として準備しなければならない自己資金のレベルに十分に達している。

### 2. 民間部門の参画を妨げそうなリスクおよび制約事項

#### **地方電化スキームにおいて SENELEC が果たすべき役割に対する疑問**

- 2.1 すべての企業は SENELEC が主要なプレイヤーであることを承知しており、事業利益確保のために、地方電化事業を認可された企業は SENELEC と何らかの有効な業務関係を持つべきと述べた。

- 2.2 SENELEC のために新しい条件が用意されつつある。地方電化の分野で SENELEC に与えられる任務と権限の範囲は、地方民間部門の他のオペレーターが、事業免許配分の入札に加わるか否かを判断する主要な要因となる。
- 2.3 現在 SENELEC の管理下にある地域がいかに位置づけられるかという問題も、前項と同様に、企業にとって重要な参加決定要因となる。

**ASER が提示しているメカニズムに対する政策当局の承認**

- 2.4 企業としては ASER が策定した地方電化推進スキームに対して、新しい政策当局が承認することを期待している。

**早期に明確化が要求されている技術的・財務的な課題**

- 2.5 前述した SENELEC との技術・運営上の問題、財政メカニズム、PPER と ERIL の接点など、すべての技術的、財務的問題の明確化をサンプル企業は要求している。
- 2.6 これらの明確化は、ASER と事業認可をうけた企業間で、目的、期待される結果、並びに、地方電化の手続きについて相互理解をもつために必要であり、かつ、民間部門による地方電化事業への参加をとりつけたための唯一の確認条件である。

**支援活動における農つかの特別な期待**

- 2.7 サンプル企業は、情報提供と教育を主とした ASER による支援に対する期待を述べた。これらの期待は、明らかに ASER の基本的な役割とつりあっている。
- 2.8 企業にとって、情報とは、公募される最初の入札の成功を大きく決定する明確な基本的戦略要素である。
- 該当地域の技術的、経済的、社会的特徴を入札者に情報提供する。
  - 将来の事業認可を受けた企業が好ましい条件下で活動を開始するために、関係する住民に対して大規模な宣伝活動を行う。
- 2.9 要求される情報は主に専門的なものである。企業としては ASER が、事業認可の実施により、地方電化を実施する有能な人員が必要となることを予測し、準備することを希望している。

サンプル企業と回答者

企業名	回答者	役職	日付
ABB	Mr. DESBONNET	Managing Director	06/19/2001
AFRIWATT	Mrs. BASSO	Director	06/20/2001
CGE	Mr. SARR	Managing Director	06/20/2001
COSELEG	Mr. KASSE	Head of technical Section	06/21/2001
EQUIP PLUS	Mr. WANE	Head of Commercial Section	06/20/2001
	Mr. SARR	Head of PV department	
ISOPHOTON	Mr. KANE		06/14/2001
LSE	Mr. LELAY	Managing Director	06/19/2001
TEAO	Mr. FARCOT	Managing Director	06/19/2001

## ANNEX E COST COMPARISON OF GRID EXTENSION, DIESEL AND PV (SHS)

### 1. Objective

In view of the numerous number of non-electrified villages (about 12,600), the primal concern of rural electrification is to identify a group of villages under respective mode of RE, that is, grid extension, diesel and PV (SHS). Cost effectiveness in terms of FCFA per Kwh can be an useful indicator for such an objective. The detailed methodology is already explained in the chapter 3. This "Attachment" presents the method to calculate unit cost per Kwh shown in Table 3.1 of chapter 3.

### 2. Premise

Investment costs of grid extension, diesel and PV (SHS) as premise to calculate unit per Kwh are shown as follows.

#### Grid extension

Items	Base of calculation	Unit	Price
Extension of MT line	Distance of village	MFCFA/km*	12.906
Extension of LT line	35m/Beneficiary	MFCFA/km	7.336
Transformer MT/LT 25kVA	Per village	MFCFA	7.787
Transformer MT/LT 50kVA	Per village	MFCFA	8.327
Service wire and internal wiring	Per Beneficiary	MFCFA/ Beneficiary	0.100
Marginal cost of electricity	Consumption of Elec	FCFA/kWh	35

\*MFCFA=Million FCFA

Cost of grid extension consist of i) MT line, ii) LT line, iii) transformer of MT/LT, iv) house wiring, and v) marginal cost of electricity. The fifth item (marginal cost) indicates marginal cost of the main trunk line sown to MT line.

### Diesel generation

Number of Beneficiary	Nominal Capacity (kVA)	Capacity (kW)	Service life (year)	Fuel (L/hour) consumption	Price (MFCFA)	Civil work (MFCFA)
Less than 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

### Other conditions for diesel generation

Items	Base of calculation	Unit	Price
Extension of LT line	35m/Beneficiary	MFCFA/km	7,336
Service wire and internal wiring	Per Beneficiary	MFCFA/ Beneficiary.	0.100
Diesel generator operator	Per Village	MFCFA/Month	0.050
Maintenance consumables	Initial investment	%	2.0
Fuel (Gas oil)		FCFA/Litter	344

Cost of generator and others such as fuel and civil works are estimated by scale of household demand (beneficiary) for RE.

### Photovoltaic

Items	Spec.	Service life	Price (FCFA)
PV Panel	50W	20	180,000
Support	Steel	20	15,000
Battery	12V/50Ah	3	65,000
Charge Regulator	10A	10	35,000
Four lamps + Socket	7W FL	20	60,000
Miscellaneous		20	70,000
Installation		20	50,000
Total			475,000

### Operation cost

Maintenance	FCFA/year/system
Miscellaneous	800
Distilled Water	400



Total	1,200
-------	-------

The type 50 wp is assumed as a standard SHS whose costs comprise instrument and operation costs.

### 3. Calculation

#### 3.1 Grid extension

All component costs of grid extension are annualized by capital recovery factor corresponding to the life of components and the discount rate (12%). Annual cost of MT line is estimated by distance while those of others are done by size household demand (beneficiary) for RE.

##### a) extension of MT line

Distance	Total cost (FCFA)	Life	Annual cost	Annual cost with 10% energy loss
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) Transformer of MT/LT

Number of Beneficiary	Capacity of Transformer	Cost of Transformer (FCFA)	Life	Annual cost (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) Low tension grid in village

Number of Beneficiary	Cost of low tension grid (FCFA)	Life	Annual cost (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) Service wire and internal wiring

Number of Beneficiary	COST OF SERVICE WIRE AND INTERNAL WIRING (FCFA)	Life	Annual cost (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) Total cost of each village

Distance	Number of household					
	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	NUMBER OF HOUSEHOLD					
	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) Annual consumption of electricity (0.2kWh/day/Beneficiary)

Number of Beneficiary	5	10	15	20	25	30
Electricity consumption	365	730	1,095	1,460	1,825	2,190

Number of Beneficiary	42	70	105	140	210	308
Electricity consumption	3,066	5,110	7,665	10,220	15,330	22,484

g) kWh cost with marginal cost of electricity

Total cost of each village is divided by annual consumption of each village, then add the marginal cost of electricity (35FCFA/kWh)

Distance	Number of household					
	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	Number of household					
	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 Cost of Diesel generator electrification

The costs for diesel generators electrification are assumed to increase in proportion to size of beneficiaries. The component costs comprising generator, LT extension and fuel are annualized by using the capital recovery factor corresponding to the life of components and the discount rate (12%).

#### a) Investment of diesel generator

Number of Beneficiary	Nominal Capacity (kVA)	CAPACITY (KW)	Life (Years)	Price of Generator (FCFA)	Annual cost (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) Civil works of installation

NUMBER OF BENEFICIARY	Capacity (kW)	Cost of civil work (FCFA)	Life (Years)	Annual cost (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) Low tension grid in village

Number of Beneficiary	Capacity (kW)	COST OF LT IN FCFA	Life (Years)	Annual cost of LT (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) Service wire and internal wiring

Number of Beneficiary	CAPACITY (KW)	Service Wire and internal Wiring (FCFA)	Life (Years)	Annual cost (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) Cost of fuel

Number of Beneficiary	CAPACITY (KW)	Fuel Consumption (Liter/hour)	ANNUAL CONSUMPTION (4 HOUR/DAY) (LITER)	Cost of Fuel	Cost of Fuel as grid efficiency is 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) Cost of operation

Cost of operation and maintenance is calculated as one operator in village whose monthly payment is 50,000FCFA and cost of material for maintenance is 2% of diesel generator price per each year.

Number of Beneficiary	Capacity (kW)	Cost of Operation and 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) kWh cost of diesel generation

Number of Beneficiary	Capacity (kW)	Annual Demand of Electricity (kWh)	Annual cost (FCFA)	kWh cost (FCFA/kWh)
5	2.4	365	2,294,425	6,286
10	2.4	730	2,525,049	3,459
15	2.4	1095	2,755,673	2,517
20	2.4	1460	2,986,297	2,045
25	2.4	1825	3,216,921	1,763
30	2.4	2190	3,447,545	1,574
42	2.4	3066	4,001,042	1,305
70	4	5110	5,582,042	1,092
105	6	7665	7,620,008	994
140	8	10220	10,195,246	998
210	12	15330	14,491,863	945
308	17.6	22484	20,410,794	908

3.3 Cost of Photovoltaic generation

Cost of Photovoltaic generation is consisting of a) annualized cost of system components and b) current cost of maintenance.



a) Cost of system component

Items	Price (FCFA)	Interest rate (%)	Life (year)	Annual cost (FCFA)
Panel(50Wp)	180,000	12	20	24,098
Support	15,000	12	20	2,008
Battery 12V/50AH	65,000	12	3	27,063
Charge Controller	35,000	12	10	6,194
4lamps 7watts/12V/1socket	60,000	12	20	8,033
Miscellaneous	70,000	12	20	9,372
Installation cost	50,000	12	20	6,694
Total	475,000			83,462

b) Current cost of maintenance

Miscellaneous	800
Distilled water	400
Total	1,200

c) kWh cost of Photovoltaic

Annual total cost	83,462+1,200	84,662 FCFA
Annual generated electricity	0.2 x 365	73 kWh
KWh cost	84,662 / 73	1160 FCFA/kWh

4. Conclusion

4.1 Photovoltaic and grid extension

Electrification cost of grid extension increases in proportion to the distance from existing grid and decreases in disproportion to size of beneficiaries. Electrification cost of PV (SHS) is assumed to be constant, with no relation to size of beneficiaries.

The shaded area indicates unit costs per Kwh of grid extension lower than that of PV (SHS). The break-even point that PV cost is equal to cost of grid extension can be identified in the distance range from zero (0) to 1 km and 30 beneficiaries. Then the break-even distance can be calculated by size of beneficiary.

	Number of Beneficiary											
	5	10	15	20	25	30	42	70	105	140	210	308
Photovoltaic	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160
Grid extension												
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

	Number of Beneficiary											
	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 Photovoltaic and diesel generation

The break-even point is identified in the range of 42 to 70 beneficiaries.

Number of Beneficiary	Capacity (kW)	Diesel generation kWh cost (FCFA/kWh)	Photovoltaic kWh cost (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 Diesel generation and grid extension

The shaded area indicates unit costs per Kwh of diesel generator lower than that of grid extension. Then, the break-even distance of grid extension and diesel generator can be calculated by size of beneficiary.

# ANNEX F FINANCIAL STATEMENTS OF STANDARD PROJECT

**1 Provisional Financial Plan for PV Rural Electrification**  
 1 English, 0 French

**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	The Plan	Installation Units		
				100	300	500
Manager	03	500,000	03	01	03	03
Solar Engineer	10	200,000	10	05	10	15
Field Technician	20	50,000	20	10	20	20

1 Annual Direct Cost Expenses 5,400  
 2 Indirect Cost 810  
**Total O & M Cost 6,210** 4.6% as % of the annual investment cost

3 Capital Structure

	Initial Investment Cost	% of total cost	0.21 US\$ million
Users' contribution	13,500	10%	0% for HTV
Operator's equity	27,000	20%	The ratio is subject to the average income of the village concerned, which should be determined by ASER.
Loan	27,000	20%	The ratio shall be proposed by the operator with an assistance of local financial institution
Interest	7,900	7%	The operator's equity should be fixed at more than 15%, exclusive of the working capital
Repayment	1,600 x 1,600 CFA/year		
Grace period	5 years		
Repayment period	20 years		
Subsidy	<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">67,500</span>	50%	84,500 Amount (= Subsidy + Loan) The ratio will be proposed by the operator

4 Others

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  
65,010 Accru. Cashflow after 20 years' operation Not sound 67,411 In case of consideration of bank deposit effect

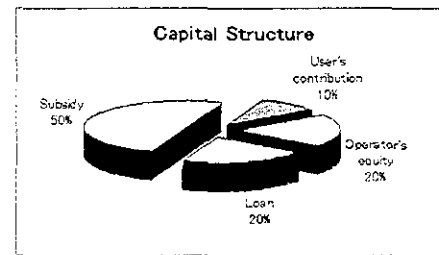
5% Management Fee 3,500 Minimum Accru. Cashflow  
 67,500 50% of the total investment (if say it is 20 years, who will take care of the operation after the expiration of 20 years' concession period?)

6 No. of Subscribers

4.6% 300 Units 12,000 Population 25% Electrified rate in terms of household

7 Depreciation (US\$ = 650 FCFA)

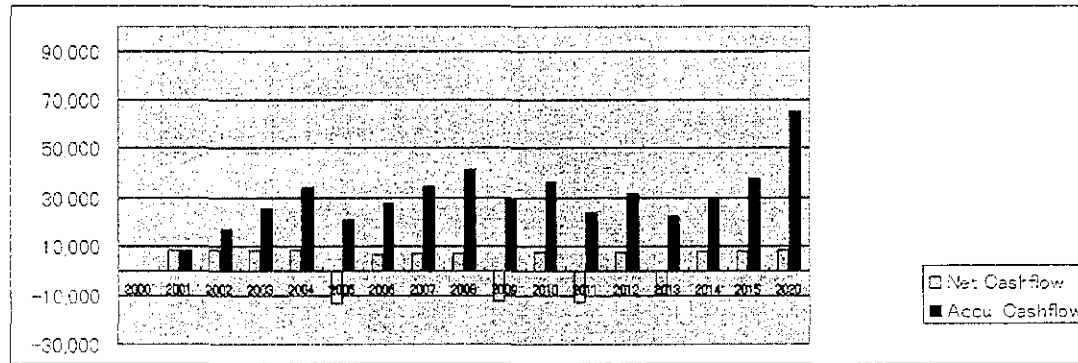
	FCFA/System	Life	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
PV Module (Wp)	55	200,000	20	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Charge controller (A)	8	40,000	10	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Battery (Ah)	100	83,000	4	20,750	20,750	20,750	20,750	18,156	18,156	18,156	18,156	16,081	16,081	16,081	16,081	14,006	14,006	11,931
Lamps	4	52,000	10	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200
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	3,750
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	2,500
Sub-total	1	500,000		46,200	46,200	46,200	46,200	43,506	43,506	43,506	43,506	41,531	41,531	39,001	39,001	36,926	36,926	29,851
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
<b>Total</b>		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
<b>Depreciation</b>				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	108,000
System maintenance			810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	16,200
<b>Gross Profit</b>		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% (modified on July 3)		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
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	10,328	9,705	227,220
Interest		0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,764	1,638	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	27,000
<b>Net Profit</b>		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
<b>Net Income</b>		-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	-22,022	-25,804	-29,460	-32,990	-35,771	-38,427	-40,197	-41,841	-42,737	-43,507	-44,151	-42,990	
<b>Debt Financing</b>		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	1,638	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	27,000	25,200	23,400	21,600	19,800	18,000	16,200	14,400	12,600	10,800	9,000	0	
<b>Cash-Flow</b>		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	
<b>Net Cashflow</b>		-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	28,603	35,766	43,046	31,188	37,925	25,603	32,573	23,716	31,084	39,298	67,411	
<b>ROE = 21.7%</b>																			
Equity Pardon		-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	27,000
<b>Cash-Flow</b>		-27,000	9,900	9,900	9,900	9,900	-11,888	8,106	8,226	8,352	-10,820	8,604	-11,280	8,856	-7,825	9,108	9,234	9,864	65,010
<b>FIRR = 1.7%</b>																			
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	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	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	11,790

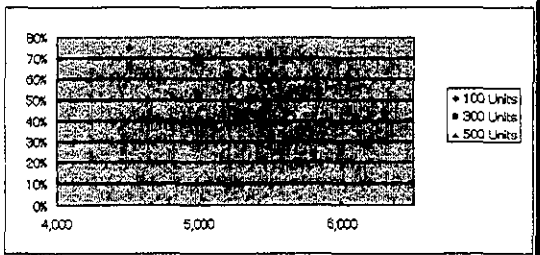
6-9

Balance Sheets																	
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
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	-4,560	-9,120	-13,680	-18,240	-22,800	-28,800	-34,400	-39,900	-45,400	-50,900	-56,400	-61,900	-67,400	-72,900	-78,400	-83,900
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	112,197	107,396	101,940	96,610	92,029	87,573	84,003	80,559	77,853	75,293	72,849	65,010
Cash	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
Assets	135,000	121,890	108,780	95,670	82,560	92,016	78,884	67,352	56,020	62,608	50,899	59,958	49,008	55,488	45,160	34,832	0
Assets	135,000	130,440	125,880	121,320	116,760	112,197	107,396	101,940	96,610	92,029	87,573	84,003	80,559	77,853	75,293	72,849	65,010



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	5300	FCFA/Unit/Month	7 Replacement Period			
	Case III	5500	FCFA/Unit/Month	PV Module	20	years	
	Case IV	6000	FCFA/Unit/Month	Charge Controller	10	years	
2 Initial Investment Cost		150,000	CFA/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	50%	of 2 Initial Investment Cost
	300 Units		4.6%	of 2 Initial Investment Cost			
	500 Units		4.0%	of 2 Initial Investment Cost			

Summary Results for Financial Analysis				
<b>Case Study</b>				
1 PV Units	300	Units		
2 Monthly Payment	5,000	FCFA/Unit/Month		
3 Operator's Equity	20%			
4 Subsidy	50%			
5 Loan	20%			
6 Amount of (Subsidy + Loan)	94,500	x 1,000 CFA		
7 FIRR	1.7%			
8 ROE	21.7%			
9 Accu. Cashflow after 20 Years	67,411	x 1,000 CFA		
10 50 % of Initial Investment Cost	67,500	x 1,000 CFA		
<b>Summary Results for Financial Analysis</b>				
( Operator's Equity = 10% )				
<b>Case I</b>				
Monthly Payment	4,500	FCFA/Unit/Month		
PV Units	500	300	100	
1 Operator's Equity	10%	10%	10%	
2 Subsidy	60%	66%	75%	
3 Loan	15%	9%	0%	
4 Amount of (Subsidy + Loan)	168,750	101,250	33,750	
5 FIRR	0.2%	-1.1%	#NUM!	
6 ROE	31.1%	29.9%	21.6%	
7 Accu. Cashflow after 20 Years	112,714	66,504	15,863	
8 50 % of Initial Investment Cost	112,500	67,500	22,500	
<b>Case II</b>				
Monthly Payment	5,000	FCFA/Unit/Month		
PV Units	500	300	100	
1 Operator's Equity	10%	10%	10%	
2 Subsidy	46%	52%	68%	
3 Loan	2%	2%	7%	
4 Amount of (Subsidy + Loan)	168,750	101,250	33,750	
5 FIRR	2.8%	1.7%	-1.6%	
6 ROE	32.9%	31.7%	29.6%	
7 Accu. Cashflow after 20 Years	112,510	66,381	22,084	
8 50 % of Initial Investment Cost	112,500	67,500	22,500	
<b>Case III</b>				
Monthly Payment	5,500	FCFA/Unit/Month		
PV Units	500	300	100	
1 Operator's Equity	10%	10%	10%	
2 Subsidy	32%	38%	55%	
3 Loan	43%	37%	20%	
4 Amount of (Subsidy + Loan)	168,750	101,250	33,750	
5 FIRR	5.2%	4.1%	1.3%	
6 ROE	34.9%	33.6%	32.2%	
7 Accu. Cashflow after 20 Years	112,306	66,259	22,938	
8 50 % of Initial Investment Cost	112,500	67,500	22,500	
<b>Case IV</b>				
Monthly Payment	6,000	FCFA/Unit/Month		
PV Units	500	300	100	
1 Operator's Equity	10%	10%	10%	
2 Subsidy	19%	25%	40%	
3 Loan	56%	50%	35%	
4 Amount of (Subsidy + Loan)	168,750	101,250	33,750	
5 FIRR	7.4%	6.4%	3.8%	
6 ROE	37.9%	36.5%	33.2%	
7 Accu. Cashflow after 20 Years	112,466	68,820	22,003	
8 50 % of Initial Investment Cost	112,500	67,500	22,500	
<b>Subsidy as % of Initial Investment Cost against Monthly Payment</b>				
Monthly Payment	4,500	5,000	5,500	6,000
100 Units	75%	68%	55%	40%
300 Units	66%	52%	38%	25%
500 Units	60%	46%	32%	19%



**Summary Results for Financial Analysis**  
(Operator's Equity = 20% )

Case I					Case II				
Monthly Payment	4,500	FCFA/Unit/Month			Monthly Payment	5,000	FCFA/Unit/Month		
PV Units		500	300	100	PV Units		500	300	100
1 Operator's equity		20%	20%	20%	1 Operator's equity		20%	20%	20%
2 Subsidy		58%	64%	70%	2 Subsidy		44%	50%	66%
3 Loan		12%	6%	0%	3 Loan		26%	20%	4%
4 Amount of (Subsidy + Loan)		157,500	94,500	31,500	4 Amount of (Subsidy + Loan)		157,500	94,500	31,500
5 FIRR		0.2%	-1.1%	#NUM!	5 FIRR		2.8%	1.7%	-1.6%
6 ROE		21.5%	20.9%	13.0%	6 ROE		22.4%	21.7%	20.7%
7 Accu. Cashflow after 20 Years		114,430	67,533	13,522	7 Accu. Cashflow after 20 Years		114,226	67,411	22,428
8 50 % of Initial Investment Cost		112,500	67,500	22,500	8 50 % of Initial Investment Cost		112,500	67,500	22,500

Case III					Case IV				
Monthly Payment	5,500	FCFA/Unit/Month			Monthly Payment	6,000	FCFA/Unit/Month		
PV Units		500	300	100	PV Units		500	300	100
1 Operator's equity		20%	20%	20%	1 Operator's equity		20%	20%	20%
2 Subsidy		30%	36%	52%	2 Subsidy		16%	22%	38%
3 Loan		40%	34%	18%	3 Loan		54%	48%	32%
4 Amount of (Subsidy + Loan)		157,500	94,500	31,500	4 Amount of (Subsidy + Loan)		157,500	94,500	31,500
5 FIRR		5.2%	4.1%	1.3%	5 FIRR		7.4%	6.4%	3.8%
6 ROE		23.3%	22.5%	21.5%	6 ROE		24.3%	23.5%	22.3%
7 Accu. Cashflow after 20 Years		114,022	67,288	22,387	7 Accu. Cashflow after 20 Years		111,917	67,166	22,346
8 50 % of Initial Investment Cost		112,500	67,500	22,500	8 50 % of Initial Investment Cost		112,500	67,500	22,500

**Subsidy as % of Initial Investment Cost against Monthly Payment**

Monthly Payment	4,500	5,000	5,500	6,000
100 Units	70%	66%	52%	38%
300 Units	64%	50%	36%	22%
500 Units	58%	44%	30%	16%

Monthly Payment (CFPA/month)	100 Units (%)	300 Units (%)	500 Units (%)
4,500	70	64	58
5,000	66	50	44
5,500	52	36	30
6,000	38	22	16

# ANNEX G FINANCIAL PLAN OF PV RURAL ELECTRIFICATION

PV 地方電化実施計画

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	2.6%	1.00	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	2,085	27,635
Total Amount of Technical Support from ASER (B) (Million CFA)	66	135	139	177	181	480	499	508	517	500	484	467	450	434	418	402	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	2,501	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	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	2.05	29.7
Accumulated Amount (Million US\$)		0.5	1.3	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	2,501	33,162
Total Amount (Thousand US\$)	504	983	958	1,166	1,134	2,867	2,785	2,703	2,621	2,539	2,457	2,375	2,293	2,211	2,129	2,047	20,723
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	6,500	75,000
Accumulated Units		1,000	3,000	5,000	7,500	10,000	14,500	23,000	29,500	36,000	42,500	49,000	55,500	62,000	68,500	75,000	
<b>Major parameters</b>																	
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%													
<b>Case Study</b>																	
Devaluation growth of CFA	5.0%	0%	3%	5%													
Total Amount (Million CFA)	33,162	22,293	28,310	33,162													
Total Amount (Thousand US\$)	29,723	29,723	29,723	29,723													

**Policy Target v.s. Government Budget**

**Government Investment CFA & US\$ against Devaluation Growth**

G-1

最終報告書

七ヶ谷共和国  
太陽光利用地方電化実施計画



JICA