No. 02

国際協力事業団
セネガル共和国　鉱山・エネルギー・水利省
セネガル共和国　地方電化庁

セネガル共和国
太陽光利用地方電化実施計画

要　約

JICA LIBRARY
J1167783[8]

2002 年 3 月

株式会社コーエイ総合研究所
財団法人日本エネルギー経済研究所

鉱調資
JR
02-079

国際協力事業団
セネガル共和国　鉱山・エネルギー・水利省
セネガル共和国　地方電化庁

セネガル共和国
太陽光利用地方電化実施計画

要　約

2002 年 3 月

株式会社コーエイ総合研究所
財団法人日本エネルギー経済研究所

換算レート

(2002年2月)

US$＝¥133.74

US$＝7.54 FF

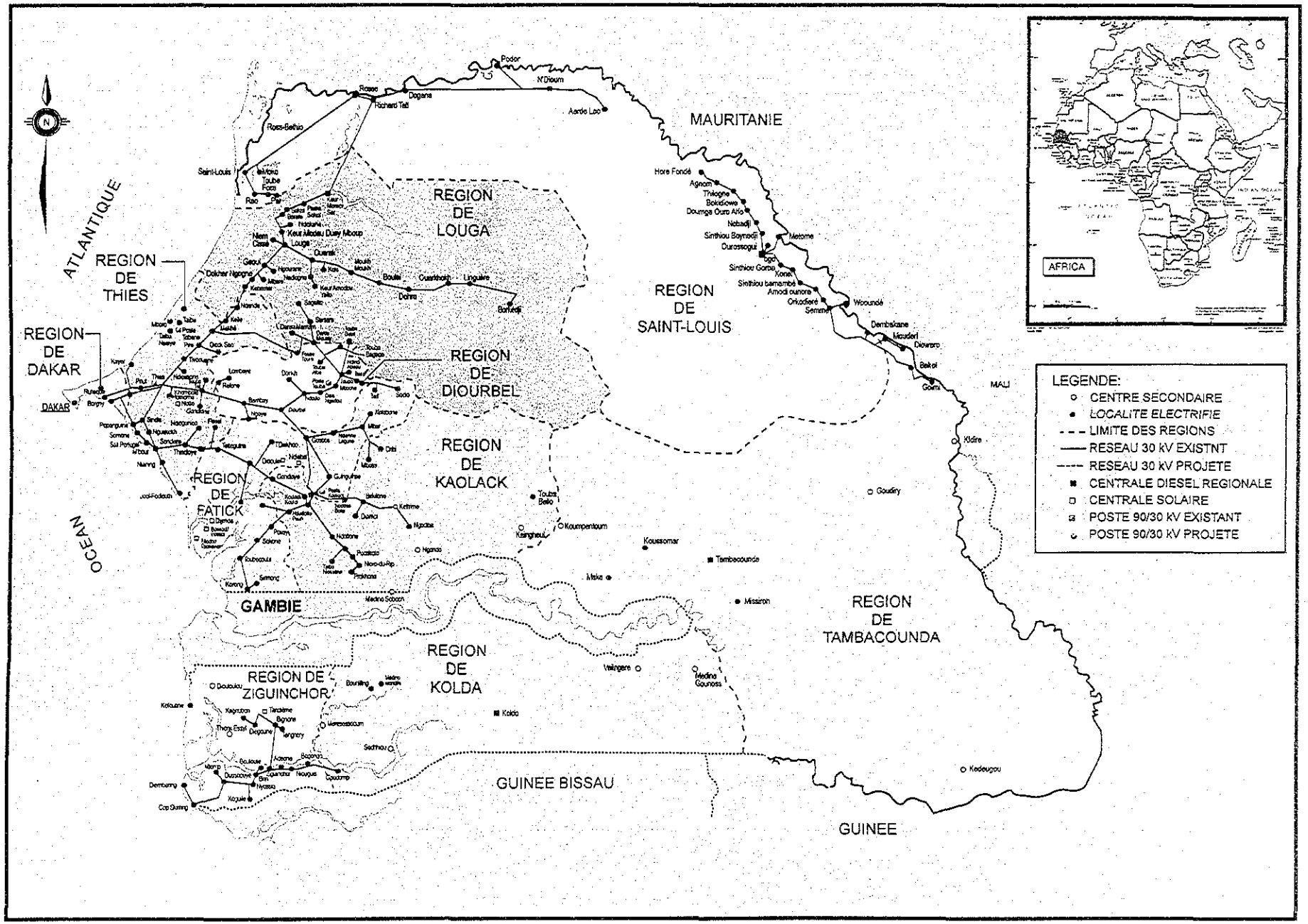
Euro＝US$ 0.87

(Euro＝6.56 FF)

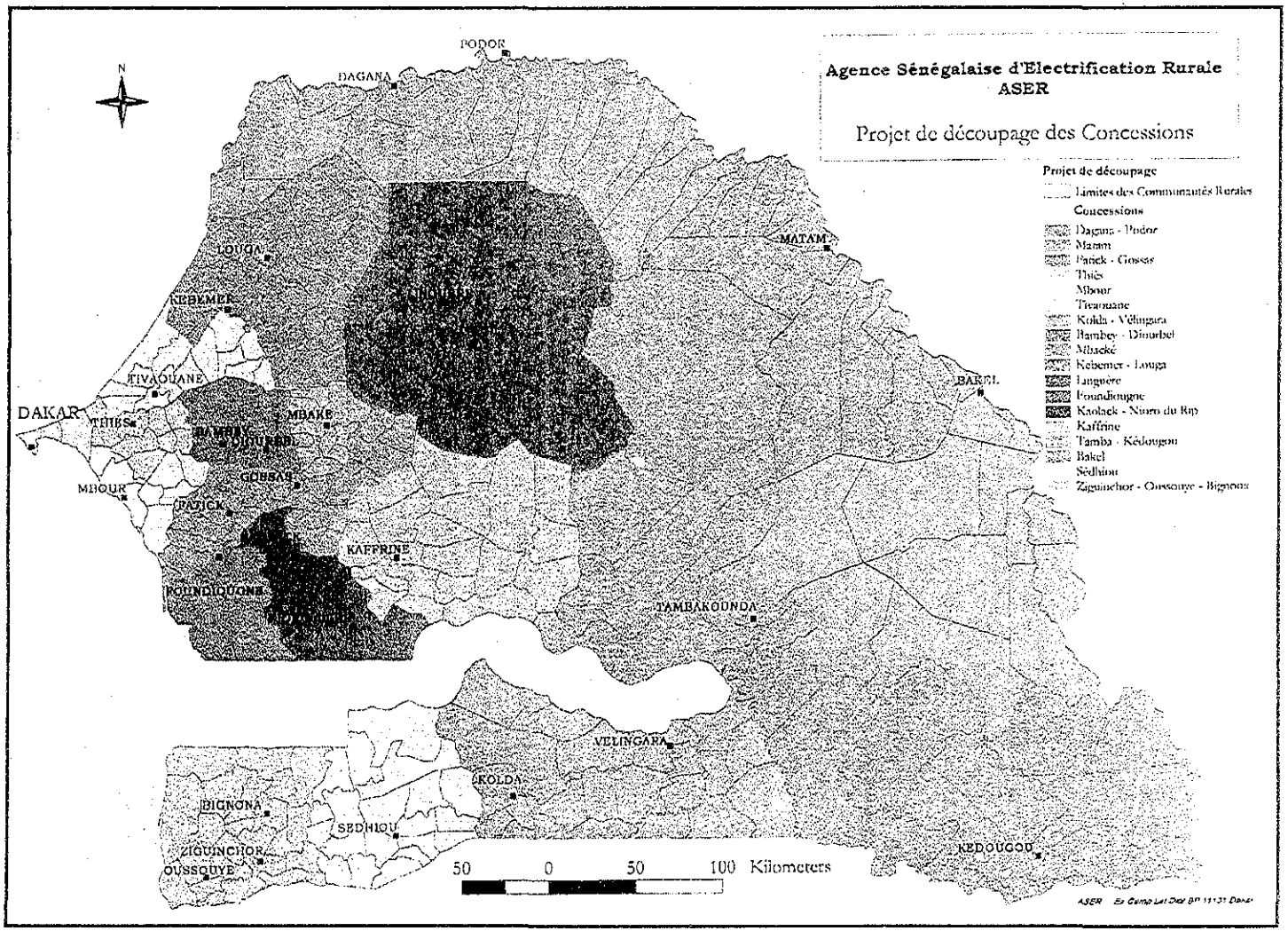
FF＝100 CFA

CFA＝¥0.177

1167783[8]


ATLANTIQUE
OCEAN
REGION DE THIES
REGION DE DAKAR
DAKAR
REGION DE LOUGA
REGION DE SAINT-LOUIS
REGION DE DIOURBEL
REGION DE KAOLACK
REGION DE FATICK
REGION DE ZIGUINCHOR
REGION DE KOLDA
REGION DE TAMBACOUNDA
MAURITANIE
MALI
GAMBIE
GUINEE BISSAU
GUINEE
AFRICA
LEGENDE:
CENTRE SECONDAIRE
LOCALITE ELECTRIFIE
LIMITE DES REGIONS
RESEAU 30 kV EXISTNT
RESEAU 30 kV PROJETE
CENTRALE DIESEL REGIONALE
CENTRALE SOLAIRE
POSTE 90/30 kV EXISTANT
POSTE 90/30 kV PROJETE

位置図


Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
ASER
Projet de découpage des Concessions
Projet de découpage
Limites des Communautés Rurales
Concessions
Dagana - Podor
Matam
Païck - Gossas
Thiès
Mbour
Tivaouane
Koldà - Vélingara
Bambey - Diourbel
Mbacké
Kebemer - Louga
Languère
Foundiougne
Kaolack - Nioro du Rip
Kaffrine
Tamba - Kédougou
Bakel
Sédhiou
Ziguinchor - Oussouye - Bignona
PODOR
DAGANA
MATAM
LOUGA
KEBEMER
TIVAOUANE
DAKAR
THIES
MBAKE
BAKEL
MBOUR
GOSSAS
PATICK
KAFFRINE
FOUNDIOUONE
TAMBAKOUNDA
VELINGARA
KOLDA
BIGNONA
SEDHIOU
ZIGUINCHOR
OUSSOUYE
KEDOUGOU
50 0 50 100 Kilometers

コンセッション位置図

太陽光利用地方電化実施計画

要　約

目　次

調査位置図
用語と単位

第１章　序論 1

1.1　本調査の必要性と目的 1
1.2　調査方針 2

第２章　セネガルの地方電化の現状とその政策 4

2.1　電力セクター（地方電化を含む）の動向 4
2.2　SENELEC の電力供給と課題 6
2.3　セネガルの地方電化と基本方針 6
2.4　PV（SHS）地方電化に対する戦略 9

第３章　PV による地方電化実施計画 11

3.1　PV 市場の発掘と需要予測 11
3.2　PV 地方電化計画のビジネス戦略の基本コンセプト 17
3.3　地方電化プログラム（SHS） 18
3.4　財務計画 24

第４章　PV 地方電化実施手法（Business Model）案と今後の課題
－PV 地方電化市場整備に向けて－ 36

第５章　官・民主導による地方電化実施にあたっての ASER への提言 63

表のリスト

表 2.1 電圧レベル別 SENELEC 利用者数 6
表 2.2 2011 年までの各コンセッションにおける潜在需要数 8

表 3.1 州別 SHS 需要（現況） 14
表 3.2 SHS 地方電化プログラム 23
表 3.3 エネルギー機器に対する支出 （サンプル調査） 24

表 4.1 財務分析結果 39
表 4.2 Pre-conditions for Financial Model 40
表 4.3 財務分析 Sensitivity Analysis 41

図のリスト

図 1.1 調査全体のフロー 3

図 2.1 地方電化サブセクターの変革過程 5

図 3.1 SHS の潜在的需要を特定するための分析フロー 13
図 3.2 SHS の経済的妥当性成立地帯の村落数分布 14

Chart のリスト

Chart A-1 Business Model (Draft) Total Management by Private Operator under Local Community Initiative (PPER: Program Prioritaire d'Electrification Rurale) (ERIL: Electrification Rurale d'Initiative Local) 29
Chart A-2 (1) 標準 Business Model（1）財務分析結果 30
Chart A-2 (2) 標準 Business Model（2）財務分析 31
Chart A-2 (3) 標準 Business Model（3）財務分析 32
Chart A-2 (4) 標準 Business Model（4）財務分析 33
Chart A-2 (5) 標準 Business Model（5）財務分析 34
Chart A-3 財務計画 35

Chart B-1 Business Model – Project Formation - ERIL: Electrification Rural d'Initiative Local (Stage 1) 43
Chart B-2 Business Model – Project Formation - ERIL: Electrification Rural d'Initiative Local (Stage 2) 44
Chart B-3 Summary of Financial Analysis 45
Chart B-4 (1) Proposed Business Model: Financial Model (Standard: Subsidy 50%) 46
Chart B-4 (2) Proposed Business Model: Financial Model (Standard: Subsidy 50%) 47
Chart B-4 (3) Proposed Business Model: Financial Model (Standard: Subsidy 50%) 48
Chart B-4 (4) Proposed Business Model: Financial Model (Standard: Subsidy 50%) 49
Chart B-4 (5) Proposed Business Model: Operation & Maintenance Cost Stream 50
Chart B-5 (1) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 30%) 51
Chart B-5 (2) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 30%) 52
Chart B-5 (3) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 30%) 53
Chart B-5 (4) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 30%) 54
Chart B-6 (1) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 45%) 55
Chart B-6 (2) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 45%) 56
Chart B-6 (3) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 45%) 57
Chart B-6 (4) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 45%) 58
Chart B-7 (1) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 60%) 59
Chart B-7 (2) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 60%) 60
Chart B-7 (3) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 60%) 61
Chart B-7 (4) Proposed Business Model: Financial Model (Subsidy 60%) 62

略　語

AC	:	Alternative Current
ADER	:	Association Senegalaise pour le Development de l'Electrification Rurale
ASER	:	Agence Senegalaise d'Electrification Rurale
BCEAO	:	Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CERER	:	Centre d'Etudes et Recherches sur les Energies Renouvelables Center of Study and Research on Renewable Energy
CFL	:	Compact Fluorescent Light
CMS	:	Senegalease Mutual Credit Fund
CNCAS	:	Caisse Nationale de Credit Agricole
CNES	:	Confederation Nationale des Employeurs du Senegal
CNQP	:	Centre National de Qualification Professionelle
CR	:	Communaute Rurale
CRSE	:	Commission de Regulation du Secteur de l'Electricite
DAST	:	Scientific and Technical Affairs Delegation
DC	:	Direct Current
DFI	:	Decentralized Financing Institutions
DFS	:	Decentralized Financing Systems
D/G	:	Diesel Generator
ERIL	:	Electrification Rurale d'Initiative Locale
ESCO	:	Energy Service Company
FAO	:	Food and Agriculture Organization
FEM	:	Fonds de l'Environnement Mondial
F/L	:	Fluorescent Light
FOPEN	:	Federation des Organisations pour la promotion des Energies Nouvelles Federation of Organization for Promotion of New Energy
GDP	:	Gross Domestic Product
GIS	:	Geographical Information System
GPS	:	Geographical Positioning System
GTZ	:	Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit GmbH
HVD	:	High Voltage Disconnection
IDA	:	International Development Agency
IEA	:	International Energy Association
IPP	:	Independent Power Producer
ISN	:	Institute of Senegal National Standard

LV	:	Low Voltage
MMEH	:	Ministere des Mines, de l'Enegie et de l'Hydraulique
NGO	:	Non Governmental Organization
ODA	:	Official Development Assistance
OJT	:	On the Job Training
O&M	:	Operation & Maintenance
PASER	:	Plan d'Action Senegalais d'Electrification Rurale
PCM	:	Project Cycle Management
PDM	:	Project Design Matrix
PLE	:	Plan Locale d'Electrification (LEP)
PPER	:	Programme Prioritaire d'Electrification Rurale
PPMC	:	Pilot Project Management Committee
PTIP	:	Programme Triennal d'Investissements
PV	:	Photovoltaic
RESCO	:	Regional Energy Service Company
ROE	:	Return on Equity
SEMIS	:	Services de l'Energie en Milieu Sahelien
SFD	:	Systemes Financiers Decentralises
SHS	:	Solar Home System
SPF	:	System Photovoltaique familial
UCAD	:	University of Dakar
UNDP	:	United nations Development Program
VUA	:	Village Users Association
WB	:	World Bank
WHO	:	World Health Organization

Unit

mm	:	millimeter
m	:	meter
km	:	kilometer
El.m	:	Elevation in meter
l/s	:	liter per second
m/s	:	meter per second
m^3/s	:	cubic meter per second
mm^2	:	square millimeter

km^2	:	square kilometer
mg	:	milligram
ton, t	:	metric ton
V	:	Volt
W	:	Watt
kW	:	kilowatt
MW	:	Megawatt
Wp	:	Watt peak
kWp	:	kilowatt peak
GWh	:	Gigawatt hour
kWh	:	Kilowatt hour
MVA	:	Megavolt ampere
KVA	:	Kilovolt ampere
Ah	:	ampere hour
Hz	:	Hertz
RPM	:	Revolution (revs) per minute
%	:	Percentage

Currency Unit

CFA	:	Senegalese Currency
US$	:	US Dollar
M.US$	:	Million US Dollar
Euro	:	European Currency
Yen	:	Japanese Currency

第1章 序論

1.1 本調査の必要性と目的

現在セネガル国は、約300MWの設備容量（火力）を有し、そのうち271MWは年間300,000tの石油消費によって1,000GWhの電力を全国送電網に供給している。現在、SENELECは260村落のおよそ300,000世帯に電力を供給している。全国の平均電化率は25%前後であり、都市部の50%が電化されているのに対して村落部では7～8%程度である。SENELEC（セネガル電力会社）による地方電化は、発電施設の老朽化と送電及び配電ネットワークにかかる高コストを主な理由として行き詰まっているが、その一方で需要は伸び続けている。

このような状況の下、セネガル国政府は1995年に民間部門に対する電力事業自由化を決定した。SENELECを含む民間事業者に対し、電力事業への参入機会が与えられた。SENELECは、電気の一括購入、送電及び電力販売に関する唯一の事業権保有者となった。

エネルギー市場の自由化を背景に、1990年代初頭より世界中で進展してきた電力産業への民間企業の参入が活発化してきた。また、開発途上国でも、政府の財政難も影響し、民間企業の資金と効率的な企業運営ノウハウの導入を目指し、民間主導の電力開発が進展してきた。しかし、民間企業が地方村落への電力供給より、リスクの低さやより高い利益率の確保等の理由で、産業集積地や都市部周辺の消費者への電力供給に向かうのは、回避しがたい事実であった。

このような現実と多くの開発途上国での地方電化実施の経緯・教訓に基づき、セネガル政府は世銀の支援で官・民主導による地方電化実施の基本方針と全体計画を策定した。ここでは、SENELECの既存のグリッド延長による地方電化が中心であるが、地方独立型のディーゼル発電や再生エネルギー、特に太陽光利用による地方電化も重要な位置づけとなっている。

この全国地方電化実施を推進していくため、新たな政府機関として“地方電化庁”（ASER）が設立された。民間主導の電力開発がセネガル国の経済開発に欠かせないという政府の強い意向をInstitutionの面からも支援するため、電力規制委員会も同時に設立された。

ここで、太陽光利用発電に限定しても、高い初期投資コストは、地方村落住民の支払能力を勘案すると、明らかに民間企業による地方村落への電力供給を躊躇させる主要因となっている。さらに、セネガル国において再生可能エネルギーを利用した、とりわけ太陽光技術利用による全国規模の地方電化に係る実施基本計画は存在していなかった。以上のよう

な状況の下、セネガル国政府はJICAに太陽光利用地方電化計画調査の実施を要請した。本調査においてPVは家庭用太陽光発電システムを指す。これは、SHSとも呼ばれる。

本調査では生産的利用の問題は記述さていないが、この調査で無視されているわけではない。村落開発は、このような電灯による初期的な電化の実施の結果として生起することになろう。さらに、村落住民がこのような技術の潜在的能力により関心を持つにつれて、村落開発を支援できる更なるシステムの需要が生じることが期待できる。村落単位での集団的な活動を推進するための組織的基盤は、家庭への電灯普及を通し形成されることが期待でき、その後の増大する需要を賄うことを可能にすることになろう。

セネガル国の地方電化計画サブセクターの担当政府機関は前述の「村落電化庁（l'Agence Senegalaise d'Electrification Rurale ; ASER)」であり、将来的な地方電化に向けて、ASERが提案するトップダウン方式の（地方電化優先プログラム：PPER）とボトムアップ方式の（地域コミュニティー主導型地方電化プロジェクト：ERIL)、とりわけ後者の方式が太陽光利用地方電化に適用され、かつ実際上活用されることが期待される。したがって、本調査の目的は、(1) 太陽光利用による地方電化実施計画の策定、(2) 太陽光利用発電システム運用マニュアルの作成、そして官･民主導の地方電化推進のための市場整備の一環としてPV地方電化実施手法（Business Model）（案）の提案である。

1.2 調査方針

PVによる地方電化は独立した形での実施計画はあり得ず、ASERの地方電化計画（PASER）全体の一部に過ぎず、電化の技術（グリッド延長、独立ディーゼル発電、太陽光利用等）の選択は、民間主導による電化を推進する以上、民間事業者・事業家（都市及び地方）・村落組織・NGO s等の実施主体に任せられることになる。したがって、従来の政府主導の電化計画とは自ずとアプローチは異なることになる。最も異なる点は、市場のニーズに迅速に応える事業実施体制の構築にあり、事業の成否は事業便益者で構成される村落の組織能力（Capacity Building）と村落住民の参加意識に大いに依存することになる。しかし、ASERの実施計画には、PVによる電化率のターゲットが明示されており、このターゲットを満たすためには、政府による適宜行政指導も必要となる。すなわち、官・民・村落組織一体となった事業の推進が求められることになる。

そのターゲットはPASER（政府の全国地方電化計画アクション・プラン）で謳われている2015年に70,000（SHS）世帯の電化を目指しており、その方法はコンセッション方式（事業権益別地方電化）あるいは、プロポーザル方式でのERIL（村落組織主導での電化実施）に限定されているわけでなく、この後者の方式でSHSによる地方電化が推進される可能性

が高く、政府の行政指導と共に、ASER による積極的な技術的かつ経済的支援が求められることになる。

上記の現状を踏まえると、パイロット・プロジェクトの経験を最大限活用し ASER の Procedure Manual に合致した、Potential Operators（民間事業会社等）が実際に利用できる PV による事業実施手法（Business Model）（案）を提案することは、ASER の地方電化の推進と共に、Institutional Capacity Building に貢献することにもなる。

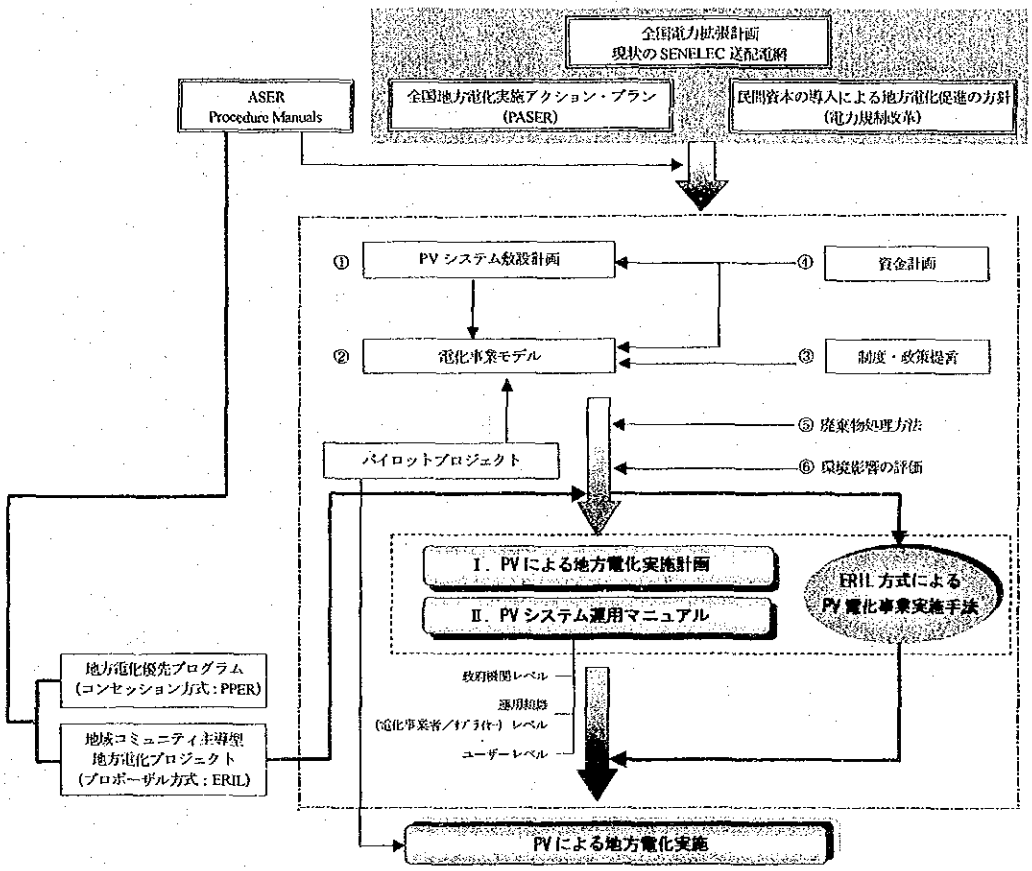


図 1.1　調査全体のフロー

第2章　セネガルの地方電化の現状とその政策

2.1　電力セクター（地方電化を含む）の動向

電力セクターを自由化しようとする国内の動向は、当時の民営化によるインフラ開発（世銀主導）の世界的ブームと軌を一にしている。SENELEC の電力供給サービスを支援する政府予算の不足という制約要因とも関連した電力セクター改革に係る基本戦略は、1996 年に公表された「エネルギーセクターの施策答申」にさかのぼる。そこでは、下記に示す 3 つの方針が政策として明らかにされた。

- 政府の非介入
- 地域コミュニティの参加
- 民営化の推進

2 番目の施策は、同年（1996 年）の地方分権法に続くもので、同法では地域コミュニティーの自立性を尊重し、従来の公共サービスを「民」に移譲する上で、営業権の付与、実施主体として地域コミュニティーを想定している。農村部のインフラ施設として、地域コミュニティーの管理能力が強化されることを前提に、地方電化は彼らの管理下に置くことが出来るとしている。3 番目の施策は、完全民営化を言及しているのではなく、政府支援下での民間主導の事業推進を示唆している。特に、地方に拠点を置くサービスの維持管理を想定している。つまり、地方のインフラ開発に際し民間資本と事業運営のノウハウの導入を意図している。

1998 年に、セネガル国政府は電力セクターに係わる法律（the orientation law of 98-29）を策定した。そこでは、民主導による電力セクターの基本構想が法制化されている。電力セクター改革の目的は、電力の安定供給（しかも低コストで）そして地方電化の促進（農村部における電力サービス普及）であった。

サービスの事業概念“fee-for-service”は、前述の（orientation law of 98-29）に暗黙裡に盛り込まれている。よって、この法律で明記された諸条件を満たすどの民間業者も電気供給サービスを行うことができる。この法律では、鉱山・エネルギー・水利省、電力規制委員会、ASER が中心的役割を果たすことが銘記されている。

その後、SENELEC は民営化され、カナダ国籍の電力会社が株主として SENELEC の経営に参加したものの、料金改訂（値上げ）がセネガル国政府に認可されなかった経緯もあり、カナダの電力会社は SENELEC の経営参加を断念した。このことが、後に、電力市場の競争料金と規制料金（政府による）について、関係者（将来の事業主）に論議を持ちかけている。最も深刻

な問題は、民間業者（オペレーター）へのインセンティブの不明確さと、長いサービス期間（15～20 年）は当初予測した利益率を維持できないのではないかという不安である。これは、エネルギー省が最終的に認可する補助金率に密接に関連している。

1999 年に、エネルギー省はエネルギーセクターに係る報告書を作成した。と呼ばれる地方電化計画の（案）がこの報告書に公表された。ここでは、2015 年までの地方電化目標（準備期間 99～2000、Launching 期間 01～05、Consolidation 期間 06～15）が報告書 PASER に明記された。PV は電化方式の 1 つとして提案され、2015 年までに約 70,000 の世帯が PV（SHS）によって電化されると予想している。ASER で最も特筆すべきアウトプットは、PPER と ERIL の事業概要、金融メカニズムを記載した "Procedure Manual" である。国土を 18 の営業管轄地区に分割し、PPER と ERIL で地方電化を実施する。前者は、トップダウン方式で、有資格の民間事業者に対しコンセッションを付与する。一方、ERIL は、ボトムアップ方式で、事業は民間オペレーター及び村落住民組織が実施主体として行う。

地方電化サブセクター移行期における経緯を図示すると以下のとおりである。

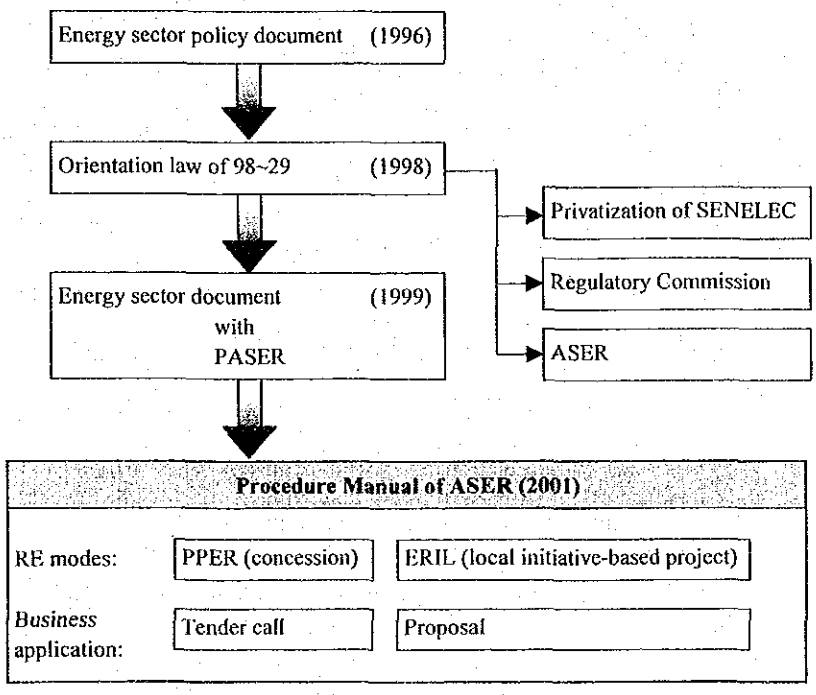


図 2.1　地方電化サブセクターの変革過程

2.2 SENELEC の電力供給と課題

かつて国営会社で、最近民営化された SENELEC は、全国地方電化の主要機関であった。民営化によって SENELEC が、電力サービスに関する事業権を保有する営利企業の一つとなった以上、SENELEC が今後も地方電化推進の牽引役となり続ける見込みは低い。

SENELEC 利用者の 1999 年 12 月時点での電圧レベル別利用者数を下表に示す。

表 2.1 電圧レベル別 SENELEC 利用者数

	低圧配電網			中圧送配電網	高圧送配電網	合計
	家庭用	その他	小計			
都市部	230,091	92,152	322,243	870		323,117
村落部	27,961	17,946	45,907	85		45,992
全国	258,052	110,098	368,150	955	2	369,109
電気消費量	355GWh	159.2GWh	514.2GWH	384.1GWh	71.7GWh	970.0GWh

出典：SENELEC

SENELEC 所有の発電施設による発電容量は 2000 年 10 月時点で約 300MW と報告されており、その内訳はディーゼル発電施設（102MW）、スティームタービン発電施設（84MW）、ガスタービン発電施設（114MW）となっている。大半の施設は 20 年以上使用されており、特に老朽化が目立つガスタービン発電施設は 30 年以上も前に設置されたものである。下表は 1991 年から 2000 年までの電力需要と供給の量を示したものである。1999 年以降、供給量が需要を下回り、計画停電を余儀なくされているのが現状である。

単位： Gwh

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
供給	915	1,000	988	1,020	1,080	1,154	1,241	1,300	1,322	1,044
需要	737	809	794	865	884	922	1,006	1,074	1,369	1,063

出典：SENELEC
注釈：2000 年は 1 月から 9 月までの合計量。

2.3 セネガルの地方電化と基本方針

(1) 地方電化計画

PASER（セネガル国地方電化行動計画）は 3 段階から構成されている。

準備段階 (1999-2000)

ASER は地方電化計画のガイドライン及び手順マニュアルを作成し、ASER 支援による地方電化計画の組織面と実施の枠組みを整備した。

第 1 フェーズ（2001-05）

地方電化サブセクターは、新規利用者（74,000 人）と既存利用者（30,000 人）から成る 104,000 人の村落部利用者に電力サービスを供給する予定である。

電力サービスのタイプ	既存	新規	計
電化村落居住者	27,000	31,000	58,000
発電施設からの低圧配電網	-	26,000	26,000
PV モジュール	3,000	17,000	20,000
計	30,000	74,000	104,000
村落部人口 (2005)	5,916,000		
村落部戸数 (2005)	696,000		
地方電化率	15%		

地方電化率の目標値は 2005 年に約 15%となっている。新規利用者（74,000 人）のうち、およそ 42%が SENELEC の新規顧客となることが見込まれている。これにより 307 の地方中心地がカバーされ、そのサービス率は平均 60%となる。

第 2 フェーズ（2006-2015）

地方電化サブセクターは既存利用者（2005 年、104,000 人）と新規利用者（166,000 人）からなる村落部利用者計 270,000 人に電力を供給する。

電力サービスのタイプ	既存	新規	計
既電化村落居住者	58,000	30,000	80,000
発電施設からの低圧配電網	26,000	94,000	120,000
PV モジュール	20,000	50,000	70,000
計	104,000	166,000	270,000
村落部人口 (2015)	6,888,000		
村落部戸数 (2015)	810,350		
地方電化率	33%		

2015 年までの地方電化率の目標値は、33%である。この段階で地方電化に対する低圧配電の寄与率は、44%と最も高くなる。SENELEC 以外の電力供給サービス（発電施設＋PV）が地方電化全体の 70%を占める一方で、SENELEC の割合は、56%（2005 年）から 30%（2015 年）まで下降する。

(2) ASER の地方電化実施計画

ASER によると、各コンセッションにおける潜在需要は以下のように推定されている。

表 2.2 2011 年までの各コンセッションにおける潜在需要数

No.	Region	Department	Nos of users in connection rate of (1)	Nos of users in connection rate of (2)
1	Ziguinchor	Bigona-Oussouye-Ziguinchor	7,844	9,575
2	Diourbel	Diourbel-Banbay	7,329	10,852
3	Diourbel	Mbacke	13,808	18,698
4	St Louis	Dagana-Podor	9,169	9,160
5	St Louis	Matam	9,735	11,201
6	Tambacounda	Tambacounda – Kedougou	6,109	9,082
7	Tambacounda	Bakel	5,310	6,296
8	Kaolack	Kaolack-Nioro du Rip	9,390	13,317
9	Kaolack	Kaffrine	9,580	13,865
10	Thies	Tivoouane	8,768	10,006
11	Thies	Thies	8,938	11,357
12	Thies	Mbour	9,684	9,802
13	Louga	Kebemer-Louga	5,016	6,163
14	Louga	Linguere	7,146	10,162
15	Fatick	Gossas – Fatick	10,339	14,152
16	Fatick	Foundiougne	5,142	6,094
17	Kolda	Sedhiou	8,815	12,602
18	Kolda	Kolda-Velingara	6,224	9,537
	Total		148,346	191,921
		RE Rates (%)	22	29

"Connection Rate" (1) は、単純に村落人口の規模のみで推定されている。
"Connection Rate" (2) は、最大の "Connection Rate" を推定するため、"Connection Rate" (1) に経済的、外部資源、都市との隣接状況等の影響要素を付加し推定されている。

コンセッション地区の地方電化予定は、以下の通りで、2006 年を最終年と想定している。

1st	2001	Dagana-Podor, Mbour, Kolda-Velingara
2nd	02	Foundiougne, Kaolack-Nioro du Rip, Sedhiou
3rd	03	Matam, Bakel, Ziguinchor
4th	04	Tivaouane, Kebemer-Louga, diourbel-bambey
5th	05	Tambacounda - Kedougou, Kaffrine, Gossas - Fatick
6th	06	Linguere, Mback, Thies, Kedougou

初年度のコンセッション地区の対象は Dagana-Podor, Mbour, Kolda-Velingara であり、それに対する LED の調査の入札を ASER は始めている。これらの地区を最初に選定した理由は、1) 人口 1,000 人以上の村落の集中、2) 比較的高所得者の分布、3) 低配電網延長の潜在的可能性と見られている。また、Kolda-Velingara は、フランス援助の対象地区と言われている。

2.4 PV（SHS）地方電化に対する戦略

既存のエネルギー源（電力グリッド網等）によっても充分賄われず、また全く賄われていない家庭に対し、PV SHS Systems（Solar Home Systems）は、正しい据付と管理の下では照明とラジオ等の家庭用電気器具の電源としてのサービスを提供することは可能である。人口が疎らで、かつ遠隔地に位置する所での既存のグリッド延長による電化はコスト高とならざるを得ない現状から、PV SHS Systems はグリッド延長による電化に対し、効果的かつ補完的な役割を果たすことになっている。人口が疎らで、かつ遠隔地の条件をもつ村落では、化石燃料に依存しないPV SHS Systems は照明と小規模の家庭用電気器具の電源としては最も経済的な手段となり得ると言える。再生可能エネルギー源として、PV SHS Systems は環境にも優しく（CO2 排出削減＝環境負荷抑制）、そして高価な輸入燃料への依存度を削減させることにもなる。

以上のような評価にもかかわらず、PV SHS Systems が広範囲に市場からの認可を得られず、また幅広い普及に向け大きな障害に直面しているのが現状である。その最大の障害は、PV 敷設の対象が地方居住者であり、その家計収入から見て、“初期購入価格”が高いことである。ただし、将来的には、大幅なコスト低下の可能性は充分ありうる。その理由の中には、世界市場でのPV パネル価格の着実な低下傾向、需要地で生産され、あるいは組み立てられた部品の効率的な利用による価格低下、そして需要増に伴う資材調達、販売、サービスのスケール・メリットによる価格低下効果が現実的に考えられる。しかし、このような価格低下があったとしても、地方に居住する低・中所得階層への利用し易い適切な融資制度がなければ、太陽光発電システムは地方電化計画の推進の上で重要で意義ある役割を果たすのは困難な状況である。

過去のPV 普及の失敗には、さまざまな要因が指摘されており、その中で以下に示す対象項目が今後の課題と想定される。

- 技術面の実績に対する信頼度の大きなバラツキ
- 粗末なシステム設計
- 継続的かつ適正な技術支援の欠如
- 政府実施機関の事業実施・運営管理能力不足
- 投資資金の回収意欲の欠如
- ユーザーが期待する機能の未実現（仕様／容量と使用電気機器のギャップ）とその結果としてのサービスへの不満

最近のPV の事業実施は過去の失敗例から得た教訓そして技術進歩の恩恵を受けており、その結果、SHS そのものは、長期的な事業の持続可能性の観点から、今は大きな期待の対象となっ

ている。しかし、何はともあれ、初期コスト高という最大の障害を乗越えることが最低限の必要条件である。これまでの実績から、これに対処すべき課題として以下の三点が挙げられる。

- “初期コスト”の障壁の克服
- 敏速で、かつ継続性のある対応のできるサービスを提供できる PV システム普及のための基盤整備の確立
- 良質の製品と信頼できるサービスの提供

第3章 PVによる地方電化実施計画

3.1 PV市場の発掘と需要予測

(1) SHS市場の特徴

PVは、電力供給の形態として太陽光発電システム、太陽光ハイブリッドシステム、そしてSHS（ファミリー型太陽光発電）に分類される。発電機と配電網が敷設される太陽光発電と太陽光ハイブリッドシステムは、電力サービス区域が限定され、数村のみに供給される限られたネットワークと定義でき、SENELECや他のネットワークのグリッドに接続させることが可能である。一方SHSは、独立した設備で、容易にユーザーの住宅に設置することができる。したがって、まとまった電力需要を必要とする低圧配電網を伴う電力供給方式と異なり、SHSは需要が存在するところならどこでも設置することができる。

一般的に、途上国における村落電化は、最終消費者が村落または孤立した地域に居住する中所得から高所得の階層に集中しており、加えて、消費電力量が低いことに特徴がある。電力の使用量は、1ヶ月に5～10キロワット・時程度にすぎず、主に照明として使われている。照明は、SHSに基づく村落電化の基本的な利用方法と考えられる。

SHS市場の特徴を概説すると、下記のとおりである。

a) 最終消費者は、セネガル国全土に点在する村落に見出されると推察する。そのような個別需要は、小または中規模の人口をもつ村落にみいだされると想定する。

b) 最終消費者はある程度の高価な部品を購入できるか、定期的にサービス料金を払う資金の余裕がある。従って、最終消費者は中所得から高所得層に所属するものと推察する。

c) 経済的ニッチであるSHS市場は、一般的には負荷又は負荷密度の低い遠隔地に存在する。そこで、電力に対する世帯需要数と既存のグリッドからの距離によりSHS市場の分布と規模を予測する。

(2) 基本的条件

本調査においては、SHSの需要規模をSHSの設置を希望することが想定される世帯数で示す。SHS市場の調査として、まず、SHS世帯需要を有する村落の分布を明確にし、次に行政府単位並びに事業圏別にそれらの需要を定量的に推定する。SHS市場の需要は、以下の条件に基づき予測する。

a) SHS 市場を ASER の手続きマニュアルで提唱されたとおり、20 の事業区域にわけてとらえる。

b) SHS は出力レベルによって種類が分類される。本調査では、主に標準タイプである 50Wp の SHS がセネガルで広く普及すると想定する。

c) 人口や世帯数などの 2000 年現在の基本データは、1998 年に行われた最新の国勢調査をもとに推定している。

d) 需要予測の目標年は、PASER の目標年に準じ、2015 年とする。

(3) 分析手法

SHS 市場の特定を、村落レベルの潜在的な電化需要を算定するところからはじめる。ASER の手続きマニュアルでは、村落の人口規模に応じて、電力との接続率を想定している。この接続率を、すべての電化されていない村落の潜在的な電化需要の算定に用いる。

次に、キロワット・時ごとにかかる費用を、グリッドの延長、ディーゼル発電機、SHS という 3 つの技術選択肢の間で比較し、既存のグリッドの所在地からの距離と電化需要に応じて、どの地域において SHS を導入する経済的な妥当性が成立かるかを特定する。

最後に、SHS が導入されるべき村の特定と各電化事業圏内の SHS 需要を予測する。SHS 市場分析手順を下図に示す。

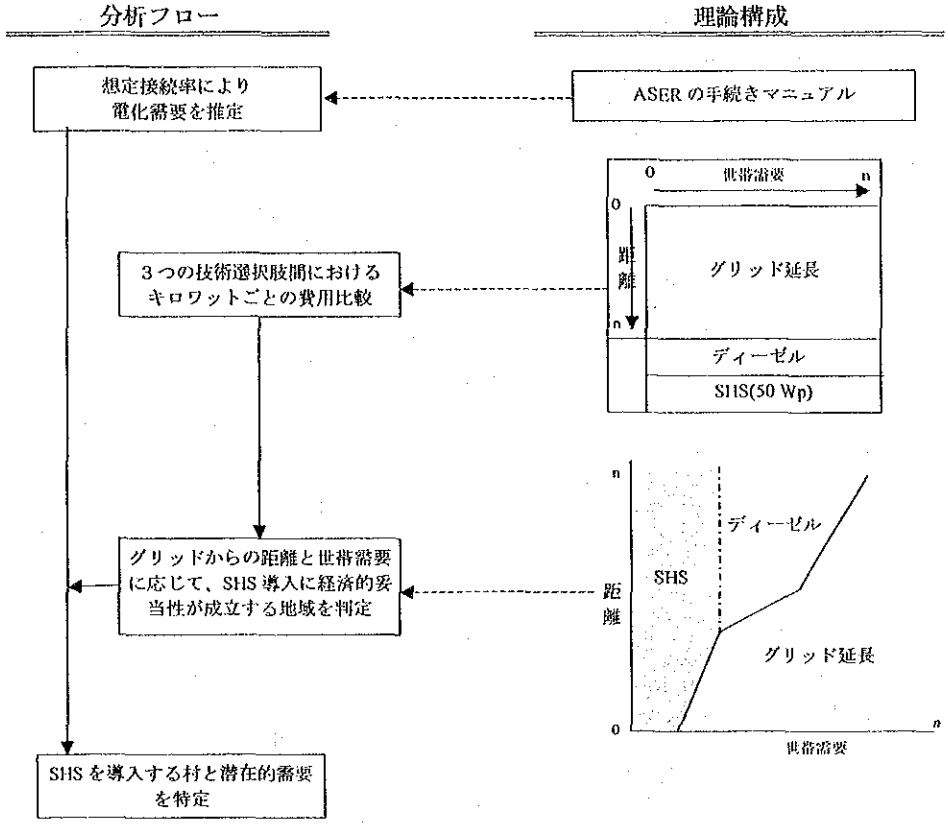


図 3.1 SHS の潜在的需要を特定するための分析フロー

(4) SHS の需要と優先地区の村落分布

SHS の経済的妥当性が成立する村落数の分布を以下に示す。

a) SHS の経済的妥当性が成立し、いまだ電化されていない村落の数は 11,222 であり、電化されていない村落のほとんどが、SHS の経済的妥当性が成立する地域であることが判明した。

b) 11,222 村のうち、もっとも多くの村落(6,695 村)は、既存グリッドからの距離が 0.6km 以上で、世帯需要数が 1～30 に帰属する。

c) 次に多いのが、既存グリッドからの距離が 0.6km 以上で、世帯需要数が 30～60 ある村落である（4,004 村）。

d) 3 番目、4 番目のブロックは、それぞれ、299 村、224 村である。

また、SHS の需要は以下に示す通りで、セネガル全土で 82,573 と推定され、現況段階でも SHS に対する潜在需要の大きさがわかる。SHS 需要を州別にみると、Kaolack 州は、14,321 と最も多い州で、Ziguinchor 州はダカール州を除いて、4,998 ユニットと最も少ない州である。さらに、SHS の潜在需要をもつ郡、村落、世帯需要数を、県別及び ASER 事業別について、以下に示す。

表 3.1 州別 SHS 需要（現況）

州	SHS 需要	州	SHS 需要
Dakar	115	Louga	7,243
Diourbel	9,364	Saint Louis	7,247
Fatick	9,235	Tamba	7,640
Kaolack	14,321	Thies	12,130
Kolda	10,240	Ziguinchor	4,998
		計	82,533

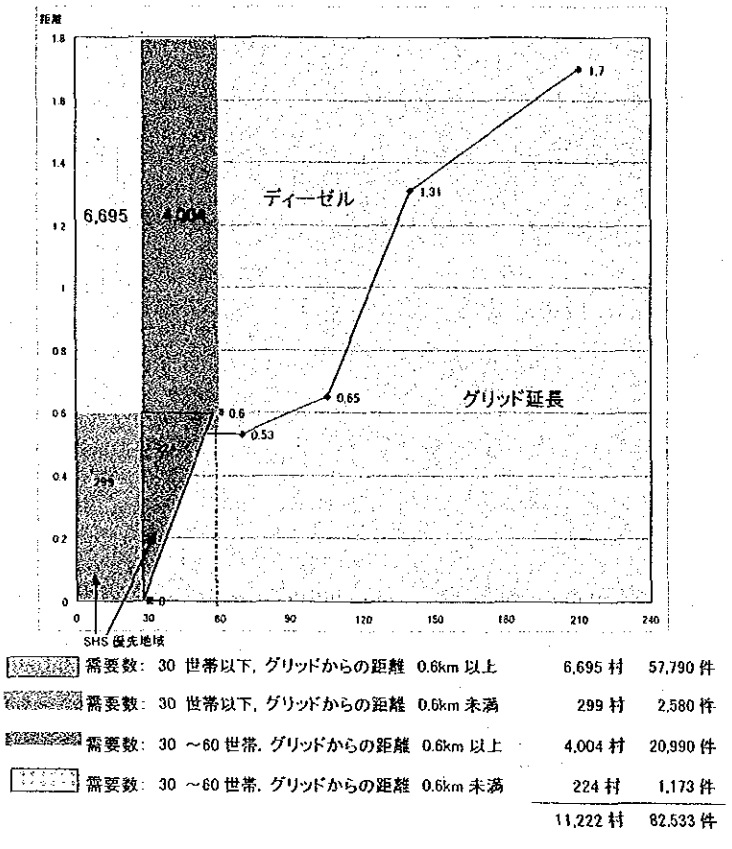
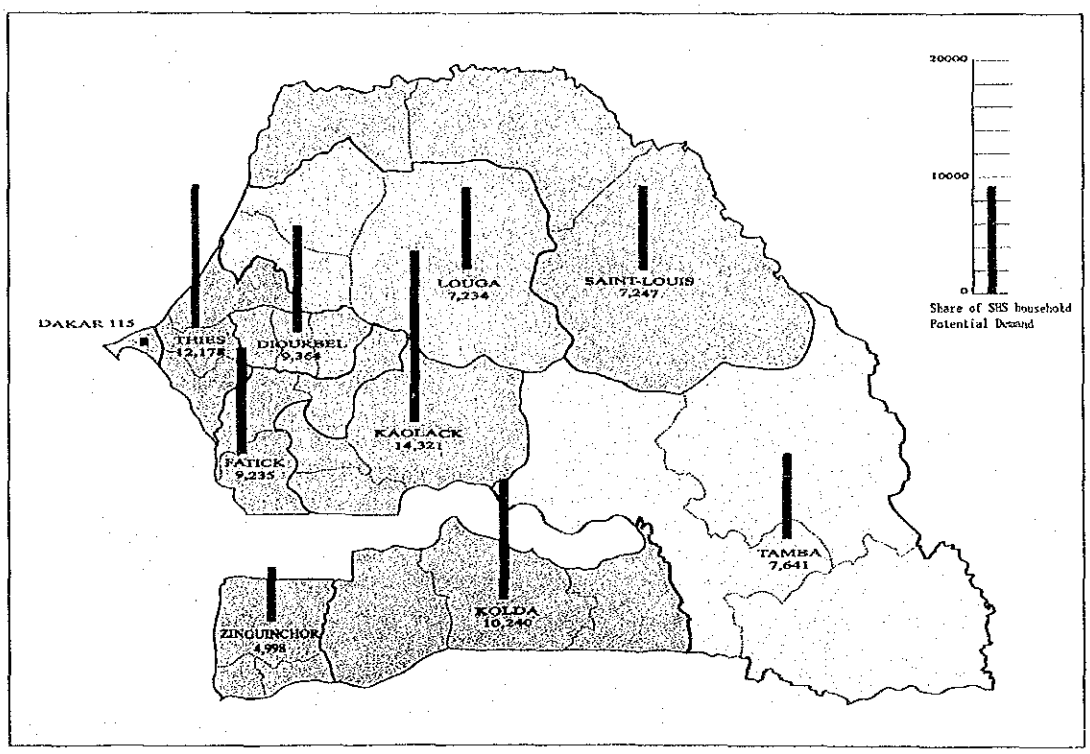


図 3.2 SHS の経済的妥当性成立地帯の村落数分布

県別 SHS の需要

州	県	郡の数	村落数	需要数
Dakar	Rufisque	1	10	115
Diourbel	Bambay	13	401	4,435
	Diourbel	11	340	2,792
	Mbacke	11	282	2,137
Fatick	Fatick	14	185	3,044
	Foundiougne	9	307	3,097
	Gossas	12	282	3,094
Kaolack	Kaffrine	21	847	7,313
	Kaolack	9	429	3,168
	Nioro du Rip	11	456	3,840
Kolda	Kolda	13	677	2,748
	Sedhiou	20	573	5,536
	Velingara	10	422	1,956
Louga	Kebemer	16	796	1,957
	Linguere	17	664	2,924
	Louga	15	776	2,362
Saint Louis	Dagana	6	261	2,100
	Matam	12	254	3,128
	Podor	10	148	2,019
Tamba	Bakel	10	400	2,102
	Kedougou	10	221	1,746
	Tamba	13	737	3,792
Thies	Mbour	8	123	2,844
	Thies	9	348	4,103
	Tivaouane	15	859	5,183
Ziguinchor	Bignona	15	279	3,094
	Oussouye	4	68	1,002
	Ziguinchor	5	74	902
	Total	320	11,219	82,533

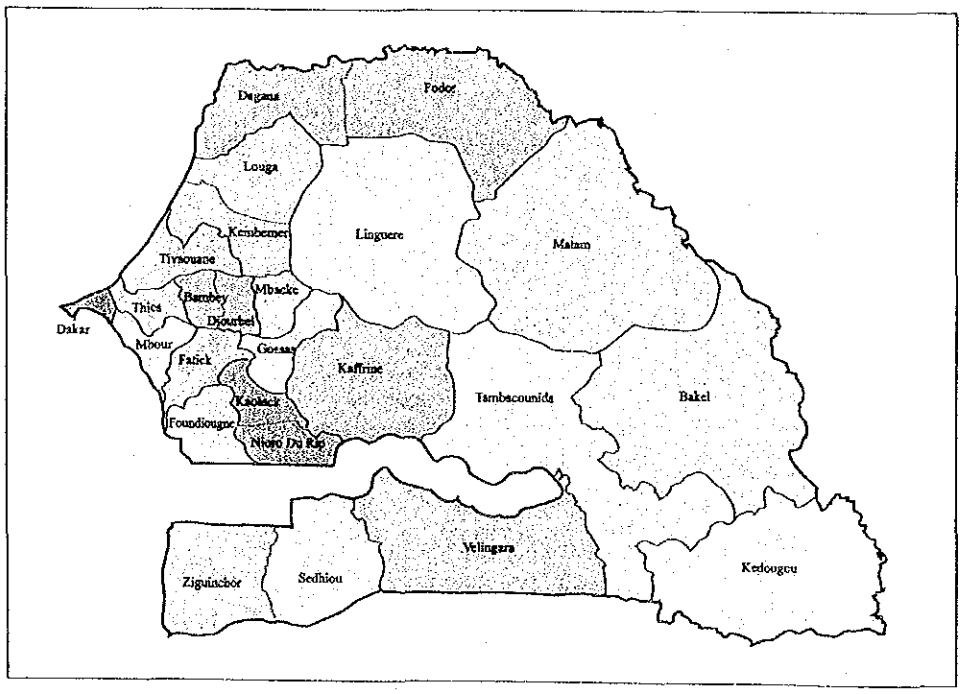


州別 SHS 需要

事業圏別 SHS 世帯将来需要予測

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

注) 現在、77,665 世帯の需要がある SHS 市場は、年約 1.7%の成長率をもって、2015 年には約 100,000 世帯に増大すると予測される。



事業圏別 SHS 需要

3.2 PV 地方電化計画のビジネス戦略の基本コンセプト

民間主導下での地方電化推進の現在の初期段階では、とりわけ、以下の課題が PV システムの普及に不可欠である。

A. 高い初期コストの克服：エネルギー供給の高い初期コストはまず取り除く必要がある。融資メカニズム／補助金の支給、より安い機材、そして低サービス基準（低品質のサービスではない）は、この目的達成には貢献することになる。(Financial Model)

B. 地元住民の参加の奨励：エネルギーサービスの設計及び供給の段階での地元コミュニティー、投資家、消費者／受益者（地元住民）の積極的参加は必須である。その意味では、地方分権的アプローチは、その解決策の一環であり、そこでは、地元コミュニティーの組織能力の強化も要求される。(Project Formation)

C. 需要志向のアプローチ：地元の問題の解決は、その地元のコミュニティーの設計及び実施への参画が積極的であればあるほど、より持続可能であるという信念に基づく。したがって、全体プログラムの推進を支援する事業には、事業推進者との密接な協調の下で、（当然政府の援助は必要とするが）地元コミュニティー自身から生み出されたニーズが充分反映されていることになる。(事業関係者間の信頼関係)

以上の事柄を踏まえ、PV 地方電化計画の基本的なコンセプトが本調査のために確立された。

1. PV 地方電化計画は、以下に規定するように電灯中心の計画である。

   PV の電気使用は、電灯のみならず、地下水汲み上げ、冷蔵庫そして家内工業のような生産目的の使用も含まれる。しかし、電灯使用が村落電化の最大目的であると考え、本調査団とセネガル側カウンターパートとの間で PV の主たる使用は電灯中心であり、村落家庭や公共施設で使用される電化製品も一部含むということで相互確認をした。

   この議論の中では、生産的利用の問題は記述さていないが、この調査で無視されているわけではない。村落開発とは、このような電灯による初期的な電化の実施の結果として、その後、生起することになろう。さらに、村落住民がこのような技術の潜在的能力により関心を持つにつれて、村落開発を支援できる更なるシステムの需要が生じることが期待できる。村落単位での集団的な活動を推進するための組織的基盤は、家庭への電灯普及を通し形成されており、増大する需要を賄うことを可能にすることになろう。人材養成・育成プログラム、融資メカニズム、そしてこれらの技術への更なる政府の関心及び社会的受容を通し、現在の計画も将来の経済開発の領域に進展していくことになる。いったん、村落コ

ミュニティーが金融選択を理解かつ受容して、正式な経済活動の仕組に参加することが確立すると、コミュニティー形成のゴールは達成されることになろう。

2. PV 地方電化の対象地域の中には、既存グリッド網の延長やディーゼル発電のような他の永久的あるいは半永久的な代替案によって取って代わられるまでの遷移的段階と見なされる場所もあり得る。取って代わられた後は、付加価値増に貢献するに充分な電力が供給される。その場合には、据付けられたPV機器は将来他の未電化地域に転嫁されることになる。

3. PV機器設置の家庭は、高い家計所得、すなわち、村落人口の上位20－25%の高所得者が対象となっている。それは、PV 機器設置の初期対象を、電化サービスへの支払能力のある家庭を考えている。このアプローチは、民間主導の地方電化を勘案したこの調査の特徴でもある。すなわち、事業のサステナビィリティーを優先している。この開発コンセプトは、セネガルの地方電化政策の実現に不可欠な要素である。そこでは、電化率の向上と民間主導によるインフラ整備が謳われている。

以上の要求を満たすため、まず、村落受益者への経済負担の軽減と電化需要の充足の実現には、サプライサイドとディマンドサイドからの両者の貢献が必須となる。その貢献とは、以下の通りである。

サプライサイド： 良質なサービスの提供

ディマンドサイド： 経済的貢献、すなわち、事業のサステナビィリティーの維持のため、初期投資の一部負担（ここでは、初期投資の10%）と定期的支払

電化サービスに対する対価の確保である料金徴収のリスクは、事業実施者（ダカールの事業家：Global entrepreneurs）に最終的には賦課される構造になっていることは銘記しておくべきである。なぜなら、地方電化の初期段階では、政府からの経済的かつ技術的支援のほとんどは、ダカールの事業家、すなわち、事業会社に向けられることになるからである。

3.3 地方電化プログラム（SHS）

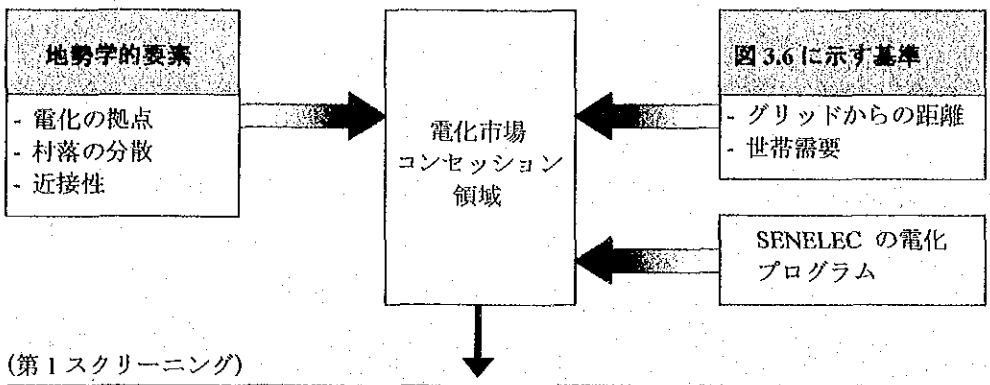
(1) SHS 市場発掘の条件

セネガル全土に分散する約 13,000 程の村落に対し、SHS 市場になると想定される市場（SHS 潜在需要を有す村落）は、既存グリッドからの距離と世帯需要をパラメーター（変数）とする

グラフで抽出することが出来る。この手法は、電化需要と代替電源（グリッド延長、ディーゼル発電、SHS）のコスト比較に基づくが、極めて理論的で実際の電化市場の特徴（地勢条件、村落の分布、村落の社会経済状況）を考慮していない。今後の実際の地方電化実施では、電化手法（既存中圧線の延長、ディーゼルを発電源とする低圧網の敷設、SHS）別に電化市場を明らかにする必要性から、それぞれの手法に合う市場を明確にする上で、下記に示す基準が考慮されるであろう。

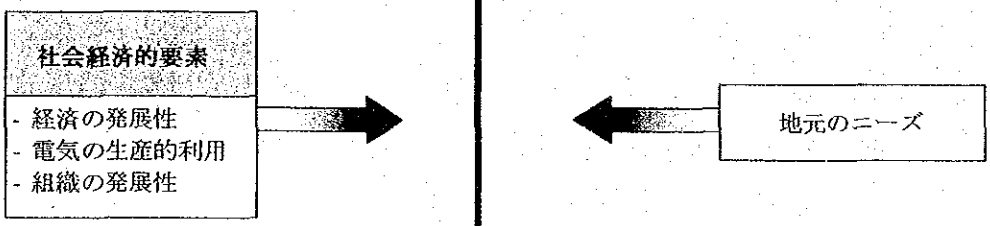
基準	条件
a) 電化の拠点	· Community rural（村落共同体）センターの位置 中心部での潜在電化需要
b) 村落の分散	センター周辺の村落分布 既存中圧線沿いの村落分布
c) 近接性	道路網と路面状況 Department（県）センターへの近接性
d) 村落の経済条件	農地の肥沃性 非農業所得の割合
e) 電気の生産的利用	作物別収穫面積 農産加工物の生産可能性
f) 村落の活動	NGO又は地元起業家の存在 地方給水、保健衛生サービス、社会活動に対する村落組織の関与 女性の社会活動

基準は、地勢的要素（aからc）と社会経済的なもの（dからf）に大別される。要領として、それぞれの電化手法に見合う市場を発掘するために、これら基準をどのように使うかである。おそらく、調査は最初に地勢学的観点に配慮され、そこでは将来電化されるであろう村落と適切な電化手法が検討される。次に、社会経済的観点が考慮され、電化手法別に市場を決定する。電化手法別に市場を決定する概念図は下記に示す通りである。



(第 1 スクリーニング)

潜在市場	手　法
1) Community rural センター（第 1 カテゴリー）	中圧線延長と低圧網（ネットワーク）
2) Community rural センター（第 2 カテゴリー）	ディーゼル発電と耐圧網
3) Community rural センター（第 3 カテゴリー）	ディーゼル or SHS or それらの組み合せ
4) センター（第 1 カテゴリー）周辺の村落	低圧線延長
5) センター（第 1 と 2 カテゴリー）周辺の村落	SHS
6) 既存グリッド沿いの村落	低圧線延長 or SHS
7) 僻地の村落	SHS



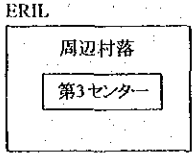
(第 2 スクリーニング)

ｸﾞﾙｰﾌﾟ	市　場	手法（オプション）	形　態
1	センター（第 1 カテゴリー）	中圧線延長と低圧網	SENELEC
2	〃	〃	PPER
3	セクター（第 2 カテゴリー）	D/G と低圧網	PPER or ERIL
4	センター（第 3 カテゴリー）	〃	PPER or ERIL
5	〃	SHS	ERIL
6	〃	D/G と SHS の組合せ	ERIL
7	センター（第 1）周辺の村落	低圧線の延長	PPER
8	〃	SHS	PPER
9	センター（第 2 と 3）周辺の村落	SHS	ERIL or PPER
10	グリッド沿いの村落	LV extension	PPER
11	〃	SHS	PPER
12	僻地の村落	D/G と SHS の組合せ	ERIL
13	〃	SHS	ERIL

第1スクリーニング	第2スクリーニング	グループ特性
CR センター（第1カテゴリー）	グループ1	• 所得が高い潜在利用者（60以上）
	グループ2	• 上記の特性に合致するが SENELEC による電化計画対象外
CR センター（第3カテゴリー）	グループ4	• 電気の生産的利用が高い • 地元企業家又は NGO の存在 • 経済的発展性が相対的に高い
	グループ5	• 地元企業家と NGO の存在 • 村落組織が社会活動に参加している
	グループ6	• 電気の生産的利用が相対的に高い • 地元企業家の存在 • 村落組織が社会活動に参加している
センター（第1）周辺の村落	グループ7	• 潜在利用者（30以上）／低圧線を望む場合
	グループ8	• 潜在利用者（30以上）
既存グリッド沿いの村落	グループ10	• 潜在利用者（30以上）／低圧線を望む場合
	グループ11	• 潜在利用者（30以上）
僻地の村落	グループ12	• グループ6と同じ
	グループ13	• グループ5と同じ

パターン1

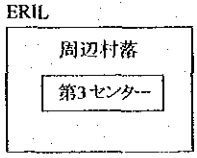
ERIL



SHS に限定

パターン2

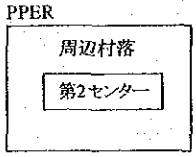
ERIL



SHS と D/G

パターン3

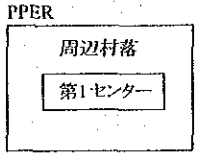
PPER



SHS に限定
周辺村落に限定

パターン4

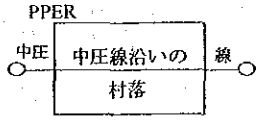
PPER



SHS に限定
周辺村落に限定

パターン5

PPER



SHS に限定

パターン6

ERIL

D/G と SHS

パターン7

ERIL

SHS に限定

(2) 対象プロジェクトの調査例

今回のカフリンをサンプル市場とする現場踏査では、SHS 市場を電化方式（PPER、ERIL）別に提示した点でかなり具体的市場イメージを把握できるものと思われる。

コミュニティー・ルーラル	電化方式	パターン別 SHS 利用者数								
		1	2	3	4	5	6	7	Max	Min
MBOS	PPER				300-400				400	300
GNIBI	PPER				300-400				400	300
BOULEL	PPER/ ERIL		200-250	200-300					550	400
KAHI	PPER					100-150			150	100
DIANKE SOUF	ERIL	150-200							200	150
M. HODDARr	PPER				300-400				400	300
N. GUENT	ERIL		200-250						250	200
D. MINAM	ERIL		200-250					30-50	300	230
Total									2,650	1,980

ここで述べる「潜在利用者」とは、SHS で電化されるであろう世帯数を指す。調査対象地域（カフリン県）では最大 2,650 世帯、最小で約 2,000 世帯が見込まれる。将来の電化は、どのような電化形態（中圧線延長、低圧線引き込み、D/G、SHS 等）を取ろうとも、コミュニティー・ルーラルを基本に実施されるであろう。おそらく、コミュニティー・ルーラルは 1 つの SHS プロジェクトを形成する最小ユニットとして考えられる。これをカフリン県に適用すると、プロジェクト（又はコミュニティー・ルーラル）単位の SHS 利用者は、最大で 330、最小で 250 世帯となる。250 から 330 世帯の利用者数は、PPER 又は ERIL の事業主（オペレーター）の年間管理能力以内に入ると思われる。本調査では、1 プロジェクトの規模として平均 300 世帯を想定する。

(3) SHS 地方電化プログラム

セネガル全国を 18 のコンセッション領域に分割したことは前出で述べたとおりである。ASER の「Procedure Manual」には、コンセッションの入札実施スケジュールが記載されているが、どうしてこのようなスケジュールに至ったかに関する包括的説明は見受けられない。しかしながら、サービスに対する利用者の支払能力は、事業を成功裡に導く最も重要な要因であることは確かである。実際、出稼ぎ（フランスを含むヨーロッパ諸国）帰りで現金に不自由しない人が多い Dagana-Podor 地区は、利用者の支払能力は高く、入札は最初の年（2001 年）に予定されている。一方、Velingara-Kolda 地区はフランスの援助機関が後押しをしており、おそらくフランス関係のサービス会社がオペレーターとして名乗りを上げるだろう。このように、現時点での実施スケジュールは、経済的又は外部の要因によって左右されると言っても過言でない。

上表に示す「SHS による電化世帯数」とは、実施可能年数の期間内で電化される世帯数を指している。これは、単純に年間の平均契約者数（300）に実施可能年数を乗じた推定値である。但し、潜在需要が減少するコンセッション（No. 7 と 13）については、年間の平均契約者数は逓減するので、電化世帯数も潜在需要に合わせて推定している。また、コミュニティー・ルーラルの数が少ない一方、潜在需要の多いコンセッション（No. 12 と 16）では、1 つのコミュニティーでプロジェクトを 2 回実施する方向で、電化世帯数を推定している。

(4) 2015 年時点までの SHS 電化計画（試案）

以上より、2015 年時点で SHS 電化世帯数は約 60,000 と見込まれる。これは、同年における潜在需要（99,800）の 59%に相当するが、PASER の計画値（70,000）より少ない達成である。SHS で電化されるコミュニティーの数は 199 で、これは全コミュニティーの数の 62%に該当する。

表 3.2 SHS 地方電化プログラム

1				300										→	3,600
2					300									→	3,300
3							300							→	2,700
4		300												→	4,200
5				300										→	3,600
6						300								→	3,000
7				240										→	2,880
8			300											→	3,900
9						300								→	3,000
10					300									→	3,300
11							300							→	2,700
12		270												→	3,780
13					214									→	2,355
14							300							→	2,700
15						300								→	3,000
16			300											→	3,900
17			300											→	3,900
18		300												→	4,200
		870	1,770	2,610	3,424	4,324	5,224							→	60,015

3.4 財務計画

(1) 財務分析の基本的条件

事業モデルの基本的なコンセプトは前述したが、それらはASERの地方電化方針の考え方と一致している。

事業モデルの利害関係者の役割を勘案し、財務分析に採用した基本的条件は以下の通り。

1) システム・ユニット・コスト

55Wpが需要の大半を占めると想定し、同タイプのユニット・コストは450,000FCFAとする。

2) ユーザーの月間支払額

これは、消費者の支払意思額に近似し、地域／所得階層によって異なってくる。支払意思額は、月間の世帯あたり平均エネルギー支出で推定する。全国社会調査は、本調査の一環として未電化村落のデータ（所得、支出、その他社会指標）の収集と解析を目的としている。下表に示すように、サンプル総数は、1,483世帯に達する。このサンプル数を所得階層別に分類し、階層別に年間平均収入、年平均エネルギー支出、月平均エネルギー支出を整理した。なお、所得階層の分類基準は、ESAM（1995年に世銀の資金で実施されたセネガル全国を対象とする家計支出調査）の基準に準じている。

表3.3 エネルギー機器に対する支出 （サンプル調査）

年間平均所得 (,000FCFA)	未電化村落の世帯数	所得分布の累積率(%)	年平均エネルギー支出	月平均エネルギー支出
< 300	488 (32.9)	32.9	24,989	2,082
300 to 600	96 (6.5)	39.4	29,066	2,422
600 to 800	425 (28.6)	68.0	37,907	3,158
800 to 1,000	155 (10.5)	78.5	49,310	4,109
1,000 to 2,000	126 (8.5)	87.0	63,702	5,308
2,000 to 3,000	156 (10.5)	97.5	66,922	5,576
3000 <	37 (2.5)	100.0	85,248	7,104
	1,483 (100.0)			

出典: 全国社会経済調査のサンプルデータ (JICA)

仮に、上位の所得分布（階層）に示すSHSユーザー（候補世帯）の割合が、20から25%とすると、ユーザー候補は、所得階層分類基準の（1,000,000から2,000,000 FCFA）から（3,000,000 FCFA以上）の範囲に所属する。この範囲のサンプル数は、319で、サンプル総数の22%に相当する。この319サンプル世帯の月平均エネルギー支出は、5,000～6,000FCFAの範囲となる。したがって、サンプル数は少ないが、ユーザー候補世帯の未

電化時における月平均エネルギー支出は、5,500 FCFA 前後と推定する。これは、あくまでも全国平均で推定した値で、支払意志額（世帯あたりの月平均エネルギー支出で近似される）は、地域別のエネルギー支出額及び所得分布に占めるユーザー候補の割合の違いから、地域別に異なってくる。これらを考慮に入れ、ユーザーの月間支払額は、5,000 から 6,000FCFA の範囲に設定する。

3) プロジェクト単位の応募者数

プロジェクト単位の新規応募者数は、100 から 500 世帯の範囲である。これは、コミュニティー・ルーラル（郡）の人口規模に依拠している。本財務分析では、代表的と考えられるプロジェクト単位の応募者数として、300 世帯を分析対象とする。

4) 年間維持管理支出

ユニット（SHS）あたりの維持管理費用は、新規応募者数に反比例して低減すると仮定している。維持管理費用の割合（システムコストの%で表示）は下記を想定する。

100 ユニット : 4.6%,
300 ユニット : 3.8%
500 ユニット : 3.4%

5) ユーザーの貢献

経済的貢献	:	初期費用に相当し、投資コストの 10%
コミュニティー組織	:	村落電化組織の設立
支払方法	:	定期的支払（事業実施者によって設定）

6) 事業オペレーターのプロポーザル

オペレーターの自己資金	:	最低 15－20%の出資（上記ユーザーの比率以上）
融資	:	ASER の支援の下、譲渡性融資の享受
補助金	:	村落住民の支払能力を勘案し、投資コストの%で提示
村落組織		村落コミュニティーのテクニシャンの養成と料金徴収方法の提示
キャッシュ・マネジメント	:	機器更新費用を賄える資金確保

7) オペレーターが適正な利益率（ROE 15～20%）を確保できるスキーム

(2) 財務分析

財務分析は、コンセッション期間を通じての機器更新を考慮したキャッシュフローを確保し、かつオペレーターの適正な利益水準 ROE＝15～20%が確保できることを想定している。
月平均エネルギー支出に依存する“支払能力”に対応した月額支払額は、対象村落の社会・経済状況を踏まえ決定される。一方、ユーザーの初期負担費用は、初期投資コストの 10%に相当し、計画実施の重要な前提条件と見なしている。

分析結果は以下の通りである。（Annex A 参照）

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

（ROE :民間オペレーターの投資（自己資本）の内部収益率をいう。投資コストと（税引き後利益＋減価償却費＋ローン返済）の現在価値が等しくなる割引率を指す。キャッシュフローは、国際会計基準に準拠したフローである。）

ここでの平均的なプロジェクト（300 ユニット）で採用されるであろう諸元は、以下のとおりである。

プロジェクトの規模	:	300 ユニット
ユニットコスト	:	450,000 CFA／ユニット
プロジェクトの初期投資額	:	135 million CFA
月あたり支払額	:	5,000 CFA～5,500 CFA
オペレーター投資割合	:	20%
政府による補助金	:	50%

(3) 財務計画

実施機関として ASER（地方電化庁）は、2001 年から 2015 年までの期間、地方電化を財政支援することが求められている。2015 年までに設置する総ユニット数は、ASER の計画値 70,000 を対象に試算する。必要とされる財政支援の総額は、下記に示す諸元に基づき算定する。（Annex B 参照）

1. Capacity of SHS PV system	55	Wp
2. Present unit price of SHS PV system	450,000	CFA
3. Exchange rate (against US$)	750	CFA/US$
4. Capital structure		
Operator's equity	20	%
User's contribution	10	%
ASER's financial support	70	%
Subsidy	(50	%)
Loan	(20	%)
5. Devaluation growth of CFA	Case I	0 % p.a.
(No change of exchange rate is applied for the year after 2011)	Case II	3 % p.a.
	Case III	5 % p.a.

15 年間（2001 年から 2015 年）にわたる ASER の財政支援は、自国通貨切下げにかかるいくつかのシナリオに基づいて試算した。

		ケース I	ケース II	ケース III
切り下げ率		0%	3%	5%
財政支援額	(百万 FCFA)	26,460	33,795	39,726
	(US$,000)	35,280	35,280	35,280

ケース III の場合（通貨切り下げ年率５％と仮定)、全体の財政支援は、(補助金と融資）プラス技術支援で構成され、総額 39.7 百万 FCFA と算定される。Annex B に言及すると、(補助金と融資）は（A）に相当し、ASER の技術支援（B）は、(A）の 20%と仮定している。この（A）と（B）を足すと、総額 39,726 百万 FCFA となる。財政支援額は、対ドル為替レートの動向にかなり影響される。ここでは、2000 年 750 CFA/US$、そして 2010 年 1,222 CFA/US$と仮定している。

上記の結果が示すように、ASER の地方電化ターゲットを満たすに要する資金は、ユーロ及びドルの為替動向に大いに影響されることは、回避しがたい。2002 年以降、CFA がユーロと固定あるいは変動相場のどちらにしても、事業の対象が弱い立場にある村落社会であり、為替の影響は政府が吸収する意志を強く示すことも必要と考える。

後述するように、セネガルでの PV 市場は、外部の経済と技術進歩に大変脆弱である。特に、通貨為替の問題は、ASER の力の及ばない所で、セネガル政府の力の及ばないところである。したがって、PV 地方電化はある意味で、国内問題でなく、実施段階で外部の経済動向に大いに影響を受けることになる。

Annex A
標準 Business Model

Project Formation A-1

Financial Analysis A-2

Financial Plan A-3

Chart A-1 Business Model (Draft) Total Management by Private Operator under Local Community Initiative
(PPER: Program Prioritaire d'Electrification Rurale)
(ERIL: Electrification Rurale d'Initiative Local)

Chart A-2 (1)

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

General Pre-Conditions

System Unit (55 Wp)	300	Units
System Unit Cost	450,000	CFA
Replacement Cost	135.0	Million CFA after 20 years' operation

Fee for Service

Period (Year)	Up to 5	6 to 10	11 to 20
Tariff (CFA/month)	5,130	5,233	5,233
		2%	2%

Initial Payment
45,000 CFA/Unit

Replacement cost secured after 20 years

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

Subsidy Rate	Fee	ROE	Cash Position after 20 years		Fee after 5 years	%	ROE	Cash Position after 20 years	
50%	4,650	10.1%	−53.7	Million CFA	5,441	17%	16.9%	0.9	Million CFA
50%	4,890	15.0%	−29.5	Million CFA	5,379	10%	18.9%	4.2	Million CFA
50%	5,130	20.0%	−5.3	Million CFA	5,233	2%	20.8%	1.8	Million CFA
30%	5,920	20.1%	8.6	Million CFA	5,802	−2%	19.1%	0.4	Million CFA
30%	5,670	15.0%	−16.6	Million CFA	5,954	5%	17.3%	2.9	Million CFA

Tariff setting for 50% subsidy

	Initial Fee	Fee after 5 years
10%	4,650	5,441
15%	4,890	5,379
20%	5,130	5,233

Cash Position after 20 years

	No increase	Increase after 5 years
10%	−53.7	0.9
15%	−29.5	4.2
20%	−5.3	1.8

Subsidy = 50%
ROE = 20%
Cash Position on the positive side after 20 years

	Fee for Service		Cash position
	0 to 5	6 to 20	after 20 years
100	5,600	5,655	0.6
300	5,130	5,233	1.8
500	5,000	5,150	4.5

Chart A-2 (2)

Financial Model for PV Rural Electrification

1 English, 0 French

Pre-Conditions

K 1 System Unit Cost (55 Wp) 450 (1,000 FCFA)

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

K, J 3 Capital Structure

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

94,500 Amount (= Subsidy + Loan)

30% Subsidy 50% 67,500 ROE = over a period of 10 years for the operator's profitability 0 Profit at sales

4 *Others* ROE = 20.8% over a period of 20 years for the operator's profitability without liquidation

Depreciation method A straight-line method FIRR = 0.9%

N Income tax rate 0%

up to 2006	up to 2011	after 2012	
0%	2%	2.0%	Tariff setting after 10 years
5,130	5,233	5,235	← Increase in tariff after 10 years

L 5 Tariff

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

OK 5,130 FCFA/Unit/month For the monthly payment

660,600 (Total amount of user's payment for 10 years)

11,466	Minimum Accu. Cashflow
22,598	Cash Position after 10 year
0	For equity liquidation

31,425	Minimum Acc. Cashflow
1,790	Cash Position after 20 year

after reduction of the replacement cost 136.8

, where the amount required for replacement be secured, say, 135.0 Million CFA

31,425 to secure the cash position on the plus side over a period of 20 years

6 No. of Subscribers 300 Units

7 Depreciation (US$ = 650 FCFA)

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

Chart A-2 (3)

I, L	8	**Projection of Income**																	
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
		Fee Collection Rate		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
		Revenue		18,468	18,468	18,468	18,468	18,468	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837	18,837
		Expenses Direct cost		5,112	5,112	5,112	3,600	3,600	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024
		Gross Profit	0	13,356	13,356	13,356	14,868	14,868	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813	15,813
		Depreciation		14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670
		Interest	0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,512	1,134	756	378	0	0	0	0	0	0	0
		Net Profit	0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
		Income tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Minimum income tax	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Net Income	0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
		Accumulated Profit	0	-3,204	-6,408	-9,612	-11,304	-12,996	-13,743	-14,111	-14,102	-13,715	-12,949	-11,806	-10,662	-9,519	-8,376	-7,232	-6,089	-1,516
J		**Debt Financing**	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	20
		Loan at beg		27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0
		Repayment							5,400	5,400	5,400	5,400	5,400							
		Interest	0	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,512	1,134	756	378	0	0	0	0	0	0	0
		Loan at end	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0							
H		**Cash-Flow Stream**	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
		Net income	0	-3,204	-3,204	-3,204	-1,692	-1,692	-747	-369	9	387	765	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
	plus	Depreciation	0	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670	14,670
	plus	User's contribution	13,500																	
	plus	Equity	27,000										0							
	plus	Additional equity (Work	0										0			0				
	plus	Loan	27,000																	
	plus	Subsidy	67,500																	
	minus	Repayment	0	0	0	0	0	0	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	0	0	0	0	0	0	0
	minus	Initial Investment	135,000										100%							
	minus	**Replacement**		0	0	0	24,900	15,600	0	0	24,900	0	27,600	0	24,900	0	0	15,600	24,900	0
G		PV Module (Wp)	180,000																	54,000
		Charge controller (A)	40,000										12,000							12,000
		Battery (Ah)	83,000				24,900				24,900				24,900				24,900	24,900
		Lamps	52,000					15,600					15,600					15,600		15,600
		Pole, Cable, etc.	60,000																	18,000
		Installation, Transport	35,000																	10,500
		Profit for Supplier	0																	

Chart A-2 (4)

450,000

H	**Net Cashflow**		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
			0	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,622	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813
	Accu. Cashflow		0	11,466	22,932	34,398	22,476	19,854	28,377	37,279	21,658	31,315	13,751	29,564	20,478	36,291	52,104	52,318	43,231	106,484
	Deposit bank rate	4.25%		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790
	% of the outstanding amount	80%			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
			-27,000	11,466	11,466	11,466	-11,922	-2,622	8,523	8,901	-15,621	9,657	-17,565	15,813	-9,087	15,813	15,813	213	-9,087	15,813
	Equity Portion		-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
80%	**Bank deposit effect for 80% of the outstandings**			0	390	793	1,210	846	785	1,102	1,442	960	1,321	768	1,332	1,068	1,642	2,236	2,319	3,978
	at the beg. of the year Real Cash-Flow		-27,000	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791
	Operator's ROE =	20.8%		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790

O	Profitability	5.0%	-27,000										Liquidation of the operator's equity =	0						
		Profit at sale	0										*Cash outstandings after the liquidation =*	22,598		27,000				
	Operator ROE =		-27,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
	(for 10 years)																			
	Equity owner		-40,500	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791
	(for 20 years)	Accu. Cashflow		11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790

H, I	**Balance Sheets**																			
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
	Loan		27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	21,600	16,200	10,800	5,400	0	0	0	0	0	0	0	0
	User's contribution		13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500
	Additional equity		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Equity		27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000	27,000
	Retained earnings		0	-3,204	-6,018	-8,429	-8,911	-9,758	-9,719	-8,986	-7,535	-6,188	-4,102	-2,191	285	2,491	5,282	8,662	12,124	28,790
	Subsidy		67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500	67,500
	Liabilities & Equity		135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790
	Cash		0	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790
	Assets		135,000	120,330	105,660	90,990	101,220	102,150	87,480	72,810	83,040	68,370	81,300	66,630	76,860	62,190	47,520	48,450	58,680	0
	Assets		135,000	131,796	128,982	126,571	126,089	125,242	119,881	115,214	111,265	107,212	103,898	105,809	108,285	110,497	113,282	116,662	120,124	136,790
													0	0	0	0	0	0	0	0

Chart A-2 (5)

Cashflow Stream & Cash Position (Case 2)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2021
(In case of no liquidation)	Cashflow	11,466	11,856	12,259	-10,712	-1,776	9,308	10,003	-14,179	10,617	-16,244	16,582	-7,755	16,882	17,456	2,449	-6,767	19,791
	Accu. Cashflow	11,466	23,322	35,581	24,869	23,092	32,401	42,404	28,225	38,842	22,598	39,179	31,425	48,307	65,762	68,212	61,444	136,790

Chart A-3 Financial Plan

Annex B

1 Financial Plan for PV Rural Electrification **Case III**

1 English, 0 French

Pre-conditions

No. of total installation units : 70,000

Subsidy rate : 50%

	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	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	70,000
Price of PV System in US$	600	669	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
Exchange rate US$=	750	788	827	868	912	957	1,005	1,055	1,108	1,163	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	
Price of PV system in CFA	450,000	472,500	496,125	520,931	546,978	574,327	603,043	633,195	664,855	698,098	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003	733,003	
Subsidy	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	
Annual reduction in subsidy %	0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Loan	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	
(Subsidy + Loan) (%)		70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
Total Amount of Financial Support from ASER (A) (Million CFA)		531	695	729	957	1,005	2,523	2,659	2,792	2,932	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	3,079	33,105
Total Amount of Technical Support from ASER (B) (Million CFA)		66	139	146	191	201	507	532	558	586	616	616	616	616	616	616	6,621
(B)/(A) =	20%																
Total Amount (Million CFA)		397	833	875	1,149	1,206	3,039	3,191	3,351	3,518	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	39,726
Exchange Rate US$ =	750	788	827	868	912	957	1,005	1,055	1,108	1,163	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	
Devaluation growth of CFA =	5.0%																
Total Amount (Million US$)		0.50	1.01	1.01	1.26	1.26	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	35.3
Accumulated Amount (Million US$)		0.5	1.5	2.5	3.8	5.0	8.1	11.1	14.1	17.1	20.2	23.2	26.2	29.2	32.3	35.3	

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Total Amount (Million CFA)	397	833	875	1,149	1,206	3,039	3,191	3,351	3,518	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	3,694	39,726
Total Amount (Thousand US$)	504	1,008	1,008	1,260	1,260	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	3,024	35,280
Installation Units	1,000	2,000	2,000	2,500	2,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	70,000
Accumulated Units	1,000	3,000	5,000	7,500	10,000	16,000	22,000	28,000	34,000	40,000	46,000	52,000	58,000	64,000	70,000	

Major parameters					Case Study				
Devaluation growth of CFA = 5.0%	0.0%	3.0%	5.0%	(No change of exchange rate is applied for the years after 2010)	5.0%	Devaluation growth of CFA	0%	3%	5%
					39,726	Total Amount (Million CFA)	26,460	33,795	39,726
					35,280	Total Amount (Thousand US$)	35,280	35,280	35,280